



HIDROELECTRICA





HIDROELECTRICA

**SOCIETATEA DE PRODUCERE A ENERGIEI ELECTRICE IN HIDROCENTRALE
"HIDROELECTRICA" S.A.**

(societate pe acțiuni constituită conform legislației din România)

Ofertă pentru un număr de până la 78.007.110 Acțiuni Oferite de către FONDUL PROPRIETATEA S.A.

la un interval de preț cuprins între 94 RON și 112 RON per Acțiune Oferită („Intervalul Prețului de Ofertă”) și admiterea la tranzacționare pe piața reglementată a Bursei de Valori București

Prezentul document a fost aprobat de Autoritatea de Supraveghere Financiară („ASF”) prin Decizia nr. 641/22 Iunie 2023, ASF fiind autoritatea română competentă conform dispozițiilor Regulamentului (UE) 2017/1129 din 14 iunie 2017 privind prospectul care trebuie publicat în cazul unei oferte publice de valori mobiliare sau al admiterii de valori mobiliare la tranzacționare pe o piață reglementată, cu modificările ulterioare („Regulamentul privind Prospectul”), ca prospect („Prospectul”) în conformitate cu dispozițiile Legii nr. 24/2017 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, republicată („Legea 24/2017”), cu Regulamentul ASF nr. 5/2018 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, cu modificările și completările ulterioare („Regulamentul ASF nr. 5/2018”), cu Regulamentul privind Prospectul și cu prevederile altor acte normative incidente. ASF aprobă prezentul Prospect exclusiv în ceea ce privește îndeplinirea standardelor privind caracterul exhaustiv, inteligibil și coerent impuse de Regulamentul privind Prospectul, iar respectiva aprobare nu trebuie considerată o recomandare referitoare la societatea care face obiectul prezentului Prospect. Prezentul Prospect nu a fost și nu va fi aprobat de către nicio altă autoritate competentă din Spațiul Economic European („SEE”), cu excepția ASF.

Prezentul Prospect se referă la o ofertă („Oferta”) pentru vânzarea de către FONDUL PROPRIETATEA S.A. („Acționarul Vanzător”) a unor acțiuni ordinare existente din capitalul social al SOCIETĂȚII DE PRODUCERE A ENERGIEI ELECTRICE IN HIDROCENTRALE “HIDROELECTRICA” S.A., o societate pe acțiuni constituită conform legislației din România, înregistrată la Oficiul Registrului Comerțului București cu nr. J40/7426/2000, cod unic de înregistrare 13267213 („Societatea”, „Hidroelectrică” sau „Emitentul”), fiecare dintre acestea fiind emise și vărsate integral, cu o valoare nominală de 10 lei și conferind dreptul la un vot în cadrul adunărilor generale ale acționarilor („Acțiunile”). Oferta constă într-un număr de până la 78.007.110 Acțiuni oferite de Acționarul Vanzător („Acțiunile Oferite”).

Prețul per Acțiune Oferită în cadrul Ofertei („Prețul Final de Ofertă”) se va încadra în Intervalul Prețului de Ofertă, se va stabili conform mecanismului prevăzut în secțiunea „Subscriere și vânzare” și se estimează că va fi adus la cunoștința publicului la data de 5 iulie 2023 sau în jurul acestei date. Perioada de Ofertă pentru Acțiunile Oferite va începe la data de 23 iunie 2023 și se va încheia la data de 4 iulie 2023 („Perioada de Ofertă”). Perioada de ofertă poate fi prelungită sau modificată cu condiția obținerii aprobării din partea ASF și a publicării unui supliment la prezentul Prospect în conformitate cu legislația incidentă. Pentru informații suplimentare, a se vedea secțiunea „Subscriere și vânzare”.

În legătură cu Oferta, Erste Group Bank AG (acționând în mod direct sau prin Banca Comercială Română S.A.) în calitate de agent de stabilizare (“Agentul de Stabilizare”) pe seama Citigroup Global Markets Europe AG („Managerul de Stabilizare”) poate (dar nu va avea nicio obligație în acest sens), în măsura permisă de lege, să supra-aloce Acțiuni Oferite sau să efectueze alte tranzacții de stabilizare cu scopul de a menține prețul de piață al Acțiunilor Oferite la un nivel mai ridicat decât cel care ar putea să prevaleze în condițiile pieței libere. Managerul de Stabilizare nu este obligat să încheie astfel de tranzacții și asemenea tranzacții pot avea loc pe Bursa de Valori București și pot fi realizate la orice moment după începerea tranzacționării Acțiunilor Oferite pe Piața Reglementată la vedere a Bursei de Valori București și se vor încheia la 30 de zile după. Cu toate acestea, nu va exista nicio obligație în sarcina Managerului de Stabilizare și a agenților acestuia să efectueze tranzacțiile de stabilizare și nu se dă nicio asigurare că asemenea tranzacții de stabilizare vor avea loc. În niciun caz nu se vor lua măsuri de stabilizare a prețului de piață al Acțiunilor Oferite la un preț mai mare decât Prețul Final de Ofertă. Aceste tranzacții de stabilizare, dacă sunt întreprinse, pot fi sistate în orice moment, fără o notificare prealabilă. Cu excepția cerințelor impuse de legi și regulamente, nici Managerul de Stabilizare și nici agenții acestuia nu intenționează să dezvăluie măsura în care orice supra-alocare și/sau tranzacție de stabilizare va fi întreprinsă în cadrul Ofertei.



În legătură cu Oferta, Agentul pentru Stabilizare poate, pentru scopuri de stabilizare, să supra-aloce Acțiuni, până la maxim 15% din numărul total de Acțiuni Oferite în cadrul Ofertei. Pentru a permite Agentului pentru Stabilizare să acopere pozițiile scurte ce rezultă din asemenea supra-allocări și/sau vânzări de Acțiuni Oferite ce sunt întreprinse de acesta în cadrul perioadei de stabilizare, se preconizează că Acționarul Vanzător va oferi Managerilor opțiunea de a cumpăra sau de a găsi cumpărători pentru Acțiuni Oferite suplimentare până la maxim 11.701.067 („Opțiunea de Supra-allocare”), prin intermediul căreia Managerii au opțiunea de a găsi cumpărători pentru Acțiuni Oferite suplimentare până la maxim 15% din numărul total de Acțiuni Oferite în cadrul Ofertei („Acțiunile Supra-locate”) la Prețul Final de Ofertă. Opțiunea de Supra-allocare va putea fi exercitată, în întregime sau în parte, prin transmiterea unei notificări de către Agentul pentru Stabilizare, în orice moment la sau înaintea celei de-a 30-a zi calendaristică după începerea tranzacționării Acțiunilor Oferite pe Piața Reglementată la Vederea a Bursei de Valori București. Orice Acțiuni Supra-locate puse la dispoziție ca urmare a exercitării Opțiunii de Supra-allocare vor avea un rang *pari passu* cu Acțiunile Oferite, cu privire la toate aspectele, inclusiv în ce privește toate dividendele și toate celelalte distribuții ce au fost declarate, făcute sau plătite cu privire la Acțiunile Oferite, vor fi cumpărate în aceeași termenii și condiții precum Acțiunile Oferite și vor face parte din aceeași clasă cu Acțiunile Oferite, din toate punctele de vedere.

În contextul Ofertei se va depune o solicitare pentru admiterea tuturor Acțiunilor la tranzacționare („Admiterea”) pe Piața Reglementată la Vederea administrată de Bursa de Valori București S.A. („Bursa de Valori București” sau „BVB”). Bursa de Valori București este o piață reglementată din cadrul SEE în sensul prevăzut de Directiva 2014/65/UE a Parlamentului European și a Consiliului din 15 mai 2014 privind piețele instrumentelor financiare și de modificare a Directivei 2002/92/CE și a Directivei 2011/61/UE („Directiva privind Piețele Instrumentelor Financiare”). Anterior Ofertei, nu a existat nicio piață deschisă pentru Acțiuni. Admiterea tuturor Acțiunilor la tranzacționare pe piața reglementată a Bursei de Valori București este preconizată să aibă loc la data de 12 iulie 2023 sau în jurul acestei date („Data Listării”). Se preconizează că Acțiunile vor fi tranzacționate având simbolul „H2O”.

Plățile pentru Acțiunile Oferite urmează să fie efectuate în RON prin sistemul RoClear (sistemul român de compensare, decontare, custodie, depozitare și registru), care este administrat de Depozitarul Central din România. Transferul Acțiunilor în cadrul Ofertei și vânzările de Acțiuni pe piața secundară vor fi decontate și compensate prin intermediul sistemului de decontare administrat de către Depozitarul Central din România, în conformitate cu regulamentele și legile române aplicabile.

Oferta este structurată ca o ofertă de Acțiuni Oferite: (1) în afara Statelor Unite ale Americii („SUA” sau „Statele Unite”) în cadrul unor tranzacții de tip „offshore” în baza Regulamentului S din Legea SUA privind Valorile Mobiliare din 1933 (în limba engleză: „*U.S. Securities Act of 1933*”), cu modificările ulterioare („Legea Valorilor Mobiliare”), inclusiv publicului din România; și (2) în Statele Unite, către „cumpărători instituționali calificați” („QIB”), astfel cum sunt aceștia definiți în Regula 144A („Regula 144A”) și în conformitate cu aceasta sau cu altă derogare disponibilă conform Legii Valorilor Mobiliare. Prin prezentul document, potențialii investitori sunt informați că orice vânzător al Acțiunilor Oferite se poate întemeia pe derogarea prevăzută de Regula 144A de la aplicarea dispozițiilor Secțiunii 5 a Legii privind Valorile Mobiliare. Distribuirea acestui Prospect și oferta și vânzarea Acțiunilor Oferite ar putea fi restricționate prin lege în anumite jurisdicții. Prin urmare, nici acest Prospect, nici orice anunț cu caracter publicitar sau orice alt material de Ofertă nu pot fi distribuite sau publicate în nicio jurisdicție decât în circumstanțe care au drept rezultat respectarea oricăror legi sau regulamente aplicabile. Societatea, Acționarul Vanzător și fiecare dintre Coordonatorii Globali Comuni, Codeținătorii Registrului de Subscrieri și Intermediarii Coordonatori (toți astfel cum sunt indicați mai jos și în mod colectiv, Coordonatorii Globali Comuni, Codeținătorii Registrului de Subscriere și Intermediarii Coordonatori, împreună „Managerii”) solicită persoanelor aflate în posesia prezentului Prospect să se informeze cu privire la orice astfel de restricții și să le respecte. Orice nerespectare a acestor reglementări poate reprezenta o încălcare a legilor care reglementează valorile mobiliare din orice astfel de jurisdicție. A se vedea secțiunea „*Restricții de vânzare și transfer*”.

Prezenta Ofertă nu reprezintă o ofertă de vânzare sau o solicitare a unei oferte de cumpărare de valori mobiliare în nicio jurisdicție în care o astfel de ofertă sau solicitare de ofertă ar fi ilegală. Acțiunile nu au fost și nu vor fi înregistrate potrivit Legii privind Valorile Mobiliare sau la o autoritate de reglementare în domeniul valorilor mobiliare din orice stat sau jurisdicție din Statele Unite și nu pot fi oferite sau vândute în Statele Unite. Pentru o prezentare a anumitor alte restricții referitoare la oferte, vânzări și transferuri ale Acțiunilor și distribuirea prezentului Prospect, a se vedea secțiunea „*Informații importante privitoare la prezentul Prospect*” și „*Restricții de vânzare și transfer*”.



Citiți prezentul Prospect înainte de a subscrie. O investiție în Acțiunile Oferite presupune un grad ridicat de risc și incertitudini. Potențialilor investitori li se recomandă să citească întregul document și, în special, să consulte secțiunea „Factori de risc”, care începe la pagina 14 și care prezintă anumiți factori pe care investitorii ar trebui să îi aibă în vedere înainte de a face o investiție în Acțiuni. Potențialii investitori trebuie să își permită asumarea riscului economic al unei investiții în Acțiunile Oferite și să poată susține o pierdere totală sau parțială a investiției lor.

PREZENTUL PROSPECT A FOST APROBAT DE ASF. APROBAREA ACESTUI PROSPECT NU CONSTITUIE O GARANȚIE SAU O ALTĂ FORMĂ DE APRECIERE DE CĂTRE ASF CU PRIVIRE LA OPORTUNITATEA, AVANTAJELE SAU DEZAVANTAJELE, PROFITUL SAU RISCURILE PRESUPUSE DE TRANZACȚIILE ÎNCHEIATE DUPĂ ACCEPTAREA OFERTEI CARE FACE OBIECTUL DECIZIEI DE APROBARE; DECIZIA DE APROBARE CERTIFICĂ NUMAI CONFORMITATEA PROSPECTULUI CU CERINȚELE LEGII ȘI ALE NORMELOR ADOPTATE PENTRU APLICAREA ACESTEIA.

Coordonatori Globali Comuni

**Citigroup Global Markets
Europe AG**

Erste Group Bank AG

Jefferies GmbH

Morgan Stanley Europe SE

Codeținătorii Registrului de Subscrieri

**Banca Comercială
Romana S.A.**

**Barclays Bank
Ireland PLC**

BofA Securities

**UniCredit
Bank AG, Milan
Branch**

UBS Europe SE

**WOOD &
Company**

Intermediarii Coordonatori

**Auerbach Grayson & Co
LLC**

**BRD – Groupe Societe
Generale S.A.**

BT Capital Partners S.A.

SWISS CAPITAL

Data prezentului Prospect este 22 iunie 2023



CUPRINS

REZUMAT.....	5
FACTORI DE RISC.....	21
INFORMAȚII IMPORTANTE PRIVITOARE LA PREZENTUL PROSPECT.....	50
PREZENTAREA INFORMAȚIILOR FINANCIARE ȘI A ALTOR INFORMAȚII.....	59
INFORMAȚII PRIVIND CURSUL DE SCHIMB VALUTAR.....	64
OFERTA.....	65
MOTIVELE OFERTEI ȘI UTILIZAREA FONDURILOR OBTINUTE.....	69
POLITICA PRIVIND DIVIDENDELE.....	70
CAPITALIZARE ȘI DATORII.....	72
SELECȚIE DE INFORMAȚII FINANCIARE ȘI OPERAȚIONALE.....	74
PREZENTAREA ȘI ANALIZA CONDUCERII ASUPRA SITUAȚIEI FINANCIARE ȘI REZULTATELOR OPERAȚIUNILOR.....	78
PREZENTAREA SECTORULUI DE ACTIVITATE ȘI PRINCIPALELE TENDINȚE.....	115
ACTIVITATEA SOCIETĂȚII.....	128
CONDUCEREA.....	189
ACȚIONARI.....	200
DESCRIEREA CAPITALULUI SOCIAL ȘI A STRUCTURII SOCIETĂȚII.....	201
TRANZACȚII CU PĂRȚILE AFILIATE.....	210
ASPECTE REFERITOARE LA REGLEMENTĂRI.....	211
REGIMUL FISCAL.....	240
SUBSCRIERE ȘI VÂNZARE.....	248
RESTRICȚII DE VÂNZARE ȘI TRANSFER.....	266
DECONTARE ȘI TRANSFER.....	275
TERMENII ȘI CONDIȚIILE OFERTEI.....	277
RECUNOAȘTEREA ȘI EXECUTAREA HOTĂRÂRILOR JUDECĂTOREȘTI PRONUNȚATE ÎN MATERIE CIVILĂ ȘI COMERCIALĂ.....	284
ASPECTE JURIDICE.....	286
AUDITORI INDEPENDENȚI.....	287
INFORMAȚII GENERALE.....	288
DEFINIȚII ȘI GLOSAR SELECTIV DE TERMENI.....	290
INDEX LA SITUAȚIILE FINANCIARE.....	F-1



REZUMAT

Secțiunea A – Introducere și atenționări
A.1. Introducere
1.1 Denumirea și numărul internațional de identificare a valorilor mobiliare (ISIN)
Oferta cuprinde o ofertă de vânzare de până la 78.007.110 Acțiuni de către Acționarul Vanzător. Tuturor Acțiunilor li s-a alocat codul ISIN RO4Q0Z5RO1B6.
1.2 Identitatea și informațiile de contact ale Emitentului, inclusiv Identificatorul de Persoană Juridică (LEI)
Emitentul este SOCIETATEA DE PRODUCERE A ENERGIEI ELECTRICE ÎN HIDROCENTRALE „HIDROELECTRICA S.A.”, o societate pe acțiuni organizată și care își desfășoară activitatea în conformitate cu legislația României, înființată în baza Hotărârii Guvernului României nr. 627 din 13 iulie 2000, înregistrată la Oficiul Registrului Comerțului de pe lângă Tribunalul București cu nr. J40/7426/2000, cod unic de înregistrare 13267213 și Identificatorul de Persoană Juridică (codul LEI) 78720011SRQX09PRB732, cu sediul social în România, București, sector 1, Bd. Ion Mihalache nr. 15-17, etajele 10-15. Numărul de telefon de la sediul social al Emitentului este +4 021.303.25.00, adresa sa de email este secretariat.general@hidroelectrica.ro și pagina de internet este https://www.hidroelectrica.ro/ .
1.3 Identitatea și informațiile de contact ale ofertanților
Acționarul Vanzător: Fondul Proprietatea S.A., un fond de investiții de tip închis destinat investitorilor de retail în conformitate cu Legea nr. 243/2019 privind reglementarea fondurilor de investiții alternative, înregistrat la ASF și aflat sub supravegherea acestei instituții, este organizat și funcționează ca societate pe acțiuni în conformitate cu legislația României, înregistrat la Registrul Comerțului cu nr. J40/21901/2005, având codul unic de înregistrare 18253260 și codul LEI 549300PVO1VWBFH3DO07, cu sediul social în strada Buzzești nr. 76-80, etaj 7, București 011017, România. Numărul de telefon de la sediul social al Acționarului Vanzător este +40 21 200 96 00, adresa de email este office@fondulproprietatea.ro și pagina de internet este https://www.fondulproprietatea.ro .
Emitentul: SOCIETATEA DE PRODUCERE A ENERGIEI ELECTRICE ÎN HIDROCENTRALE “HIDROELECTRICA” S.A., o societate pe acțiuni organizată și care își desfășoară activitatea în conformitate cu legislația României, înființată în baza Hotărârii Guvernului României nr. 627 din 13 iulie 2000, înregistrată la Oficiul Registrului Comerțului de pe lângă Tribunalul București cu nr. J40/7426/2000, cod unic de înregistrare 13267213 și codul LEI 78720011SRQX09PRB732, cu sediul social în România, București, sector 1, Bd. Ion Mihalache nr. 15-17, etajele 10-15. Numărul de telefon de la sediul social al emitentului este +4 021.303.25.00, adresa de email este secretariat.general@hidroelectrica.ro și pagina de internet este https://www.hidroelectrica.ro . Hidroelectrica va solicita Admiterea la tranzacționare a Acțiunilor sale pe piața reglementată administrată de Bursa de Valori București.
1.4 Identitatea și informațiile de contact ale autorității competente care a aprobat Prospectul
Prezentul Prospect a fost aprobat de ASF, cu sediul în Splaiul Independenței nr. 15, Sector 5, cod poștal 050092, București, România. Numărul de fax al ASF este 021.659.60.51, numărul său de telefon este 021.659.64.36 și adresa sa de email este office@asfromania.ro.
1.5 Data aprobării Prospectului
Prezentul Prospect a fost aprobat de ASF la data de 22 iunie 2023.
A.2. Avertismente și informații privind utilizarea ulterioară a Prospectului
Prezentul rezumat a fost elaborat în conformitate cu articolul 7 din Regulamentul privind Prospectul și trebuie interpretat ca o introducere la Prospect. Orice decizie de a investi în Acțiunile Oferite ar trebui să se bazeze pe examinarea de către investitor a întregului Prospect. Investiția în Acțiunile Oferite implică riscuri, iar investitorii își pot pierde integral sau parțial investiția ca urmare a achiziționării Acțiunilor Oferite. În situația în care se introduce o acțiune în fața unei instanțe judecătorești cu privire la informațiile cuprinse în Prospect, investitorul reclamant ar putea fi obligat, în temeiul legislației naționale, să suporte costurile aferente traducerii Prospectului înainte de inițierea procedurilor judiciare. Răspunderea civilă în legătură cu prezentul rezumat, inclusiv cu orice traducere a acestuia, revine numai persoanelor care au prezentat rezumatul, dar numai în cazul în care rezumatul este înșelător.



este inexact sau contradictoriu în raport cu celelalte părți ale Prospectului sau în cazul în care nu oferă, în raport cu celelalte părți ale Prospectului, informații esențiale pentru a ajuta investitorii în luarea unei decizii de a investi în Acțiunile Oferite.

Secțiunea B – Informații esențiale privind Emitentul

B.1. Cine este Emitentul valorilor mobiliare?

a) Sediul, forma juridică, codul LEI, legislația care îi reglementează activitățile și țara de constituire

Emitentul este SOCIETATEA DE PRODUCERE A ENERGIEI ELECTRICE ÎN HIDROCENTRALE "HIDROELECTRICA" S.A., o societate pe acțiuni organizată și care își desfășoară activitatea în conformitate cu legislația României, înființată în baza Hotărârii Guvernului României nr. 627 din 13 iulie 2000, înregistrată la Oficiul Registrului Comerțului de pe lângă Tribunalul București cu nr. J40/7426/2000, cod unic de înregistrare 13267213 și codul LEI 78720011SRQX09PRB732, cu sediul social în România, București, sector 1, Bd. Ion Mihalache nr. 15-17, etajele 10-15.

Emitentul are o singură filială, S.S.H. Hidroserv S.A. („Hidroserv” și, împreună cu Societatea, „Grupul”).

b) Activități principale

Emitentul este principalul producător de energie electrică din România în ceea ce privește cantitatea de energie produsă, un jucător important în domeniul hidroenergetic din Europa și principalul furnizor de servicii de sistem din România, cu un rol determinant în securitatea Sistemului Energetic Național. Emitentul vinde, de asemenea, energie electrică pe piețele de energie electrică angro și cu amănuntul din România.

Emitentul este singurul producător de energie electrică din sursă hidro din România care operează unități de producție dispecerizabile și unul dintre cei mai importanți jucători în domeniul hidroenergetic din Europa, generând 13,6 TWh din surse hidroelectrice în 2022, 16,9 TWh în 2021 și 15 TWh în 2020, toate reprezentând producția brută.

Potrivit actului constitutiv al Emitentului, domeniul său principal de activitate este cod CAEN 351 – „Producția, transportul și distribuția energiei electrice”, în timp ce activitatea principală este cod CAEN 3511 – „Producția de energie electrică”.

În ceea ce privește activele hidroenergetice, Emitentul deține și exploatează 182 de hidrocentrale, care sunt situate strategic în șapte locații/sucursale în România. Emitentul are, de asemenea, cinci stații de pompare, cu o capacitate instalată de 91,5 MW, ce contribuie la eficientizarea operațională în gospodărirea apei. În ceea ce privește activele sale eoliene, în anul 2021, Emitentul a achiziționat Crucea Wind Farm cu o putere instalată de 108 MW, constând în 36 de turbine tip Vestas V112 de 3MW fiecare.

c) Acționarii principali, inclusiv dacă Emitentul este controlat în mod direct sau indirect și de către cine

La data prezentului Prospect, acționarii Emitentului sunt Statul Român prin Ministerul Energiei și Fondul Proprietatea S.A. Emitentul a emis exclusiv Acțiuni ordinare, care conferă drepturi de vot egale tuturor acționarilor Emitentului.

Tabelul de mai jos prezintă anumite informații referitoare la deținerea Acțiunilor înainte de Ofertă și dreptul de proprietate al acționarilor actuali asupra Acțiunilor imediat după finalizarea Ofertei, presupunând că toate Acțiunile sunt vândute în cadrul Ofertei și că fondurile aferente stabilizării nu sunt utilizate de Managerul de Stabilizare pentru a achiziționa Acțiuni de pe piață:

Acționar	Acțiuni deținute înainte de Ofertă		Acțiuni deținute după Ofertă*	
	(Număr)	%	(Număr)	%
Statul român	360.094.390	80,06	360.094.390	80,06
Fondul Proprietatea S.A.....	89.708.177	19,94	0	0
Altele (în circulație liberă).....	—	—	89.708.177	19,94
Total	449.802.567	100	449.802.567	100

* Sub rezerva închiderii cu succes a Ofertei (astfel cum este aceasta definită mai jos) și cu condiția ca toate Acțiunile Oferite (inclusiv Acțiunile Supra-alocate) să fie subscribe în mod valabil de către investitorii în Ofertă



d) Identitatea principalilor administratori

Societatea are o structură de administrare în sistem dualist, formată din consiliul de supraveghere („**Consiliul de Supraveghere**”) și directorat („**Directoratul**”). În prezent Consiliul de Supraveghere al Societății este format din șase membri numiți prin hotărâre a adunării generale ordinare a acționarilor („**AGA**” sau „**Adunarea Generală a Acționarilor**”), poziția ocupată de cel de-al șaptelea membru numit fiind vacantată în urma demisiei. La data prezentului Prospect, membrii Consiliului de Supraveghere al Societății sunt următorii:

Nume	Funcție	Data expirării mandatului	Perioada în care persoana a deținut funcția/ postul
Mihai Liviu Mihalache.....	membru	28.03.2027	Februarie 2019 – prezent
Carmen Radu.....	membru	28.03.2027	Februarie 2019 – prezent
Karoly Borbely.....	membru	28.03.2027	Iulie 2017 – prezent
Silviu Răzvan Avram.....	membru	28.03.2027	Martie 2023 – prezent
George Marius Toniuc.....	membru	28.03.2027	Martie 2023 – prezent
Daniel Adrian Naftali.....	membru	28.03.2027	Ianuarie 2019 – prezent

Directoratul Societății este compus din cinci membri aleși de către Consiliul de Supraveghere, ca regulă, pe o perioadă de patru ani, dintre care un membru este numit de către Consiliul de Supraveghere drept președinte (Director General Executiv sau „**CEO**” al Societății). Membrii Directoratului Societății enumerați mai jos au fost desemnați la data de 7 aprilie 2023 pentru un mandat interimar care expiră la data care survine cel mai devreme dintre termenul de patru luni de la numire sau data la care sunt desemnați noi membri ai Directoratului în urma procesului de selecție inițiat¹ de Societate în conformitate cu procedura prevăzută de Ordonanța de Urgență a Guvernului 109/2011 („**OUG 109/2011**”):

Nume	Funcție
Bogdan-Nicolae Badea.....	CEO
Marian Bratu.....	COO
Răzvan-Ionuț Pataliu.....	CHRO
Andrei Dominic Gereă.....	CFO
Cristian Vlădoianu.....	CAO

e) Identitatea auditorului statutar

Auditorul statutar este KPMG Audit S.R.L., cu sediul social Șoseaua București-Ploiești nr. 89A, 013685, București, înregistrat la Registrul Comerțului cu nr. J40/4439/2000, cod unic de înregistrare RO12997279, înregistrat în Registrul public al auditorilor financiari cu numărul FA9 („**KPMG**”).

B.2. Care sunt informațiile financiare esențiale referitoare la Emitent?**a) Selecție de informații esențiale istorice**

Următoarele informații financiare selectate pentru perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2023 și 2022, și pentru anii încheiați la 31 decembrie 2022, 2021 și 2020 au fost extrase din Situațiile Financiare Consolidate Interimare Simplificate Neauditare, elaborate în conformitate cu IAS 34 Raportarea Financiară Interimară adoptată de Uniunea Europeană și Situațiile Financiare Consolidate Auditare, elaborate în conformitate cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară („**IFRS**”) în forma adoptată de Uniunea Europeană („**IFRS-UE**”), respectiv:

¹ Procesul de selecție a fost inițiat prin decizia Consiliului de Supraveghere din data de 6 iunie 2023.



Extras din Contul de profit și pierdere la nivel consolidat

<i>(sume exprimate în milioane RON)</i>	Pentru perioada de trei luni încheiată la 31 martie		Anul încheiat la 31 decembrie,		
	2023	2022	2022	2021	2020
Venituri	3.272,1	2.491,6	9.452,0	6.489,3	3.841,4
Profit din exploatare	1.984,7	1.546,5	5.208,4	3.755,7	1.874,0
Profitul net	1.723,4	1.287,9	4.464,0	3.116,1	1.558,0
Rezultat pe acțiune					
Rezultat pe acțiune de bază și diluat (RON).....	3,84	2,87	9,95	6,95	3,48

Extras din bilanțul la nivel consolidat

<i>(sume exprimate în milioane)</i>	Pentru perioada de trei luni încheiată la 31 martie	Anul încheiat la 31 decembrie,		
		2023	2022	2021
Total active.....	27.582,2	25.432,2	22.761,7	16.593,9
Total capitaluri proprii.....	23.321,0	21.586,9	19.183,5	14.510,3

Extras din situația fluxului de numerar la nivel consolidat

<i>(sume exprimate în milioane)</i>	Pentru perioada de trei luni încheiată la 31 martie		Anul încheiat la 31 decembrie,		
	2023	2022	2022	2022	2020
Numerar generat din activități de exploatare.....	1.213,3	1.232,0	5.166,2	4.725,0	2.731,5
Numerar net din activitatea de exploatare.....	1.210,5	1.231,5	4.235,3	4.047,5	2.276,7
Numerar net utilizat în activitatea de investiții.....	(613,4)	(1.930,0)	(750,9)	(1.541,9)	(91,0)
Numerar net utilizat în activitatea de finanțare:.....	(24,7)	(24,3)	(3.928,6)	(1.755,5)	(2.053,8)
Creșterea/(descreșterea) netă a numerarului și echivalentelor de numerar.....	572,4	(722,8)	(444,2)	750,0	131,9
Numerar și echivalent de numerar la începutul perioadei.....	660,7	1.104,9	1.104,9	354,8	223,0
Numerar și echivalent de numerar la sfârșit de perioadă	1.233,2	382,1	660,7	1.104,9	354,8

b) Scurtă descriere a oricăror calificări din raportul de audit referitoare la informațiile financiare istorice

Niciuna dintre situațiile financiare ale Emitentului referitoare la informațiile istorice pentru anii încheiați la 31 decembrie 2022, 2021 și 2020 și cele la data de și pentru perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2023, prezentate în acest Prospect, nu au făcut obiectul unor rezerve în rapoartele respective ale auditorilor. Rapoartele auditorilor referitoare la situațiile financiare consolidate pentru anii încheiați la 31 decembrie 2022, 2021 și 2020 includ un paragraf privind evidențierea unor aspecte, care face referire la baza întocmirii situațiilor financiare consolidate în legătura cu oferta publică inițială. Paragraful care se referă la evidențierea unor aspecte astfel cum a fost extras din situațiile financiare consolidate este prezentat mai jos:

„Atragem atenția asupra Notei 2 din situațiile financiare consolidate anexate, care prezintă faptul că situațiile financiare consolidate au fost întocmite în legătură cu oferta publică a acțiunilor Societății la Bursa de Valori București. După cum este descris în Nota 2, Grupul a publicat de asemenea situații financiare consolidate la data



și pentru fiecare dintre anii încheiați la 31 decembrie 2022, 2021 și 2020 întocmite în conformitate cu un alt cadru de raportare cu scop general (Ordinul Ministrului Finanțelor Publice nr. 2844/2016 cu modificările ulterioare), care reprezintă situațiile sale financiare statutare. Opinia noastră nu este modificată în legătură cu acest aspect.”

B.3. Care sunt principalele riscuri specifice emitentului?

Riscuri referitoare la activitatea Grupului și industria în care acesta activează

Modificarea reglementărilor sau politicilor guvernamentale, în special ca urmare a unui nivel crescut de intervenție a Guvernului pe piața energiei electrice, ar putea să aibă efecte semnificative și negative asupra activității Grupului. Producția și furnizarea de energie electrică de către Grup fac obiectul unor licențe emise de Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei („ANRE”) și reglementate la scară largă. De exemplu: (i) producătorii de energie electrică sunt obligați să vândă o parte din electricitatea lor produsă pe piețele angro operate de operatorul pieței de energie electrică și gaze naturale din România – OPCOM S.A. („OPCOM”); (ii) abilitatea producătorilor de energie electrică de a încheia contracte bilaterale negociate de vânzare a energiei electrice cu terți pe piața angro e supusă anumitor restricții; (iii) producătorii de energie electrică pot fi obligați să vândă energie electrică țărilor vecine, în condiții specifice (de ex. Republica Moldova în 2022); (iv) producătorii de energie hidroelectrică sunt obligați să plătească tarife pentru apa folosită de centralele hidroelectrice pentru generarea de energie electrică; (v) prețurile energiei electrice furnizate consumatorilor finali sunt supuse unor reglementări privind plafonarea prețurilor iar (vi) drepturile și obligațiile producătorilor și furnizorilor de energie electrică în legătură cu certificatele verzi sunt supuse unui nivel ridicat de reglementare. Deciziile Guvernului și ale autorităților de reglementare cu privire la producția și furnizarea de energie electrică și, în special, la prețurile autorizate pentru cumpărarea și vânzarea de energie electrică pot afecta veniturile Grupului. De exemplu, liberalizarea pieței de furnizare a energiei electrice din România a început în 2014, ultima etapă având loc în luna ianuarie 2021, când a fost liberalizată piața de furnizare pentru utilizatorii casnici (ceea ce înseamnă că tarifele de furnizare a energiei electrice au fost liberalizate pentru utilizatorii casnici). Cu toate acestea, din cauza volatilității pieței din anul 2022, Guvernul României a introdus ulterior plafoane temporare ale prețurilor energiei electrice și alte măsuri pentru a controla prețurile energiei electrice la consumatorii finali pentru anumite categorii de consumatori, incluzând plafonarea prețului, în cazul consumatorilor casnici, în prezent stabilită între 0,68 RON/kWh și 1,3 RON/kWh, precum și plafonarea prețului pentru consumatorii noncasnici, în prezent stabilită între 1 RON/kWh și 1,3 RON/kWh. Prin urmare, clienții Societății din portofoliul de furnizare vor plăti valoarea mai mică dintre prețul stabilit în contractul cu Societatea și plafonul prevăzut de lege. În plus, în noiembrie 2022, achiziția centralizată a energiei electrice prin mecanismul de achiziție centralizată de energie electrică („MACEE”) a OPCOM a fost introdusă ca o măsură extraordinară, aplicabilă, în perioada 1 ianuarie 2023 – 31 martie 2025 producătorilor cu capacități energetice cu o putere instalată egală sau mai mare de 10 MW și care au fost puse în funcțiune înainte de 1 aprilie 2022. Conform MACEE, Societatea este în prezent obligată să vândă către OPCOM, în calitate de achizitor unic, la un preț fix de 450 RON/MWh, energia reprezentând: (i) un volum de 80% din cantitățile sale estimate anuale de energie disponibilă, astfel cum acestea au fost aprobate de Transelectrica și comunicate către ANRE; și (ii) cantitatea sa de energie disponibilă estimată revizuită lunar. Pentru a calcula energia disponibilă, Societatea scade din cantitățile prognozate de energie: (i) cantitățile de energie care fac obiectul contractelor de vânzare angro și cu amănuntul în vigoare la data de 11 noiembrie 2022; (ii) cantitatea prognozată de energie necesară pentru echilibrare; și (iii) energia electrică produsă de active hidraulice cu o putere instalată mai mică de 10 MW și energia electrică produsă de capacitățile eoliene.

Începând cu data de 1 septembrie 2022 și până la data de 31 martie 2025, producătorii de energie electrică au obligația de a contribui la Fondul de Tranziție Energetică cu o cantitate de 100% din prețul mediu net lunar de vânzare ce depășește 450 RON/MWh. Contribuția nu se aplică în cazul capacităților de producere a energiei electrice puse în funcțiune după data de 1 aprilie 2022, și societăților de furnizare a energiei termice care produc energie electrică în cogenerare. Reglementările naționale ale României se bazează pe reglementarea Uniunii Europene. Orice modificare semnificativă în reglementările Uniunii Europene ar putea produce schimbări ale reglementărilor naționale ale României. Acestea și alte modificări ale reglementărilor sau ale politicilor guvernamentale pot avea un impact semnificativ negativ asupra perspectivelor, activității, poziției financiare și rezultatelor operațiunilor Grupului, iar Grupul poate avea posibilități limitate pentru a contesta astfel de modificări.

Este posibil ca Grupul să nu poată să își pună în aplicare cu succes planul de dezvoltare

Este posibil ca Grupul să nu poată să își pună în aplicare planul de dezvoltare în legătură cu proiectele sale hidroenergetice care se află în prezent în diverse etape de execuție, fiind expuse unor riscuri juridice, de dezvoltare și de execuție. Planul de investiții al Societății până în 2027 include proiecte hidroenergetice care în prezent se află în diferite stadii de execuție, cu o putere instalată totală estimată de 206 MW și o producție medie anuală estimată de 700 GWh/an. Nu poate exista nicio garanție că planul de dezvoltare al Grupului va fi realizat sau, dacă va fi realizat, va avea rezultatul planificat. Proiectele pot fi încetate sau suspendate, iar obiectul și calendarul unui proiect se pot modifica. De exemplu, dezvoltarea sau finalizarea de noi capacități de producție



hidroenergetică poate fi supusă mai multor riscuri, precum: (i) întârzieri în obținerea hotărârilor de Guvern necesare pentru anumite proiecte (de exemplu, pentru aprobarea indicatorilor tehnico-economici sau a coridoarelor de expropriere aferente centralelor hidroelectrice și/sau liniilor electrice, printre altele din cauza statutului juridic neclar al dreptului de proprietate asupra anumitor bunuri imobiliare ale autorităților locale); (ii) eșecuri sau întârzieri în obținerea autorizațiilor necesare ca urmare a desemnării ca zone naturale protejate a unor amplasamente aferente unor investiții în curs de desfășurare după inițierea acestora (așa cum s-a întâmplat în cazul amenajărilor hidroenergetice Bumbești-Livezeni, Cerna-Belareca, Răstolița, Surduc-Siriu, Cornetu-Avrig, Cerna-Motru-Tismana, după ce acestea au fost incluse în zona naturală protejată Natura 2000); (iii) costuri majorate și întârzieri ale lucrărilor de construcții ca urmare a unor modificări ale legislației incidente, apărute după inițierea investițiilor (de exemplu, modificări ale cerințelor de mediu care atrag necesitatea de a actualiza acorduri de mediu deja emise sau de a elabora noi studii de evaluare a impactului asupra mediului); (iv) diminuarea parametrilor de producție calculați în faza de proiectare inițială, din cauza unor modificări ale legislației de mediu care reglementează metodologia de stabilire a debitului de servitute (a se vedea „*Este posibil ca Societatea să nu poată respecta obligațiile legale de gospodărire a apelor introduse recent*”), care include componenta debitului ecologic care este debitul de apă necesar pentru a proteja ecosistemul acvatic; (v) întârzieri cauzate de procesele de achiziții publice îndelungate și complexe care sunt necesare pentru contractarea de servicii de la terți; (vi) întârzieri și majorări ale costurilor ca urmare a disputelor cu contractanți sau subcontractanți sau dependența de un număr limitat de contractanți, arhitecți, ingineri sau alți furnizori de servicii, dintre care unii se află în procedură de insolvență (cum ar fi Hidroconstrucția S.A., Romelectro S. A., filiala Societății – Hidroserv, UCM Reșița S.A.) și procedură de faliment (cum este ISPH Project Development S.A.); (vii) deficit de forță de muncă; și (viii) majorarea prețurilor globale ale materiilor prime și lipsa sau creșterea a costurilor materialelor de construcții. De exemplu, în cazul centralelor hidroelectrice („centrală hidroelectrică”, „hidrocentrală” sau „CHE”) Răstolița, Surduc-Siriu, Cornetu-Avrig și Bistrița-Poiana Mărului, Societatea a contractat serviciile Hidroconstrucția S.A. (în prezent aflată în procedură de insolvență), care pretinde o majorare cu aproximativ 90% a prețului aferent restului de lucrări propuse pentru 2023 și ar putea decide suspendarea sau rezilierea contractelor încheiate cu Societatea. Rezilierea contractelor încheiate cu Hidroconstrucția S.A. poate atrage suspendarea lucrărilor la CHE menționate anterior pentru o perioadă estimată de 12 luni până la desemnarea unui nou contractant. În același timp, beneficiile pe care Societatea se așteaptă să le obțină în urma investițiilor planificate în instalațiile hidroelectrice ar putea să difere în mod semnificativ de prognozele sale. Punerea în aplicare a planului de dezvoltare al Grupului poate fi mai costisitoare, mai consumatoare de timp și de resurse decât s-a anticipat și poate exercita o presiune considerabilă asupra proceselor și capacităților interne ale Grupului. În cazul în care Societatea nu reușește să gestioneze aceste schimbări în mod eficient, este posibil să nu poată profita de oportunitățile de pe piață și să nu își execute cu succes strategia de afaceri.

În același timp, beneficiile pe care Societatea se așteaptă să le obțină în urma investițiilor planificate în instalațiile hidroelectrice ar putea să difere în mod semnificativ de prognozele sale. Punerea în aplicare a planului de dezvoltare al Grupului poate fi mai costisitoare, mai consumatoare de timp și de resurse decât s-a anticipat și poate exercita o presiune considerabilă asupra proceselor și capacităților interne ale Grupului. În cazul în care Societatea nu reușește să gestioneze aceste schimbări în mod eficient, este posibil să nu poată profita de oportunitățile de pe piață și să nu își execute cu succes strategia de afaceri.

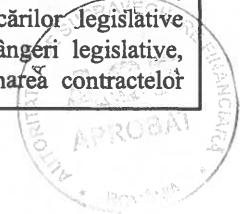
Este posibil ca Grupul să nu poată să își pună în aplicare planul de dezvoltare în legătură cu dezvoltarea sau achiziționarea de noi proiecte de energie verde sau alte ținte M&A. Dacă sunt realizate, este posibil ca aceste proiecte să nu obțină rezultatele așteptate și să expună Grupul la riscuri specifice achizițiilor și dezvoltării și exploatarea proiectelor de producție a energiei regenerabile, precum și la creșterea costurilor de exploatare. Planul de dezvoltare al Grupului include și dezvoltarea portofoliului său de producție a energiei prin achiziționarea de capacități noi în domeniul energiei verzi, în special parcuri eoliene onshore și offshore și parcuri fotovoltaice. Concurența în cadrul procedurilor de oferte competitive s-a intensificat semnificativ în ultimii ani, situație în care Societatea trebuie de multe ori să acționeze rapid pentru a valorifica oportunitățile. Acest lucru s-ar putea dovedi dificil de realizat, având în vedere faptul că Societatea face obiectul unor reguli de achiziții publice stricte și uneori rigide prevăzute în Legea 99/2016 privind achizițiile sectoriale, care ar putea afecta capacitatea Societății de a reacționa în timp util la noi oportunități. Totodată, este posibil ca Grupul să nu poată identifica astfel de oportunități tranzacționale adecvate sau, în cazul în care le identifică, nu poate exista nicio garanție că astfel de tranzacții vor avea succes sau că Grupul va putea să le finalizeze în termene și condiții acceptabile pentru acesta. Este posibil să dureze ani până ce proiectele devin operaționale, interval de timp în care sunt supuse la o serie de riscuri de execuție, operaționale, juridice și de altă natură, precum: (a) o incapacitate de a găsi un contractant sau un subcontractant adecvat, fie la începutul unui proiect, fie ca urmare a neîndeplinirii obligațiilor de către un contractant sau subcontractant desemnat inclusiv din cauza unor procese de achiziții publice îndelungate și complexe, supuse modificărilor legislative frecvente; (b) incapacitatea de a finaliza un proces de achiziții publice din cauza unor constrângeri legislative, ceea ce conduce la reluarea procesului de achiziții publice și la întârzieri semnificative în semnarea contractelor necesare sau impunerea actualizării valorii investiției și, în consecință,

reaprobarea proiectului respectiv; (c) neîndeplinirea sau nefinalizarea la timp de către contractanții sau subcontractanții aleși a proiectelor sau a unor părți de proiecte, în conformitate cu specificațiile sau în limitele bugetului, inclusiv din cauza faptului că subcontractanții selectați nu dispun de calificări suficiente pentru proiectul respectiv; (d) eșecuri sau întârzieri în obținerea sau reînnoirea oricăror autorizații și avize de construire necesare, a aprobărilor de mediu și de gospodărire a apelor, în special având în vedere modificările legislative frecvente; (e) dependența de un număr limitat de contractanți, arhitecți, ingineri sau alți prestatori de servicii; (f) lipsa sau creșterea costurilor materialelor de construcții și majorarea prețurilor globale ale materiilor prime; (g) lipsa sau majorarea costurilor echipamentelor, în special în ceea ce privește turbinele și generatoarele, inclusiv din cauza numărului limitat de furnizori pentru astfel de echipamente; (h) dispute cu contractanții sau subcontractanții, inclusiv din cauza încălcării normelor privind achizițiile publice; (i) întreruperea lucrului sau conflicte de muncă; (j) estimările de costuri nu mai corespund resurselor financiare, în principal din cauza inflației sau a deficitului de echipamente importante, ca urmare a cererii crescute.

Capacitatea Grupului de a integra și gestiona în mod eficient activitățile achiziționate ca parte a dezvoltării sale viitoare depinde de mai mulți factori, printre care se numără dimensiunea activităților achiziționate, calitatea conducerii acestora, natura și amplasamentul geografic ale operațiunilor acestora și complexitatea rezultată din integrarea operațiunilor acestora. Grupul ar putea să se confrunte cu dificultăți semnificative neprevăzute în executarea potențialelor tranzacții, precum o creștere a necesarului de timp de gestionare și costuri de integrare mai mari sau riscuri neprevăzute de procesul de analiză (*due diligence*). Prin urmare, nu există nicio garanție că o achiziție viitoare va oferi beneficii suficiente pentru a justifica cheltuielile suportate de Grup. Strategia Grupului de a continua să se extindă prin creștere organică și anorganică prin dobândirea de capacități de producție a energiei regenerabile prin instalații eoliene și solare îl expune la riscuri specifice achiziției, dezvoltării și operării proiectelor de generare a energiei regenerabile, precum: (i) imposibilitatea de a identifica și concretiza oportunități adecvate de achiziție și dezvoltare; (ii) imposibilitatea de a obține sau confruntarea cu întârzieri în obținerea licențelor și autorizațiilor necesare în cazul proiectelor (precum autorizații și avize de construire, acorduri/avize de mediu și avize de gospodărire a apelor), în special obținerea autorizațiilor de racordare la rețea și încheierea contractelor de racordare la rețea, care ar putea să presupună obligații de investiții semnificative din cauza stării precare a rețelei; (iii) riscuri de construcție care rezultă din proiectele de dezvoltare, în special din perspectivă tehnică în raport cu termenele fazelor de construcție, care ar putea provoca o majorare a costurilor sau întârzieri în începerea producției de electricitate, inclusiv, de exemplu, riscul ca echipamentele și forța de muncă necesare să nu fie disponibile în cantități suficiente pentru a satisface necesarul Grupului, fie din cauza fluctuațiilor pieței în ceea ce privește cererea de echipamente sau forța de muncă, costurile și disponibilitatea echipamentelor specifice, din cauza neîndeplinirii de către un contractant a obligațiilor de executare a serviciilor contractate sau din alte motive; (iv) evaluări ale randamentului de producție în cazul proiectelor de energie regenerabilă care nu reflectă rezultatele efectiv obținute; (v) ineficiență în ocuparea posturilor și gestionarea operațiunilor extinse ale Grupului și confruntarea cu dificultăți neprevăzute în integrarea echipelor de conducere existente și a operațiunilor, în special în noi sectoare de piață în care Grupul are experiență mai redusă; (vi) imposibilitatea de a ține pasul cu schimbările tehnologice din sectorul energiei regenerabile, care înregistrează un ritm de evoluție rapid; (vii) intensificarea concurenței pe piața energiei verzi, și (viii) schimbarea mediului de reglementare și a designului pieței din România și din UE în general.

Apariția oricăruia sau a tuturor acestor factori poate avea drept consecință o diminuare a calității serviciilor, o reducere a volumului de energie electrică produsă sau furnizată, având drept rezultat diminuarea profitabilității, ceea ce, la rândul său, poate să afecteze semnificativ negativ perspectivele, activitatea, poziția financiară și rezultatele operațiunilor Grupului.

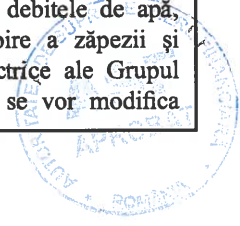
Retehnologizarea și modernizarea instalațiilor hidroenergetice ale Grupului sunt expuse unor riscuri de dezvoltare și juridice. Majoritatea capacităților hidroenergetice (echipamente și instalații) ale Grupului au fost puse în funcțiune între anii 1960 și 1990. După anul 2000, au fost retechnologizate și modernizate centralele electrice care produc un volum semnificativ de MW (precum Porțile de Fier I, Porțile de Fier II, 5 centrale electrice pe segmentul inferior al râului Olt și centrala electrică Lotru Ciunget), în timp ce au fost puse în funcțiune unități de producție suplimentare cu o putere de numai 171 MW, corespunzând centralelor hidroelectrice Poiana Teiului, Movileni, Râul Alb, Subcetate, Plopi, Cornetu, Robești, Bretea și Racovița). Planurile de afaceri actuale ale Grupului includ retechnologizarea și modernizarea a aproximativ 1,1 GW de putere instalată în centrale hidroelectrice până în anul 2030. Este posibil să dureze mai mulți ani înainte ca aceste proiecte să devină operaționale, interval de timp în care sunt expuse la o serie de riscuri de construcție, operaționale, juridice și de altă natură, precum: (a) imposibilitatea de a găsi un contractant sau un subcontractant potrivit, fie la începutul unui proiect (spre exemplu, în cazul CHE Arcești, CHE Remeti și CHE Vaduri, procedurile de achiziție publică nu au fost atribuite din cauza incapacității UCM Reșița S.A. și Hidroserv de a depune o ofertă corespunzătoare sau de a se încadra în buget), fie ca urmare a neîndeplinirii obligațiilor de către un contractant sau subcontractant desemnat, inclusiv din cauza unor procese de achiziții publice îndelungate și complexe, supuse modificărilor legislative frecvente; (b) imposibilitatea de a finaliza un proces de achiziții publice din cauza unor constrângeri legislative, ceea ce conduce la reluarea procesului de achiziții publice și la întârzieri semnificative în semnarea contractelor



necesare sau impune actualizarea valorii investiției și, în consecință, reprobarea proiectului respectiv; (c) neîndeplinirea sau nefinalizarea la timp de către contractanții sau subcontractanții selectați a proiectelor sau a unor părți de proiecte, în conformitate cu specificațiile sau în limitele bugetului, inclusiv din cauza faptului că subcontractanții selectați nu dispun de calificări suficiente pentru proiectul respectiv; (d) eșecuri sau întârzieri în obținerea sau reînnoirea oricăror autorizații și avize de construire necesare și a aprobărilor de mediu și de gospodărire a apelor, în special având în vedere modificările legislative frecvente; (e) dependența de un număr limitat de contractanți, arhitecți, ingineri sau alți prestatori de servicii, dintre care unii se află în insolvență (cum ar fi Romelectro S. A., UCM Reșița S.A. și filiala Societății – Hidroserv) și proceduri de faliment (cum ar fi ISPH Project Development S.A.) și care, prin urmare, ar putea să nu aibă capacitatea deplină de a presta serviciile necesare Grupului; (f) lipsa sau creșterea costurilor sau majorarea prețurilor globale ale materiilor prime; (g) lipsa sau majorarea costurilor echipamentelor, în special în ceea ce privește turbinele și generatoarele, inclusiv din cauza numărului limitat de furnizori pentru astfel de echipamente; (h) dispute cu contractanții sau subcontractanții, inclusiv din cauza încălcării normelor privind achizițiile publice; (i) întreruperea lucrului sau conflicte de muncă; (j) estimările de costuri nu mai corespund resurselor financiare, în principal din cauza inflației sau a deficitului de echipamente importante ca urmare a cererii crescute; sau (k) oprirea funcționării întregii CHE sau a unor părți din aceasta pe durata re tehnologizării/modernizării, care poate avea o influență notabilă asupra producției de energie electrică a Societății. De exemplu, în cazul CHE Stejaru, contractul a fost reziliat de contractantul Romelectro, ceea ce a făcut ca hidroagregatul nr. 5 să rămână nefinalizat și indisponibil, perioada de execuție fiind astfel prelungită. În același timp, nereușita procedurilor de achiziții aferente CHE Râul Mare Retezat și Brădișor atrage necesitatea revizuirii bugetului obiectivelor de investiție (însemnând că prețurile sunt actualizate la nivelul pieței, ceea ce poate avea drept consecință necesitatea reluării procesului de aprobare). În plus, în cazul în care Societatea urmează să se confrunte în continuare cu dificultăți în contractarea cu participanții tradiționali de pe piață, precum UCM Reșița S.A. și Hidroserv, sau în cazul în care unii dintre aceștia încetează să mai presteze servicii din cauza intrării în faliment, Grupul ar putea să se confrunte cu întârzieri și costuri majorate sau ar putea chiar să fie nevoit să își schimbe strategia de modernizare a activelor prin modificarea soluțiilor tehnice și implementarea de noi concepte. Acest lucru va prelunge nu numai timpul necesar pentru promovarea și aprobarea indicatorilor tehnico-economici, dar și durata procesului de achiziții publice și va majora valoarea investițiilor aferente. Apariția unuia sau a mai multora dintre aceste evenimente poate impacta negativ capacitatea Grupului de a finaliza actualele sau viitoarele proiecte de re tehnologizare sau modernizare conform calendarului sau în limitele bugetului, ceea ce ar putea avea drept consecință un efect negativ semnificativ asupra activității, situației financiare și rezultatelor operațiunilor Grupului.

Este posibil ca Grupul să nu poată să își finanțeze planul de dezvoltare. Grupul intenționează să își finanțeze planul de dezvoltare prin generarea de fluxuri de numerar la nivel intern și prin finanțări externe. Este posibil ca termenii și condițiile în baza cărora ar putea fi puse la dispoziția Grupului viitoare fonduri sau finanțări să nu fie acceptabile sau ca fondurile sau finanțările să nu fie disponibile deloc Grupului, din cauza condițiilor economice și ale piețelor de capital, a încrederii investitorilor, a performanțelor comerciale ale Grupului, a evoluțiilor politice și legislative sau disponibilității creditării din partea băncilor și a altor creditori etc. Totodată, dacă sunt atrase fonduri pe un termen mai lung, este posibil ca gradul de îndatorare al Societății să crească și ca aceasta să fie supusă unor clauze și indicatori financiari suplimentari sau mai restrictivi, precum și unor costuri suplimentare pentru serviciul datoriei. Dacă sunt atrase fonduri suplimentare prin emiterea de noi Acțiuni, participațiile existente ar putea fi diluate. Incapacitatea Societății pe termen lung de a obține finanțare externă suficientă în aceste scopuri ar putea să aibă efecte adverse asupra capacității sale de a își pune în aplicare planul de dezvoltare, de a își extinde sau menține activitatea și de a își îndeplini obiectivele de producție. Indisponibilitatea unei astfel de finanțări ar putea avea drept consecință înregistrarea de costuri neprevăzute pentru Societate ca, de exemplu, costuri de conservare a lucrărilor de construcție aflate în execuție, costuri pentru îndeplinirea obligațiilor de mediu și costuri rezultate din ineficiența anumitor instalații hidroelectrice și întârzieri în legătură cu implementarea programelor sale de investiții. Acești factori ar putea avea efecte negative semnificative asupra perspectivelor comerciale, situației financiare și rezultatelor operațiunilor Societății.

Producția de energie electrică de către Grup și cererea pentru energia electrică produsă de Grup sunt supuse condițiilor climatice care ar putea să fie independente de voința Grupului. Totodată, schimbările climatice și episoadele de evenimente meteorologice severe ar putea avea un efect negativ asupra echipamentelor de producție ale Grupului (puse în funcțiune și planificate a fi puse în funcțiune). Producția de energie electrică a Grupului depinde în mare măsură de resurse naturale, precum ninsoare, ploaie, lumina solară sau intensitatea și viteza vântului și, cu toate că Grupul își planifică proiectele și operațiunile deja funcționale pe baza unor studii hidrologice și modele meteorologice istorice, acești factori sunt independenți de voința sa și pot varia semnificativ în timp. Performanța centralelor hidroelectrice ale Grupului în generarea electricității depinde de debitele de apă, debite ce variază în fiecare an și sunt supuse unor factori precum precipitații, viteza de topire a zăpezii și modificările sezoniere. Nu poate exista nicio garanție că aflurile de apă la centralele hidroelectrice ale Grupului vor corespunde ipotezelor operaționale ale acestuia sau că condițiile climatice și de mediu nu se vor modifica



semnificativ comparativ cu condițiile prevalente de la momentul în care au fost formulate ipotezele operaționale ale Grupului. În cazul apariției unor condiții meteorologice nefavorabile, în special pe o perioadă lungă, cum ar fi vremea neobișnuit de caldă, acestea ar avea un impact negativ asupra generării de electricitate și implicit a profitabilității proiectelor afectate. De exemplu, în anul 2022, România s-a confruntat cu o secetă severă care a afectat producția Grupului de electricitate cu un nivel brut al producției hidroenergetice de 13,6 TWh în acel an, reprezentând o diminuare cu aproximativ 14,5% a producției din astfel de active comparativ cu producția medie anuală de energie hidroelectrică de 15,9 TWh din intervalul celor 10 ani anteriori.

Producția de energie electrică a Grupului din parcurile eoliene și dezvoltarea sau achiziția viitoare de capacități eoliene și solare depinde de fluctuațiile condițiilor eoliene și solare. Previziunile pe termen lung în legătură cu aceste condiții sunt supuse incertitudinilor, printre motive numărându-se amplasamentul echipamentelor de măsurare a vântului, volumul de date disponibile, metodele de extrapolare și prognoză utilizate în estimarea vitezei vântului, radiațiile solare și diferențele de condiții atmosferice și erorile în măsurătorile meteorologice. În plus, chiar dacă condițiile de vânt sau solare reale din parcul eolian sau la capacitățile solare sunt în concordanță cu previziunile pe termen lung ale Grupului, condițiile de vânt pe o perioadă scurtă de timp se pot abate substanțial de la media pe termen lung din cauza fluctuațiilor naturale ale vântului sau radiația solară se poate modifica, provocând o volatilitate semnificativă pe termen scurt în ceea ce privește performanța capacităților eoliene și solare ale Grupului. Activitatea Grupului este supusă fluctuațiilor sezoniere de temperatură. Producția de energie electrică a Grupului este de obicei cea mai scăzută în septembrie din cauza anumitor factori, printre care se numără dependența de debitele de apă ale râurilor și cursurilor de apă, limitările care decurg din regulamentele de funcționare, întreruperile sau programul de iarnă. În baza datelor statistice, cel mai mare aflux de apă se înregistrează în general în lunile martie, aprilie, mai și iunie datorită topirii zăpezii. Acest lucru conduce la o producție de energie electrică mai mare a Grupului în aceste luni decât în celelalte perioade ale anului.

Consumul de energie electrică este, de asemenea, sezonier și este afectat în principal de condițiile meteorologice. În România, consumul de energie electrică este, în general, mai mare în timpul lunilor de iarnă și de vară. În consecință, Grupul înregistrează, de obicei, o cerere mai mare în perioada noiembrie-februarie și iulie-august, în principal ca urmare a utilizării echipamentelor de încălzire și, respectiv, a aerului condiționat. În schimb, în general, Grupul înregistrează o cerere mai mică primăvara și toamna. Ca urmare a acestor modele sezoniere, vânzările și rezultatele operațiunilor Grupului sunt mai mari în primul semestru și mai mici în al doilea semestru în orice an. În cazul în care Grupul nu reușește să obțină venituri la nivelurile preconizate pe durata perioadelor în care instalațiile sale de producție funcționează la capacitate maximă, este posibil să nu poată să compenseze pierderea de venituri din perioadele în care cererea de energie electrică este redusă. Dacă Grupul nu poate să anticipeze sau să găsească o soluție pentru aceste fluctuații în producția și cererea de energie electrică, activitatea, situația financiară, rezultatele operațiunilor și perspectivele acestuia ar putea fi afectate semnificativ, iar situația sa financiară și rezultatele operațiunilor pot înregistra variații semnificative de la un an la altul. În măsura în care schimbările climatice provoacă variații ale temperaturilor, ale resurselor eoliene și ale condițiilor meteorologice, aceste variații pot conduce la o creștere a persistenței medii a stratului de nori sau a intensității sau a frecvenței evenimentelor meteorologice extreme. Prin urmare, schimbările climatice pot, de asemenea, să aibă un efect negativ asupra centralelor hidroelectrice ale Grupului sau pot provoca avarii turbinelor eoliene ale acestuia. Condițiile meteorologice extreme pot provoca avarii sau defecțiuni ale echipamentelor Grupului, ca, de exemplu, scurgeri la instalațiile hidroelectrice sau avarii la turbinele sale eoliene din cauza intensității puternice a vântului, printre altele. În cazul în care oricare dintre condițiile hidrologice și climatice menționate mai sus fluctuează semnificativ sau se abat de la ipotezele operaționale ale Grupului, producția de energie electrică a Grupului și cererea pentru furnizarea acesteia ar putea fi afectate, ceea ce, la rândul său, ar putea avea un efect negativ semnificativ asupra activității, rezultatelor operațiunilor și situației financiare ale Grupului.

Rezultatele operațiunilor Grupului pot fi afectate de fluctuațiile prețului energiei electrice. Veniturile și marjele Grupului în activitățile sale sunt expuse la fluctuațiile prețurilor energiei electrice pe piețele angro și cu amănuntul. Prețurile energiei electrice sunt stabilite în funcție de cererea de energie electrică din partea consumatorilor finali, de furnizarea de energie electrică de la activele de producție conectate la rețea, precum și de capacitatea de interconectare cu țările vecine și de situația pieței din acestea. În cazurile în care Societatea alege să vândă pe piața liberă, aceasta își asumă expunerea astfel rezultată la fluctuațiile de preț de pe piața energiei electrice. Prețurile de piață ale energiei electrice au cunoscut adesea perioade de volatilitate, de exemplu, între 2020 și 2022, pandemia de COVID-19 a dus la o scădere a consumului și a prețurilor energiei electrice, în timp ce războiul din Ucraina a dus la o creștere a prețurilor energiei pe fondul crizei provocate de creșterea prețurilor la gazele rusești. Astfel de prețuri depind de o serie de factori, inclusiv, dar nu exclusiv, nivelul cererii, momentul zilei, prețurile carbonului (European Union Allowances sau EUA), disponibilitatea și costul capacității de generare disponibile pentru a satisface cererea, precum și structura piețelor specifice (inclusiv regulile care stabilesc ordinea în care este distribuită capacitatea de generare și factorii care afectează volumul de energie electrică care poate fi gestionat de infrastructura de transport disponibilă la un moment dat, inclusiv diferite tipuri de modele de piață care se pot schimba semnificativ în viitor.) Prețurile la care energia produsă de Grup este vândută pe piață depind în parte de

costul relativ, de eficiența și de investițiile necesare pentru dezvoltarea și exploatarea surselor de energie. O scădere a costurilor altor surse de energie electrică, cum ar fi combustibilii fosili sau energia nucleară, ar putea reduce prețul energiei electrice. O cantitate semnificativă de noi capacități de generare a energiei electrice care devin disponibile ar putea, de asemenea, reduce prețul energiei electrice. Creșterea simultană a capacităților solare și eoliene de electricitate în perioadele de disponibilitate înaltă a resurselor poate conduce la o scădere a prețurilor energiei electrice. În același timp, modificări mai ample ale reglementărilor privind piața de tranzacționare a energiei electrice, cum sunt OUG 119/2022 și OUG 153/2022, ambele aplicabile până la 31 martie 2025, au avut, de asemenea, un impact asupra prețurilor energiei electrice, impunând Societății să vândă prin intermediul MACEE la prețul fix de 450 RON/MWh o anumită cantitate de energie produsă. Cererea de energie electrică este supusă unei serii de alți factori asupra cărora Grupul nu are niciun control, inclusiv evoluțiile economice și politice din România (și din afara României), care fluctuează în funcție de ciclurile economice, cererea consumatorilor, condițiile climatice și caracterul sezonier. De exemplu, pandemia de COVID-19 a cauzat o scădere a cererii de energie electrică de la 55,15 TWh în 2019 la 53,59 TWh în 2020. O scădere a prețurilor de piață la energia electrică ar putea avea efecte negative semnificative asupra activității, situației financiare, rezultatelor operațiunilor și perspectivelor Grupului.

Grupul face obiectul unor reglementări tot mai stricte și complexe în domeniul protecției mediului și gospodăririi apelor și poate fi expus la obligații semnificative în cazul oricărei nerespectări a respectivelor reglementări. Producția de energie poate cauza daune mediului înconjurător, cum ar fi poluarea accidentală a apelor cu produse petroliere, impactul negativ asupra factorilor de mediu și pierderile de energie ca urmare a obligației de asigurare a debitului ecologic. Astfel, având în vedere riscurile specifice producției de energie, Grupul face obiectul numeroaselor legi și reglementări internaționale, naționale și locale în materie de mediu, care devin din ce în ce mai împovărătoare. Grupul are obligația de a îndeplini numeroase condiții de operare și monitorizare pentru protecția mediului cum ar fi: monitorizarea variației nivelului apei din lacurile de acumulare, monitorizarea nivelului de zgomot la limita amplasamentului, monitorizarea volumelor de apă uzinată, prevenirea pierderilor accidentale de produse petroliere, monitorizarea și protejarea biodiversității în amenajările situate în arii naturale protejate, monitorizarea impactului asupra mediului a activităților din parcurile eoliene, inclusiv emisiile de zgomot și impactul asupra faunei, curățarea suprafeței luciului apelor. Prezența ariilor naturale protejate, precum siturile Natura 2000, pe suprafața sau în vecinătatea locațiilor amenajărilor existente sau ale noilor dezvoltări ale Societății, poate avea un impact semnificativ atât asupra activității actuale, cât și asupra dezvoltării de noi proiecte de investiții sau rețehnologizare ale Societății, crescând complexitatea procesului de obținere a acordurilor, avizelor și autorizațiilor de mediu relevante, deoarece trebuie efectuate evaluări complexe ale impactului asupra mediului.

Grupul este un utilizator major al resurselor naționale de apă și trebuie să respecte legile și reglementările aplicabile utilizării apei în scopul producerii de energie electrică. Grupul este obligat să își desfășoare activitățile în conformitate cu autorizațiile de gospodărire a apelor emise de autoritățile competente. Este posibil ca aceste reglementări să nu prevadă întotdeauna cerințe clare pentru respectarea acestora și uneori pot fi ambigue, rezultând într-o potențială încălcare de către Grup. De exemplu, prevederi legale neclare legate de curățarea suprafeței luciului de apă au fost interpretate de unele autorități și/sau instanțe de judecată în sensul că Societatea are obligația de a curăța plutitorii aduși de afluenți pe toată suprafața lacului, și nu doar în zona frontului de retenție, aplicând amenzi Societății pe baza acestei interpretări. În plus, aducerea continuă de plutitori de către afluenți, în urma averselor de ploaie, este un fenomen care nu poate fi ținut sub control de către Societate în timp real, expunând Societatea unei potențiale răspunderi în perioada de timp necesară curățării plutitorilor aduși de afluenți după o ploaie (cum a fost cazul unei amenzi în valoare de 180.000 RON aplicată Societății în august 2021, la lacul de acumulare și barajul Izvorul Muntelui). Recent obligația Societății de a curăța luciul întregii suprafețe a lacului de acumulare a fost introdusă în mod expres în autorizațiile de gospodărire a apei. De asemenea, Legea 107/1996 este neclară cu privire la prelungirea valabilității autorizațiilor de gospodărire a apelor, care nu prevede un termen limită pentru autoritățile competente să prelungească valabilitatea autorizațiilor de gospodărire a apelor, provocând astfel, în practică, întâzieri în prelungirea valabilității autorizațiilor de gospodărire a apei, timp în care valabilitatea autorizațiilor de gospodărire a apelor și obligațiile aferente acestora pot fi contestate. Este posibil ca Grupul să nu se afle într-o situație de conformitate cu toate legile, reglementările sau cerințele de mediu aplicabile sau acordurile de mediu. În 2022, a avut loc o poluare accidentală cu produse petroliere pe fluviul Dunărea în urma căreia Societatea a primit o amendă care a fost contestată în instanță pe motiv că Societatea a considerat că produsele poluante nu au rezultat din activitatea sucursalei CHE Portile de Fier. Este posibil ca incidente similare să se producă în viitor și să aibă drept consecință costuri, daune și alte sancțiuni complementare, precum suspendarea operării unei centrale hidroelectrice sau suspendarea autorizațiilor/permiselor acesteia. Orice incident cu daune de mediu poate duce la perturbarea serviciilor, proiectelor și operațiunilor activității hidrocentralelor Grupului și poate avea ca rezultat afectarea reputației Grupului; pot fi de asemenea impuse obligații semnificative asociate cu costurile de decontaminare, cu prejudiciile cauzate terților sau cu sancțiunile pentru nerespectarea legilor și reglementărilor de mediu. În vederea realizării obiectivelor de mediu, stabilite de legislația privind protecția mediului, autoritățile naționale și/sau europene competente pot adopta și implementa proiecte care pot

afecta activitatea Societății, determinând Societatea să facă anumite investiții la hidrocentralele sale pentru a respecta obligațiile impuse de autoritățile competente. Astfel de proiecte pot cauza reducerea volumului de apă folosit pentru producția de energie, ceea ce poate duce scăderea cantității de energie produse de Societate. De exemplu, Societatea este implicată în proiectul „We Pass”, care este o inițiativă care vizează facilitarea migrației peștilor în bazinul fluviului Dunărea.

În plus, dezvoltarea de noi capacități hidroenergetice poate fi supusă opoziției din partea organizațiilor ecologiste, bazată pe reglementările din ce în ce mai stricte în materie de mediu și de gospodărire a apelor. Această opoziție poate duce la oprirea sau întârzierea construcției de noi capacități (așa cum s-a întâmplat în cazul Bumbesti-Livezeni, amenajarea hidroenergetică („amenajarea hidroenergetică” sau „AHE”) a Surduc-Siriu – treapta Surduc-Nehoiășu, AHE Răstolița, AHE Bistra-Poiana Mărului-Ruieni-Poiana Ruscă sau a AHE Cerna-Belareca) sau la creșterea costurilor din cauza necesității de a răspunde preocupărilor acestor organizații sau chiar la demolarea capacităților care fac obiectul contestărilor. Acest lucru poate conduce la neîndeplinirea planului de creștere și poate duce la un volum mai mic de energie produsă (și, prin urmare, venituri mai mici) decât cel preconizat pe baza noilor capacități hidroenergetice, creând totodată și o expunere a Societății la răspundere și costuri semnificative în legătură cu demolarea capacităților care fac obiectul contestărilor și refacerea mediului înconjurător. Noile hidrocentrale depind, de asemenea, de resurse de care Societatea este posibil să nu dispună, cum ar fi terenul necesar pentru investiții. De exemplu, în absența exproprierii, este posibil ca unele lucrări de investiții (precum pentru AHE Răstolița sau CHE Racovita din AHE a râului Olt în sectorul Cornetu-Avrig) să nu fie operaționale la capacitatea necesară pentru a produce energie electrică la nivelul aprobat. În cazul în care oricare dintre aceste riscuri se materializează, acest lucru ar putea avea efecte negative semnificative asupra activității, situației financiare și rezultatelor operațiunilor Grupului.

Este posibil ca Societatea să nu poată respecta obligațiile legale de gospodărire a apelor introduse recent. În conformitate cu Planul Național de Management și articolul 53(4) din Legea Apelor nr. 107/1996 („Legea Apelor”), lucrările de barare sau de captare a apei amplasate pe cursurile de apă trebuie să fie prevăzute cu instalații/construcții care să asigure în aval un debit de servitute (compus din debitul ecologic și debitul minim necesar utilizatorilor din aval), precum și, după caz, cu construcții care să asigure migrarea faunei acvatice (în special a ihtiofaunei). Începând cu data de 10 noiembrie 2017, Ordonanța de urgență a Guvernului 78/2017 (“OUG 78/2017”), a introdus obligația de a asigura și debitul ecologic, pentru a proteja mediul (a se vedea și „Aspecte referitoare la reglementări – Reglementări de mediu – Gospodărirea apelor” pentru mai multe informații). Legislație suplimentară, care a intrat în vigoare la data de 26 februarie 2020, a introdus o metodă de calcul și determinare a debitului ecologic în cadrul studiilor hidrologice, pregătite de către instituții publice sau private atestate de Ministerul Mediului Apelor și Pădurilor și expertizate de către Institutul Național de Hidrologie și Gospodărire a Apelor (INHGA). Pentru a se conforma cu aceste cerințe, Societatea trebuie să comande realizarea studiilor hidrologice de determinare a debitului ecologic, și, într-o etapă ulterioară, să comande realizarea studiilor tehnico-economice care să stabilească dacă există o ne fezabilitate tehnică sau disproporționalitate a costurilor pentru conformarea cu cerințele privind debitul de servitute (ce include componenta de debit ecologic). În cazul ne fezabilității tehnice sau disproporționalității costurilor, Societatea este scutită de la obligația de a se conforma cu cerințele privind debitul ecologic. Societatea a organizat proceduri de achiziții publice pentru desemnarea unui terț furnizor care să efectueze calculul necesar, dar nu a reușit să finalizeze procesul de achiziție publică pentru prima procedură de achiziție, în timp ce contractul încheiat cu terțul desemnat în urma celei de-a doua proceduri de achiziție publică a fost reziliat de către Societate ca urmare a nerespectării de către furnizor a obligației de a livra studiile hidrologice în termenul agreed contractual. Prin urmare, în urma celei de-a treia procedură de achiziție publică, Societatea a încheiat un nou contract cu un terț furnizor, având ca obiect achiziționarea a 103 studii de determinare și calcul a debitului ecologic aferent celor 282 secțiuni barate (79 baraje și 203 captări secundare), pentru care Societatea are obligația de a efectua studiile și lucrările necesare pentru a se conforma dispozițiilor legale sus-menționate. La data Prospectului, acest contract este încă în derulare. Având în vedere întârzierile în adoptarea și modificările aduse reglementărilor aplicabile; dificultățile Societății în contractarea cu un furnizor terț pentru pregătirea unor astfel de studii; precum și nelivrarea studiilor hidrologice de către terțul furnizor în termenul contractual convenit, Societatea încă nu a finalizat studiile hidrologice necesare, care au avut termenul limită de 5 noiembrie 2022. Acest stadiu a fost comunicat de către Societate Administrației Naționale Apele Române („ANAR”). În cazul în care se constată că Societatea și-a încălcat obligația de a fi finalizat studiile hidrologice și studiile tehnico-economice, valabilitatea autorizațiilor de gospodărire a apelor corespunzătoare poate fi contestată. De asemenea, implementarea măsurilor pentru asigurarea debitului de servitute poate cauza reducerea volumului de apă utilizat pentru producția de energie a Societății, ceea ce poate duce la scăderea cantității de energie produse de Societate. Toate acestea pot avea un efect negativ semnificativ asupra activității, poziției financiare și rezultatelor operațiunilor Grupului.



Secțiunea C – Informații esențiale privind valorile mobiliare
C.1. Care sunt principalele caracteristici ale valorilor mobiliare?
a) Tipul, clasa și codul ISIN
Toate Acțiunile Oferite sunt ordinare, nominative și emise în formă dematerializată și au codul ISIN RO4Q0Z5RO1B6.
b) Moneda, valoarea nominală unitară și numărul de valori mobiliare emise
Oferta vizează acțiunile ordinare existente în capitalul social al Emitentului, fiecare dintre acestea fiind emisă, vărsată integral, cu o valoare nominală de 10 RON și conferind un vot într-o Adunare Generală a Acționarilor Emitentului. Oferta cuprinde o ofertă de vânzare de un număr de până la 78.007.110 Acțiuni de către Acționarul Vanzător.
c) Drepturi conferite de valorile mobiliare
Fiecare Acțiune conferă acționarului dreptul la un vot în AGA. Nu există restricții privind drepturile de vot. Toate Acțiunile au atașate drepturi depline privind dividendele. Toate Acțiunile conferă, de asemenea, următoarele drepturi: (i) dreptul de preferință al acționarilor de a subscrie la orice emisiune de acțiuni noi, proporțional, cu excepția cazurilor în care acest drept este restricționat de AGA în conformitate cu legea; (ii) dreptul de a fi informat; (iii) dreptul de a se retrage în anumite situații prestabilite și în anumite condiții prevăzute de lege; (iv) dreptul de a vota în cadrul AGA; (v) dreptul de a primi dividende; (vi) dreptul acționarului/acționarilor care dețin, fiecare sau cumulativ, cel puțin 5% din capitalul social al Societății de a solicita auditorilor interni să verifice creanțele Societății, de a solicita convocarea AGA, de a propune noi puncte pe ordinea de zi a adunării și de a propune proiecte de hotărâri pentru ordinea de zi a AGA; (vii) dreptul acționarului/acționarilor care dețin, fiecare sau cumulativ, cel puțin 10% din capitalul social al Societății de a solicita alegerea membrilor Consiliului de Supraveghere prin vot cumulativ; și (viii) dreptul acționarului/acționarilor care dețin, fiecare sau cumulativ, cel puțin 10% din capitalul social al Societății de a solicita instanței să numească unul sau mai mulți experți care să verifice anumite operațiuni privind gestiunea Societății și să elaboreze un raport cu privire la acestea. AGA poate decide să introducă o acțiune în justiție împotriva fondatorilor, conducătorilor, administratorilor, respectiv a membrilor Consiliului de Supraveghere, precum și a auditorilor sau auditorilor financiari, pentru prejudicii aduse societății din culpa acestora, cu nerespectarea îndatoririlor acestora față de Societate. Dacă AGA nu decide să introducă o acțiune în răspundere și nu adoptă propunerea unuia sau mai multor acționari de a introduce o astfel de acțiune, acționarii care reprezintă, fiecare sau cumulativ, cel puțin 5% din capitalul social au dreptul să introducă o acțiune în despăgubire, în nume propriu, dar pe seama Societății, împotriva oricărei persoane menționate mai sus.
d) Rangul relativ al valorilor mobiliare în structura capitalului Emitentului în caz de insolvență
La Data Listării, capitalul social al Societății va fi format dintr-o singură clasă de acțiuni ordinare de același rang. În caz de insolvență, urmată de faliment și lichidare, lichidatorii nu pot plăti acționarilor nicio sumă de bani pe care ar fi îndreptățiți să o primească conform cotelor de participare la capitalul social, înainte de a achita creanțele creditorilor Societății.
e) Restricții impuse asupra liberei transferabilități a valorilor mobiliare
La Data Listării, Acțiunile vor fi liber transferabile, cu respectarea regulilor pieței reglementate administrate de Bursa de Valori București S.A. și a regulilor de compensare și decontare ale Depozitarului Central din România. Conform Contractului de Intermediere (astfel cum acesta este definit mai jos), Societatea a convenit că începând cu data Contractului de Intermediere și până la data care survine în termen de 180 de zile de la data Admiterii, nici aceasta nici oricare dintre membrii grupului său, fără acordul prealabil scris al Coordonatorilor Globali Comuni (acord care nu va fi refuzat sau amânat în mod nejustificat), în mod direct sau indirect, nu vor oferi, emite, aloca, împrumuta, ipoteca, cesiona, greva, gaja, vinde sau încheia contracte de vânzare sau emite opțiuni în legătură cu, sau dispune în altă manieră, în mod direct sau indirect, sau anunța vreo ofertă sau vreo emisiune privind orice Acțiuni sau alte titluri de capital ale Societății (sau orice interes legat de acestea sau în legătură cu acestea) sau orice valori mobiliare care pot fi schimbate cu sau convertite în sau în mod semnificativ similare cu Acțiunile sau cu alte titluri de capital ale Societății, și nici nu vor încheia nicio tranzacție care să aibă același efect economic, nici nu vor conveni să ia oricare dintre măsurile de mai sus, exceptând faptul că Societății nu i se va interzice să emită sau să aloce Acțiuni în măsura în care trebuie să facă acest lucru conform legii române aplicabile care necesită majorarea capitalului social al Societății corespunzător cu valoarea loturilor de teren aduse ca aport de statul român pentru care Societatea obține certificate de atestare a dreptului de proprietate ulterior Ofertei sau pentru care a obținut astfel de certificate anterior Ofertei, însă în legătură cu care nu și-a majorat deja capitalul social.



Conform Contractului de Intermediere (astfel cum acesta este definit mai jos), Acționarul Vanzător a convenit că începând cu data Contractului de Intermediere și până la data care survine în termen de 180 de zile de la data Admiterii, acesta, fără acordul prealabil scris al Coordonatorilor Globali Comuni (acord care nu va fi refuzat sau amânat în mod nejustificat), în mod direct sau indirect, nu va oferi, emite, împrumuta, ipoteca, cesiona, greva, gaja, vinde sau încheia contracte de vânzare, emite opțiuni în legătură cu, sau dispune în altă manieră, în mod direct sau indirect, sau anunța vreo ofertă sau vreo emisiune privind orice Acțiuni sau alte titluri de capital ale Societății (sau orice interes legat de acestea sau în legătură cu acestea) sau orice valori mobiliare care pot fi schimbate cu sau convertite în sau în mod semnificativ similare cu Acțiunile sau cu alte titluri de capital ale Societății, și nici nu va încheia nicio tranzacție care să aibă același efect economic, nici nu va conveni să ia oricare dintre măsurile de mai sus. Restricționarea Acționarului Vanzător este supusă anumitor excepții uzuale.

În același timp, statul român, acționând prin Ministerul Energiei, a convenit cu Managerii (în conformitate cu Contractul de Restricționare încheiat la data Prospectului), sub rezerva anumitor excepții și anumitor obligații existente, că, pe o perioadă cuprinsă între data Contractului de Intermediere și 12 luni de la Admitere, (printre altele) nu va oferi, emite, vinde, încheia contracte de vânzare, gaja, acorda opțiuni asupra sau dispune în alt mod (sau anunța public o astfel de emisiune, ofertă, vânzare sau act de dispoziție) cu privire la Acțiuni sau nu va încheia nicio tranzacție cu același efect economic ca oricare dintre cele de mai sus, fără consimțământul prealabil scris al Coordonatorilor Globali Comuni (consimțământ care nu va fi refuzat sau întârziat în mod nejustificat).

f) Politica privind dividendele

Potrivit politicii Societății privind dividendele, Societatea intenționează să distribuie dividende, sub rezerva dispozițiilor legale aplicabile și a considerentelor comerciale (inclusiv, dar nu exclusiv, reglementări aplicabile, restricții, rezultatele operationale ale Grupului, situația financiară, cerințele de numerar, restricțiile contractuale și proiectele și planurile viitoare ale Grupului).

Societatea intenționează să distribuie, cu titlu de dividende ordinare, minimum 90% din profitul net anual individual distribuibil al Societății începând cu exercițiul financiar ulterior Ofertei. În plus, Societatea ar putea decide printr-o hotărâre AGA să distribuie, la alegerea sa exclusivă, dividende extraordinare din rezultatul reportat al Societății, dacă este utilizabil.

C.2. Unde vor fi tranzacționate valorile mobiliare?

Acțiunile Societății nu au fost și nu sunt în prezent admise la tranzacționare pe nicio piață reglementată. Ulterior închiderii cu succes a Ofertei și decontării tranzacțiilor aferente Ofertei, Societatea intenționează să solicite Admiterea la tranzacționare a tuturor Acțiunilor pe piața reglementată a Bursei de Valori București.

C.3. Există vreo garanție aferentă valorilor mobiliare?

Nu.

C.4. Care sunt principalele riscuri specifice valorile mobiliare?

Mai jos se regăsesc unele dintre principalele riscuri specifice valorilor mobiliare:

În prezent, nu există o piață de tranzacționare pentru Acțiuni și este posibil să nu se dezvolte sau să nu fie sustenabilă o piață de tranzacționare activă pentru Acțiuni. Anterior Ofertei, nu a existat nicio piață de tranzacționare pentru Acțiuni. Conform articolului 55 din Legea 24/2017 este nevoie de un minim de 25% din acțiuni în circulație liberă în scopul Admiterii la tranzacționare. Nu exista nicio garanție ca ASF va aproba, în condițiile acestei dispoziții legale, admiterea la tranzacționare a acțiunilor emise de Societate, dacă acțiunile vândute în cadrul Ofertei reprezintă semnificativ mai puțin de 19,94% din capitalul social al Societății.

Dacă Admiterea la tranzacționare este aprobată, nu poate exista nicio garanție că se va dezvolta sau menține o piață de tranzacționare activă pentru Acțiunile Oferite sau că prețul la care se vor tranzacționa Acțiunile Oferite pe piețele publice ulterior Ofertei nu va fi mai mic decât Prețul Final de Ofertă. Managerii nu au obligația de a crea o piață a Acțiunilor. În cazul în care nu se dezvoltă o piață de tranzacționare activă pentru Acțiuni, investitorii se pot confrunta cu dificultăți în vânzarea Acțiunilor Oferite.

Volatilitatea prețurilor Acțiunilor și lichiditatea pot afecta performanța investițiilor în Grup. Prețul per acțiune al companiilor listate poate fi foarte volatil și acțiunile acestora pot avea o lichiditate limitată. Este posibil să nu se dezvolte o piață de tranzacționare activă pentru Acțiuni și este posibil ca prețul de tranzacționare a Acțiunilor să fluctueze semnificativ. Este posibil ca investitorii să nu își poată recupera investiția inițială. În afara faptului că poate fi afectat de rezultatele operaționale efective sau previzionate ale Grupului, prețul de piață al Acțiunilor poate fluctua semnificativ ca urmare a unor factori independenți de voința Grupului.

Vânzările viitoare sau posibilitatea reală sau percepută a vânzării unui număr semnificativ de Acțiuni pe piețele publice ar putea afecta prețul predominant de tranzacționare al Acțiunilor. Ulterior ofertei, statul român va continua să dețină 80,06% din capitalul social emis al Societății. După expirarea perioadei incidente de

restricționare a înstrăinării sau anterior, în cazul unei renunțări la prevederile privind restricționarea înstrăinării, Statul român sau Acționarul Vanzător poate vinde Acțiunile pe piața publică sau privată și Societatea poate efectua o ofertă publică sau privată de Acțiuni. Societatea nu poate anticipa efectul, dacă există, pe care vânzările viitoare de Acțiuni sau disponibilitatea Acțiunilor pentru vânzare viitoare îl va avea asupra prețului de piață al Acțiunilor, însă disponibilitatea Acțiunilor care sunt eligibile pentru vânzare publică ar putea afecta prețul de tranzacționare al Acțiunilor. În cazul în care Statul român sau Acționarul Vanzător ar vinde sau dacă Societatea ar emite și vinde un număr semnificativ de Acțiuni pe piața publică, prețul de piață al Acțiunilor ar putea fi afectat. Vânzările de către Acționarul Societății ar putea, de asemenea, face mai dificilă vânzarea Acțiunilor de către Societate în viitor la un moment și la un preț pe care aceasta le consideră corespunzătoare. Vânzarea unui număr semnificativ de Acțiuni pe piața publică sau percepția că aceste vânzări pot avea loc ar putea afecta semnificativ prețul de piață al Acțiunilor.

Secțiunea D – Informații esențiale privind oferta publică de valori mobiliare și/sau Admiterea la tranzacționare pe o piață reglementată

D.1. Care sunt condițiile și calendarul pentru a investi în această valoare mobilă?

a) Clauzele și condițiile generale

Acționarul Vanzător va oferi spre vânzare un număr de 78.007.110 Acțiuni Oferite reprezentând 17,34% din numărul total al Acțiunilor emise de către Societate. Numărul final al Acțiunilor Oferite va fi decis de către Acționarul Vanzător după consultarea cu Societatea, la recomandarea Coordonatorilor Globali Comuni. Oferta este împărțită în două tranșe („Tranșele Ofertei”) după cum urmează: (1) o Tranșă a Ofertei constând într-un număr inițial de 11.701.067 Acțiuni Oferite (reprezentând 15% din numărul inițial de Acțiuni Oferite) adresată Investitorilor de Retail prin intermediul unei oferte publice în România („Tranșa Investitorilor de Retail”); și (2) o Tranșă a Ofertei constând într-un număr inițial de 66.306.043 Acțiuni Oferite (reprezentând 85% din numărul inițial de Acțiuni Oferite) adresată (i) Investitorilor Instituționali din afara Statelor Unite în baza Regulamentului S din Legea Valorilor Mobiliare; și (ii) în Statele Unite, exclusiv persoanelor care sunt considerate în mod rezonabil a fi QIB conform definiției din Regula 144A sau în baza unei alte derogări acordate de la cerințele de înregistrare din Legea Valorilor Mobiliare sau printr-o tranzacție care nu face obiectul acestor cerințe („Tranșa Investitorilor Instituționali”).

În înțelesul prezentului Prospect: „Investitor Instituțional” înseamnă (a) un „investitor calificat”, astfel cum este definit acest termen în Articolul 2 (e) din Regulamentul privind Prospectul sau (b) o „contraparte eligibilă” în sensul Directivei 2014/65/UE a Parlamentului European și a Consiliului privind piețele instrumentelor financiare și de modificare a Directivei 2002/92/CE și a Directivei 2011/61/UE (reformare), sau (c) un „investitor calificat” astfel cum este definit în Articolul 2(e) din Regulamentul privind Prospectul, astfel cum acesta face parte din dreptul intern al Regatului Unit în virtutea Actului de Retragere din Uniunea Europeană datat 2018, astfel cum a fost modificat, sau (d) un QIB astfel cum este definit în Regula 144A, sau (e) o instituție echivalentă a cărei subscriere în Ofertă nu ar constitui o încălcare a legii și reglementării aplicabile și care nu este localizată în nicio jurisdicție în care extinderea sau disponibilitatea Ofertei (și a oricărei alte tranzacții preconizate prin aceasta) ar încălca orice lege sau reglementare aplicabilă; „Investitor de Retail” înseamnă orice persoană fizică sau entitate (cu sau fără personalitate juridică) care nu se încadrează în categoria Investitorilor Instituționali;

Dimensiunea fiecărei Tranșe a Ofertei va fi decisă de Acționarul Vanzător în comun cu Societatea, la recomandarea Coordonatorilor Globali Comuni, în funcție de nivelul subscrierilor din partea investitorilor, după închiderea Perioadei de Ofertă, și va fi făcută publică la Data Alocării.

De asemenea, la recomandarea Coordonatorilor Globali Comuni, Societatea și Acționarul Vanzător pot decide în comun să realoce Acțiunile Oferite dintr-o Tranșă a Ofertei în cealaltă Tranșă a Ofertei – ceea ce poate face ca, pentru evitarea oricărei neclarități, Tranșa Investitorilor de Retail să reprezinte (1) mai mult de 15% dar nu mai mult de 20% din Acțiunile Oferite vândute sau, dimpotrivă (2) mai puțin de 15% din Acțiunile Oferite vândute (însă o asemenea realocare din Tranșa Investitorilor de Retail în Tranșa Investitorilor Instituționali va avea loc doar în cazul în care nivelul de subscriere în Tranșa Investitorilor de Retail este sub 100%).

Acțiunile Oferite sunt supuse spre vânzare la Intervalul Prețului de Ofertă de la 94 RON – 112 RON per Acțiune Oferită. Investitorii de Retail trebuie să subscrie pentru Acțiunile Oferite la prețul fix de 112 RON per Acțiune Oferită (i.e., limita superioară a Intervalului Prețului de Ofertă). Investitorii Instituționali pot subscrie în mod valabil Acțiunile Oferite la orice preț din Intervalul Prețului de Ofertă (inclusiv limita inferioară a Intervalului Prețului de Ofertă și limita superioară a Intervalului Prețului de Ofertă). Prețul Final de Ofertă la care Acțiunile Oferite vor fi alocate investitorilor va fi stabilit de Acționarul Vanzător în urma consultărilor cu Societatea și Coordonatorii Globali Comuni după închiderea Perioadei de Ofertă și vor fi făcute publice la Data Alocării.

Investitorii de Retail au dreptul la o reducere de 3% din Prețul Final de Ofertă („Prețul Final de Ofertă Redus”) pentru cererile depuse în mod valabil în primele cinci (5) Zile Lucrătoare ale Perioadei de Ofertă; Acțiunile Oferite



care sunt subscribe pentru Tranșa Investitorilor de Retail începând cu a șasea (a 6-a) Zi Lucrătoare de Ofertă vor fi vândute Investitorilor de Retail la Prețul Final de Ofertă. Pentru evitarea oricăror neclarități, în funcție de nivelul Prețului Final de Ofertă, Prețul Final de Ofertă Redus poate fi sub nivelul inferior al Intervalului Prețului de Ofertă.

Acțiunile Oferite din cadrul Tranșei Investitorilor Instituționali urmează să fie vândute exclusiv la Prețul Final de Ofertă și exclusiv Investitorilor Instituționali care subscriu Acțiuni Oferite la un preț egal sau mai mare decât Prețul Final de Ofertă.

b) Calendar

Printre principalele date aferente Ofertei se numără: deschiderea Ofertei (23 iunie 2023); Data Alocării – (5 iulie 2023); Data Tranzacției (6 iulie 2023); Data Decontării (10 iulie 2023); și data de începere a tranzacționării (la data de 12 iulie 2023 sau în jurul acestei date). Toate datele se bazează pe ora locală din București și pot suferi modificări conform prevederilor din prezentul Prospect.

c) Admiterea la tranzacționare

Acțiunile Societății nu au fost și nu sunt în prezent admise la tranzacționare pe nicio piață reglementată.

Bursa de Valori București S.A. a emis un acord de principiu pentru Admiterea la tranzacționare a Acțiunilor pe Piața Reglementată la Vedere a BVB. Ulterior închiderii cu succes a Ofertei și decontării tranzacțiilor aferente Ofertei, Societatea intenționează să solicite Admiterea și introducerea la tranzacționare a tuturor Acțiunilor sale în categoria Premium a Pieței reglementate la Vedere administrate de BVB.

d) Distribuirea Ofertei

Investitorii de Retail pot subscrie prin Banca Comercială Română S.A., BRD – Groupe Societe Generale S.A., BT Capital Partners S.A. și Banca Transilvania, Swiss Capital S.A, precum și prin Participanții Eligibili.

Investitorii Instituționali pot subscrie prin intermediul oricărui Manager sau printr-un afiliat al unui Manager, cu care a încheiat un contract de servicii de investiții financiare, pe baza ordinelor emise în cadrul serviciilor de investiții uzuale și prin orice mijloace de comunicare stabilite printr-un astfel de contract. Investitorii Instituționali care nu au încheiat un contract de servicii de investiții financiare cu niciun Manager sau cu niciun afiliat al vreunui Manager pot subscrie în mod valabil pentru Acțiunile Oferite numai dacă depun un Formular de Subscriere și documentele de identificare aplicabile la oricare dintre Managerii situați în România.

Pentru a putea plasa un ordin valabil pentru Acțiunile Oferite, Investitorii Instituționali trebuie să aibă o înțelegere contractuală directă sau indirectă cu un agent custode din România.

e) Cuantumul și diluarea imediată rezultate în urma Ofertei

Având în vedere faptul că Oferta constă exclusiv în Acțiuni existente în capitalul social al Societății, nu va exista o diluare ca urmare a Ofertei.

f) Estimare a costului total al Ofertei

Cheltuielile totale ale Societății în legătură cu Oferta sunt de aproximativ 8,4 milioane RON.

Fiecare Manager și Participant Eligibil va comunica investitorilor care subscriu prin intermediul lor comisioanele care vor fi plătite de către acești investitori în legătură cu depunerea subscrierilor lor de Acțiuni în cadrul Ofertei.

g) Cine este ofertantul?

Fondul Proprietatea S.A. (Acționarul Vânzător), un fond de investiții de tip închis destinat investitorilor de retail în conformitate cu Legea nr. 243/2019 privind reglementarea fondurilor de investiții alternative, înregistrat la ASF și aflat sub supravegherea acestei instituții, este constituit și funcționează ca societate pe acțiuni în conformitate cu legislația României, înregistrat la Registrul Comerțului cu nr. J40/21901/2005, cod unic de înregistrare 18253260, cod de identificare a entității juridice (LEI) 549300PVO1VWBFH3DO07. Sediul social al Acționarului Vânzător este situat în Strada Buzești nr. 76-80, etajul 7, București, cod poștal 011017, România, iar numărul de telefon de la sediul social este +40 21 200 96 00.



D.2. De ce a fost elaborat acest prospect?**a) Utilizarea și cantumul net estimat al veniturilor**

Prezentul Prospect a fost elaborat în legătură cu solicitarea depusă la ASF în vederea aprobării Ofertei de către aceasta și cu solicitarea privind admiterea la tranzacționare a tuturor Acțiunilor pe (principala) piață reglementată a BVB.

Societatea nu va primi nicio sumă din veniturile obținute din vânzarea Acțiunilor Oferite de către Acționarul Vanzător în cadrul Ofertei.

b) Oferta face sau nu obiectul unui acord de intermediere sau plasament

Oferta nu face obiectul unui contract de subscriere în baza unui angajament ferm din partea Managerilor; prin urmare nicio porțiune a Ofertei nu intră sub incidența unui astfel de acord.

c) Indicație a conflictelor de interese referitoare la ofertă sau la Admiterea la tranzacționare

Unii dintre membrii organelor de conducere și supraveghere ale Societății și-au exprimat intenția de a subscrie în cadrul Ofertei. Nu există conflicte de interese potențiale între orice îndatorire a membrilor Consiliului de Supraveghere sau ai Directoratului față de Societate și interesele lor personale sau alte îndatoriri.

În legătură cu Oferta, fiecare dintre Manageri și oricare dintre afiliații lor respectivi, pot prelua o parte din Acțiunile Oferite în cadrul Ofertei ca poziție principală și, în aceasta calitate, pot păstra, cumpăra, vinde, oferi să vândă sau tranzacționeze în alt mod, în nume propriu sau pe cont propriu, astfel de Acțiuni Oferite, orice alte valori mobiliare ale Societății sau orice alte investiții conexe în legătură cu Oferta sau în alt mod. Prin urmare, referirile din prezentul Prospect la oferirea, achiziționarea, plasamentul sau tratarea în alt mod a Acțiunilor Oferite ar trebui interpretate ca incluzând orice ofertă, achiziție, plasament sau tranzacționare de către oricare dintre Manageri sau oricare dintre afiliații lor respectivi acționând în această calitate. În plus, anumiți Manageri sau afiliații respectivi ai acestora ar putea intra în acorduri de finanțare (inclusiv de tip *swap*, de tip *warrants*, sau contracte pentru diferență) cu investitorii, în legătură cu care acești Manageri (sau afiliații lor respectivi) ar putea, din când în când, să achiziționeze, dețină sau să dispună de Acțiuni. Niciunul dintre Manageri (sau afiliații lor respectivi) nu intenționează să dezvăluie dimensiunea niciunei astfel de investiții sau tranzacții, altfel decât în conformitate cu orice obligație legală sau de reglementare în acest sens.



FACTORI DE RISC

Oferta și o investiție în Acțiunile Oferite presupun un grad ridicat de risc. Înainte de a lua decizia de a investi în Acțiunile Oferite trebuie să analizați cu atenție următoarele informații referitoare la aceste riscuri, împreună cu celelalte informații incluse în acest Prospect, inclusiv în Situațiile Financiare Consolidate Auditare ale Grupului și Situațiile Financiare Consolidate Interimare Simplificate Neauditare ale Grupului (astfel cum sunt definite în secțiunea „Prezentarea Informațiilor Financiare și a altor Informații” de mai jos). Oricare dintre următoarele riscuri ar putea avea, individual sau împreună, un efect negativ semnificativ asupra activității, situației financiare și rezultatelor operaționale sau perspectivelor Hidroelectrică și ale filialei acesteia, S.S.H. Hidroserv S.A. (“Hidroserv” și împreună “Grupul”), ceea ce ar putea conduce la scăderea prețului de tranzacționare al Acțiunilor, iar dumneavoastră ați putea pierde investiția în totalitate sau parțial.

Societatea a descris riscurile și incertitudinile pe care conducerea sa le consideră semnificative la data prezentului Prospect, însă este posibil ca aceste riscuri și incertitudini să nu fie singurele cu care se confruntă Grupul. Riscuri și incertitudini suplimentare, inclusiv cele despre care Emitentul nu are cunoștință în prezent sau pe care le consideră nesemnificative, ar putea avea efectele prezentate mai sus. Potențialii investitori trebuie să aibă în vedere că valoarea Acțiunilor Oferite și orice venituri din acestea (dacă există) pot scădea sau pot crește și că este posibil ca investitorii să nu-și recupereze investiția inițială. Astfel, potențialii investitori trebuie să acorde o atenție specială evaluării riscurilor implicate și trebuie să decidă individual dacă o astfel de investiție este oportună, având în vedere aceste riscuri.

Factorii de risc prezentați în acest document sunt organizați în categorii în funcție de natura lor (cel mai semnificativ factor de risc fiind menționat primul în fiecare categorie în funcție de evaluarea actuală a Emitentului privind probabilitatea apariției sale și magnitudinea preconizată a impactului negativ al acestuia).

Riscuri referitoare la activitatea Grupului și industria în care acesta activează

Modificarea reglementărilor sau politicilor guvernamentale, în special ca urmare a unui nivel crescut de intervenție a Guvernului pe piața energiei electrice, ar putea să aibă efecte semnificative și negative asupra activității Grupului

Producția și furnizarea de energie electrică de către Grup fac obiectul unor licențe emise de Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei („ANRE”) și sunt reglementate la scară largă. De exemplu: (i) producătorii de energie electrică sunt obligați să vândă o parte din energia produsă pe piețele angro operate de către operatorul pieței de energie electrică și gaze naturale din România – Opcom S.A. („OPCOM”); (ii) posibilitatea producătorilor de energie electrică de a încheia cu terți contracte bilaterale negociate de vânzare a energiei electrice pe piața angro este supusă anumitor restricții (a se vedea „Aspecte referitoare la reglementări — Aspecte privind energia electrică — Piața energiei din România — Încheierea de CCEE”); (iii) producătorii de energie electrică pot fi obligați să vândă energie electrică țărilor vecine, în condiții specifice (de ex. către Republica Moldova în 2022); pentru mai multe detalii, a se vedea „Aspecte referitoare la reglementări — Impactul adoptării actelor legislative privind măsurile aplicabile clienților finali din sectorul energiei electrice și al gazelor naturale asupra producției de energie electrică — Legea 357/2022”); (iv) producătorii de energie hidroelectrică sunt obligați să plătească tarife pentru apa folosită de centralele hidroelectrice pentru generarea de energie electrică (a se vedea „Grupul ar putea fi expus în viitor la plata către ANAR a unei taxe mai mari pe apa uzinată”); (v) prețurile energiei electrice furnizate consumatorilor finali sunt supuse unor reglementări privind plafonarea prețurilor (a se vedea „Aspecte referitoare la reglementări — Piața de energie din România — Măsuri luate pentru a proteja consumatorii împotriva majorării prețurilor la energia electrică”) și (vi) drepturile și obligațiile producătorilor și furnizorilor de energie electrică în legătură cu certificatele verzi sunt supuse unui nivel ridicat de reglementare (a se vedea „Aspecte referitoare la reglementări — Piața energiei din România — Licențe obținute de Societate pentru participarea la piața de energie electrică Română — Producerea de energie — Schema de sprijin prin certificate verzi și Tranzacționarea certificatelor verzi”).



Deciziile Guvernului și ale autorităților de reglementare cu privire la producția și furnizarea de energie electrică și, în special, la prețurile autorizate pentru cumpărarea și vânzarea de energie electrică pot impacta negativ veniturile Grupului. Spre exemplu, liberalizarea pieței de furnizare a energiei electrice din România a început în 2014, ultima etapă având loc în luna ianuarie 2021, când a fost liberalizată piața de furnizare pentru utilizatorii casnici (ceea ce înseamnă că tarifele de furnizare a energiei electrice au fost liberalizate pentru utilizatorii casnici). Cu toate acestea, din cauza volatilității pieței din anul 2022, Guvernul român a introdus ulterior plafoane temporare la prețurile energiei electrice și alte măsuri pentru a controla prețurile energiei electrice la consumatorii finali pentru anumite categorii de consumatori², incluzând plafonarea prețului pentru consumatorii casnici, în prezent stabilită între 0,68 RON/kWh și 1,3 RON/kWh, precum și plafonarea prețului pentru consumatorii non-casnici, în prezent stabilită între 1 RON/kWh și 1,3 RON/kWh (pentru mai multe detalii privind plafoanele de preț, a se vedea secțiunea „Aspecte referitoare la reglementări — Aspecte privind energia — Furnizarea de energie electrică — Măsuri luate pentru a proteja consumatorii împotriva majorării prețurilor la energia electrică”). Prin urmare, clienții Societății din portofoliul de furnizare vor plăti cea mai mică valoare dintre prețul stabilit în contractul cu Societatea și plafonul prevăzut de lege.

În plus, în noiembrie 2022, achiziția centralizată a energiei electrice prin mecanismul de achiziție centralizată de energie electrică („MACEE”) a OPCOM a fost introdusă ca o măsură extraordinară³, aplicabilă în perioada 1 ianuarie 2023 — 31 martie 2025 producătorilor cu capacități energetice cu o putere instalată egală sau mai mare de 10 MW și care au fost puse în funcțiune înainte de 1 aprilie 2022. Conform MACEE, Societatea este în prezent obligată să vândă către OPCOM, în calitate de achizitor unic, la un preț fix de 450 RON/MWh, energia reprezentând: (i) un volum de 80% din cantitățile sale estimate anuale de energie disponibilă, astfel cum acestea au fost aprobate de Transelectrica și comunicate către ANRE; și (ii) cantitatea sa de energie disponibilă estimată revizuită lunar. Pentru a calcula energia disponibilă, Societatea scade din cantitățile prognozate de energie următoarele: (i) cantitățile de energie care fac obiectul contractelor de vânzare angro și cu amănuntul în vigoare la data de 11 noiembrie 2022; (ii) cantitatea prognozată de energie necesară pentru echilibrare; și (iii) energia electrică produsă de activele hidrotehnice cu o putere instalată mai mică de 10 MW și energia electrică produsă de capacitățile eoliene.

Începând cu data de 1 septembrie 2022 și până la data de 31 martie 2025, producătorii de energie electrică au obligația de a contribui la Fondul de Tranziție Energetică cu 100% din prețul mediu net lunar de vânzare ce depășește 450 RON/MWh (pentru detalii privind calcularea prețului mediu net lunar de vânzare, a se vedea secțiunea „Aspecte referitoare la reglementări — Aspecte privind energia — Piața energiei din România — Impactul adoptării actelor legislative privind măsurile aplicabile clienților finali din sectorul energiei electrice și al gazelor naturale asupra producției de energie electrică — OUG 153/2022 care introduce mecanismul de achiziție centralizată de energie electrică (MACEE)”). Contribuția nu se aplică în cazul capacităților de producere a energiei electrice puse în funcțiune după data de 1 aprilie 2022, și nici societăților de furnizare a energiei termice care produc energie electrică în cogenerare.

Reglementările naționale ale României se bazează pe reglementările la nivelul Uniunii Europene. Orice modificare semnificativă în reglementările Uniunii Europene ar putea produce schimbări ale reglementărilor naționale ale României. Acestea și alte modificări ale reglementărilor sau ale politicilor guvernamentale pot avea un impact semnificativ negativ asupra perspectivelor, activității, poziției financiare și rezultatelor operațiunilor Grupului, iar Grupul poate avea posibilități limitate pentru a contesta orice astfel de modificări.

Este posibil ca Grupul să nu poată să își pună în aplicare cu succes planul de dezvoltare

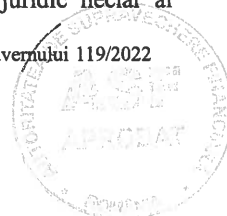
Este posibil ca Grupul să nu poată să își pună în aplicare planul de dezvoltare în legătură cu proiectele sale hidroenergetice care se află în prezent în diverse etape de execuție, fiind expuse unor riscuri juridice, de dezvoltare și de execuție

Planul de investiții al Societății până în 2027 include proiecte hidroenergetice care în prezent se află în diferite stadii de execuție, cu o putere instalată totală estimată de 206 MW și o producție medie anuală estimată de 700 GWh/an.

Nu poate exista nicio garanție că planul de dezvoltare al Grupului va fi realizat sau, dacă va fi realizat, va avea rezultatul planificat. Proiectele pot fi încetate sau suspendate, iar obiectul și calendarul unui proiect se pot modifica. De exemplu, dezvoltarea sau finalizarea de noi capacități de producție hidroenergetică poate fi supusă mai multor riscuri, precum: (i) întârzieri în obținerea hotărârilor de Guvern necesare pentru anumite proiecte (de exemplu, pentru aprobarea indicatorilor tehnico-economici sau a coridoarelor de expropriere aferente centralelor hidroelectrice și/sau liniilor electrice, printre altele din cauza statutului juridic neclar al

² De exemplu, măsurile introduse prin Ordonanța de Urgență a Guvernului 27/2022 și prin Ordonanța de Urgență a Guvernului 119/2022

³ Aceste măsuri au fost introduse prin Ordonanța de Urgență 153/2022.



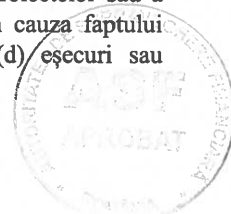
dreptului de proprietate asupra anumitor bunuri imobiliare ale autorităților locale); (ii) eșecuri sau întârzieri în obținerea autorizațiilor necesare ca urmare a desemnării ca zone naturale protejate, după inițierea acestora, a unor amplasamente aferente unor investiții în curs de desfășurare (așa cum s-a întâmplat în cazul amenajărilor hidroenergetice Bumbesti-Livezeni, Cerna-Belareca, Răstolița, Surduc-Siriu, Cornetu-Avrig, Cerna-Motru-Tismana, după ce acestea au fost incluse în zona naturală protejată Natura 2000); (iii) costuri majorate și întârzieri ale lucrărilor de construcții ca urmare a unor modificări ale legislației incidente, apărute după inițierea investițiilor (de exemplu, modificări ale cerințelor de mediu care atrag necesitatea de a actualiza acorduri de mediu deja emise sau de a elabora noi studii de evaluare a impactului asupra mediului); (iv) diminuarea parametrilor de producție calculați în faza de proiectare inițială, din cauza unor modificări ale legislației de mediu care reglementează metodologia de stabilire a debitului de servitute (a se vedea *„Este posibil ca Societatea să nu poată respecta obligațiile legale de gospodărire a apelor introduse recent”*), care include componenta debitului ecologic care este debitul de apă necesar pentru a proteja ecosistemul acvatic; (v) întârzieri cauzate de procesele de achiziții publice îndelungate și complexe care sunt necesare pentru contractarea de servicii de la terți; (vi) întârzieri și majorări ale costurilor ca urmare a disputelor cu contractanți sau subcontractanți sau a dependenței de un număr limitat de contractanți, arhitecți, ingineri sau alți furnizori de servicii, dintre care unii se află în procedură de insolvență (cum ar fi Hidroconstrucția S.A., Romelectro S. A., filiala Societății — Hidroserv, UCM Reșița S.A.) și procedură de faliment (cum este ISPH Project Development S.A.); (vii) deficit de forță de muncă; și (viii) majorarea prețurilor globale ale materiilor prime și lipsa sau creșterea costurilor materialelor de construcții. De exemplu, în cazul centralelor hidroelectrice (*„centrală hidroelectrică”, „hidrocentrală” sau „CHE”*) Răstolița, Surduc-Siriu, Cornetu-Avrig și Bistrița-Poiana Mărului, Societatea a contractat serviciile Hidroconstrucția S.A. (în prezent aflată în procedură de insolvență), care pretinde o majorare cu aproximativ 90% a prețului aferent restului de lucrări propuse pentru 2023 și ar putea decide suspendarea sau rezilierea contractelor încheiate cu Societatea. Rezilierea contractelor încheiate cu Hidroconstrucția S.A. poate atrage suspendarea a lucrărilor la CHE menționate anterior pentru o perioadă estimată de 12 luni, până la desemnarea unui nou contractant.

În același timp, beneficiile pe care Societatea se așteaptă să le obțină în urma investițiilor planificate în instalațiile hidroelectrice ar putea să difere în mod semnificativ de prognozele sale. Punerea în aplicare a planului de dezvoltare al Grupului poate fi mai costisitoare, mai consumatoare de timp și de resurse decât s-a anticipat și poate exercita o presiune considerabilă asupra proceselor și capacităților interne ale Grupului. În cazul în care Societatea nu reușește să gestioneze aceste schimbări în mod eficient, este posibil să nu poată profita de oportunitățile de pe piață și să nu își execute cu succes strategia de afaceri.

Este posibil ca Grupul să nu poată să își pună în aplicare planul de dezvoltare în legătură cu dezvoltarea sau achiziționarea de noi proiecte de energie verde sau alte ținte M&A. Dacă sunt realizate, este posibil ca aceste proiecte să nu obțină rezultatele așteptate și să expună Grupul la riscuri specifice achizițiilor și dezvoltării și exploatarea proiectelor de producție a energiei regenerabile, precum și la creșterea costurilor de exploatare

Planul de dezvoltare al Grupului include, de asemenea, dezvoltarea portofoliului său de producție a energiei prin achiziționarea de capacități noi în domeniul energiei verzi, în special parcuri eoliene onshore și offshore și parcuri fotovoltaice. Concurența în cadrul procedurilor de oferte competitive s-a intensificat semnificativ în ultimii ani, situație în care Societatea trebuie de multe ori să acționeze rapid pentru a valorifica oportunitățile. Acest lucru s-ar putea dovedi dificil de realizat, având în vedere faptul că Societatea face obiectul unor reguli de achiziții publice stricte și uneori rigide prevăzute în special în Legea 99/2016 privind achizițiile sectoriale, ceea ce ar putea afecta capacitatea Societății de a reacționa în timp util la noi oportunități. Totodată, este posibil ca Grupul să nu poată identifica astfel de oportunități tranzacționale adecvate sau, în cazul în care le identifică, să nu poată exista nicio garanție că astfel de tranzacții vor avea succes sau că Grupul va putea să le finalizeze în termene și condiții acceptabile pentru acesta.

Este posibil să dureze ani până ce proiectele devin operaționale, interval de timp în care sunt expuse la o serie de riscuri de execuție, operaționale, juridice și de altă natură, precum: (a) imposibilitatea de a găsi un contractant sau un subcontractant adecvat, fie la începutul unui proiect, fie ca urmare a neîndeplinirii obligațiilor de către un contractant sau subcontractant desemnat, inclusiv din cauza unor proceduri de achiziții publice îndelungate și complexe, supuse modificărilor legislative frecvente; (b) imposibilitatea de a finaliza un proces de achiziție publică din cauza unor constrângeri legislative, ceea ce conduce la reluarea procesului de achiziții publice și la întârzieri semnificative în semnarea contractelor necesare sau la necesitatea actualizării valorii investiției și, în consecință, a reaprobării proiectului respectiv; (c) neîndeplinirea sau nefinalizarea la timp de către contractanții sau subcontractanții aleși a proiectelor sau a unor părți de proiecte, în conformitate cu specificațiile sau în limitele bugetului, inclusiv din cauza faptului că subcontractanții selectați nu dispun de calificări suficiente pentru proiectul respectiv; (d) eșecuri sau



întârzieri în obținerea sau reînnoirea oricăror autorizații și avize de construire necesare, a aprobărilor de mediu și de gospodărire a apelor, în special având în vedere modificările legislative frecvente; (e) dependența de un număr limitat de contractanți, arhitecți, ingineri sau alți prestatori de servicii; (f) lipsa materialelor de construcții sau creșterea costurilor acestora, precum și majorarea globală a prețurilor materiilor prime; (g) lipsa echipamentelor sau majorarea costurilor acestora, în special în ceea ce privește turbinele și generatoarele, inclusiv din cauza numărului limitat de furnizori pentru astfel de echipamente; (h) dispute cu contractanții sau subcontractanții, inclusiv din cauza încălcării normelor privind achizițiile publice; (i) întreruperea lucrului sau conflicte de muncă; (j) estimările de costuri nu mai corespund resurselor financiare, în principal din cauza inflației sau a deficitului de echipamente importante, ca urmare a cererii crescute.

Capacitatea Grupului de a integra și gestiona în mod eficient activitățile achiziționate ca parte a dezvoltării sale viitoare depinde de mai mulți factori, printre care se numără dimensiunea activităților achiziționate, calitatea conducerii acestora, natura și amplasamentul geografic ale operațiunilor acestora și complexitatea rezultată din integrarea operațiunilor acestora. Grupul ar putea să se confrunte cu dificultăți semnificative neprevăzute în executarea potențialelor tranzacții, precum o creștere a necesarului de timp de gestionare și costuri de integrare mai mari sau riscuri neprevăzute de procesul de analiză (*due diligence*). Prin urmare, nu există nicio garanție că o achiziție viitoare va oferi beneficii suficiente pentru a justifica cheltuielile suportate de Grup.

Strategia Grupului de a continua să se extindă prin creștere organică și anorganică prin dobândirea de capacități de producție a energiei regenerabile prin instalații eoliene și solare îl expune la riscuri specifice achiziției, dezvoltării și operării proiectelor de generare a energiei regenerabile, precum: (i) imposibilitatea de a identifica și concretiza oportunități adecvate de achiziție și dezvoltare; (ii) imposibilitatea de a obține sau confruntarea cu întârzieri în obținerea licențelor și autorizațiilor necesare în cazul proiectelor (precum autorizații și avize de construire, acorduri/avize de mediu și avize de gospodărire a apelor), în special obținerea autorizațiilor de racordare la rețea și încheierea contractelor de racordare la rețea, care ar putea să presupună obligații de investiții semnificative din cauza stării precare a rețelei; (iii) riscuri de construcție care rezultă din proiectele de dezvoltare, în special din perspectivă tehnică în raport cu termenele fazelor de construcție, care ar putea provoca o majorare a costurilor sau întârzieri în începerea producției de electricitate, inclusiv, de exemplu, riscul ca echipamentele și forța de muncă necesare să nu fie disponibile în cantități suficiente pentru a satisface necesarul Grupului, fie din cauza fluctuațiilor pieței în ceea ce privește cererea de echipamente sau forța de muncă, costurile și disponibilitatea echipamentelor specifice, din cauza neîndeplinirii de către un contractant a obligațiilor de executare a serviciilor contractate sau din alte motive; (iv) evaluări ale randamentului de producție în cazul proiectelor de energie regenerabilă care nu reflectă rezultatele efectiv obținute; (v) ineficiență în ocuparea posturilor și gestionarea operațiunilor extinse ale Grupului și confruntarea cu dificultăți neprevăzute în integrarea echipelor de conducere existente și a operațiunilor, în special în noi sectoare de piață în care Grupul are experiență mai redusă; (vi) imposibilitatea de a ține pasul cu schimbările tehnologice din sectorul energiei regenerabile, care înregistrează un ritm de evoluție rapid; (vii) intensificarea concurenței pe piața energiei verzi, și (viii) schimbarea mediului de reglementare și a designului pieței din România și din UE în general.

Apariția oricăruia sau a tuturor acestor factori poate avea drept consecință o diminuare a calității serviciilor, o reducere a volumului de energie electrică produsă sau furnizată, având drept rezultat diminuarea profitabilității, ceea ce, la rândul său, poate să afecteze semnificativ negativ perspectivele, activitatea, poziția financiară și rezultatele operațiunilor Grupului.

Retehnologizarea și modernizarea instalațiilor hidroenergetice ale Grupului sunt expuse unor riscuri de dezvoltare și juridice

Majoritatea capacităților hidroenergetice (echipamente și instalații) ale Grupului au fost puse în funcțiune între anii 1960 și 1990. După anul 2000, au fost retechnologizate și modernizate centralele electrice care produc un volum semnificativ de MW (precum Porțile de Fier I, Porțile de Fier II, 5 centrale electrice pe segmentul inferior al râului Olt și centrala electrică Lotru Ciunget), în timp ce au fost puse în funcțiune unități de producție suplimentare cu o putere de numai 171 MW, corespunzând centralelor hidroelectrice Poiana Teiului, Movileni, Râul Alb, Subcetate, Plopi, Cornetu, Robești, Bretea și Racovița). Planurile de afaceri actuale ale Grupului includ retechnologizarea și modernizarea a aproximativ 1,1 GW de putere instalată în centrale hidroelectrice până în anul 2030 (pentru detalii, a se vedea secțiunea „Activitatea Societății — Activitate și Operațiuni — Producția de energie — Proiecte de Retehnologizare și Modernizare” de mai jos).



Este posibil să dureze mai mulți ani înainte ca aceste proiecte să devină operaționale, interval de timp în care sunt expuse la o serie de riscuri de construcție, operaționale, juridice și de altă natură, precum: (a) imposibilitatea de a găsi un contractant sau un subcontractant potrivit, fie la începutul unui proiect (spre exemplu, în cazul CHE Arcești, CHE Remeti și CHE Vaduri, procedurile de achiziție publică nu au fost atribuite din cauza incapacității UCM Reșița S.A. și Hidroserv de a depune o ofertă corespunzătoare sau de a se încadra în buget), fie ca urmare a neîndeplinirii obligațiilor de către un contractant sau subcontractant desemnat, inclusiv din cauza unor procese de achiziții publice îndelungate și complexe, supuse modificărilor legislative frecvente; (b) imposibilitatea de a finaliza un proces de achiziții publice din cauza unor constrângeri legislative, ceea ce conduce la reluarea procesului de achiziții publice și la întârzieri semnificative în semnarea contractelor necesare sau impune actualizarea valorii investiției și, în consecință, re aprobarea proiectului respectiv; (c) neîndeplinirea sau nefinalizarea la timp de către contractanții sau subcontractanții selectați a proiectelor sau a unor părți de proiecte, în conformitate cu specificațiile sau în limitele bugetului, inclusiv din cauza faptului că subcontractanții selectați nu dispun de calificări suficiente pentru proiectul respectiv; (d) eșecuri sau întârzieri în obținerea sau reînnoirea oricăror autorizații și avize de construire necesare și a aprobărilor de mediu și de gospodărire a apelor, în special având în vedere modificările legislative frecvente; (e) dependența de un număr limitat de contractanți, arhitecți, ingineri sau alți prestatori de servicii, dintre care unii se află în insolvență (cum ar fi Romelectro S. A., UCM Reșița S.A. și filiala Societății — Hidroserv) și proceduri de faliment (cum ar fi ISPH Proiect Development S.A.) și care, prin urmare, ar putea să nu aibă capacitatea deplină de a presta serviciile necesare Grupului; (f) lipsa sau creșterea costurilor sau majorarea prețurilor globale ale materiilor prime; (g) lipsa sau majorarea costurilor echipamentelor, în special în ceea ce privește turbinele și generatoarele, inclusiv din cauza numărului limitat de furnizori pentru astfel de echipamente; (h) dispute cu contractanții sau subcontractanții, inclusiv din cauza încălcării normelor privind achizițiile publice; (i) întreruperea lucrului sau conflicte de muncă; (j) estimările de costuri nu mai corespund resurselor financiare, în principal din cauza inflației sau a deficitului de echipamente importante ca urmare a cererii crescute; sau (k) oprirea funcționării întregii CHE sau a unor părți din aceasta pe durata re tehnologizării/modernizării, care poate avea o influență notabilă asupra producției de energie electrică a Societății.

De exemplu, în cazul CHE Stejaru, contractul a fost reziliat de contractantul Romelectro (pentru mai multe detalii, a se vedea „Activitatea Societății — Activitate și Operațiuni — Producția de energie — Proiecte de re tehnologizare și modernizare”), ceea ce a făcut ca hidroagregatul nr. 5 să rămână nefinalizat și indisponibil, perioada de execuție fiind astfel prelungită. În același timp, nereușita procedurilor de achiziții aferente CHE Râul Mare Retezat și Brădișor atrage necesitatea revizuirii bugetului obiectivelor de investiție (însemnând că prețurile sunt actualizate la nivelul pieței, ceea ce poate avea drept consecință necesitatea reluării procesului de aprobare).

În plus, în cazul în care Societatea urmează să se confrunte în continuare cu dificultăți în contractarea cu participanții tradiționali de pe piață, precum UCM Reșița S.A. și Hidroserv, sau în cazul în care unii dintre aceștia încetează să mai presteze servicii din cauza intrării în faliment, Grupul ar putea să se confrunte cu întârzieri și costuri majorate sau ar putea chiar să fie nevoit să își schimbe strategia de modernizare a activelor prin modificarea soluțiilor tehnice și implementarea de noi concepte. Acest lucru va prelungi nu numai timpul necesar pentru promovarea și aprobarea indicatorilor tehnico-economici, dar și durata procesului de achiziții publice și va majora valoarea investițiilor aferente.

Apariția unuia sau a mai multora dintre aceste evenimente poate impacta negativ capacitatea Grupului de a finaliza actualele sau viitoarele proiecte de re tehnologizare sau modernizare conform calendarului sau în limitele bugetului, ceea ce ar putea avea drept consecință un efect negativ semnificativ asupra activității, situației financiare și rezultatelor operațiunilor Grupului.

Este posibil ca Grupul să nu poată să își finanțeze planul de dezvoltare

Grupul intenționează să își finanțeze planul de dezvoltare prin generarea de fluxuri de numerar la nivel intern și prin finanțări externe. Este posibil ca termenii și condițiile în baza cărora ar putea fi puse la dispoziția Grupului viitoare fonduri sau finanțări să nu fie acceptabile sau ca fondurile sau finanțările să nu fie disponibile deloc Grupului, din cauza condițiilor economice și ale piețelor de capital, a încrederii investitorilor, a performanțelor comerciale ale Grupului, a evoluțiilor politice și legislative sau disponibilității creditării din partea băncilor și a altor creditori etc. Totodată, dacă sunt atrase fonduri pe un termen mai lung, este posibil ca gradul de îndatorare al Societății să crească și ca aceasta să fie supusă unor sancțiuni și indicatori financiari suplimentari sau mai restrictivi, precum și unor costuri suplimentare pentru serviciul datoriei. Dacă sunt atrase fonduri suplimentare prin emiterea de noi Acțiuni, participațiile existente ar putea fi diluate.



Incapacitatea Societății pe termen lung de a obține finanțare externă suficientă în aceste scopuri ar putea să aibă efecte adverse asupra capacității sale de a își pune în aplicare planul de dezvoltare, de a își extinde sau menține activitatea și de a își îndeplini obiectivele de producție. Indisponibilitatea unei astfel de finanțări ar putea avea drept consecință înregistrarea de costuri neprevăzute pentru Societate ca, de exemplu, costuri de conservare a lucrărilor de construcție aflate în execuție, costuri pentru îndeplinirea obligațiilor de mediu și costuri rezultate din ineficiența anumitor instalații hidroelectrice și întâzieri în legătură cu implementarea programelor sale de investiții. Acești factori ar putea avea efecte negative semnificative asupra perspectivelor comerciale, situației financiare și rezultatelor operațiunilor Societății.

Producția de energie electrică de către Grup și cererea pentru energia electrică produsă de Grup sunt supuse condițiilor climatice care ar putea să fie independente de voința Grupului. Totodată, schimbările climatice și episoadele de evenimente meteorologice severe ar putea avea un efect negativ asupra echipamentelor de producție ale Grupului (puse în funcțiune și planificate a fi puse în funcțiune)

Producția de energie electrică a Grupului depinde în mare măsură de resurse naturale, precum ninsoare, ploaie, lumina solară sau intensitatea și viteza vântului și, cu toate că Grupul își planifică proiectele și operațiunile deja funcționale pe baza unor studii hidrologice și modele meteorologice istorice, acești factori sunt independenți de voința sa și pot varia semnificativ în timp.

Performanța centralelor hidroelectrice ale Grupului în generarea electricității depinde de debitele de apă, debite ce variază în fiecare an și sunt supuse unor factori precum precipitații, viteza de topire a zăpezii și modificările sezoniere. Nu poate exista nicio garanție că aflurile de apă la centralele hidroelectrice ale Grupului vor corespunde ipotezelor operaționale ale acestuia sau că condițiile climatice și de mediu nu se vor modifica semnificativ comparativ cu condițiile prevalente de la momentul în care au fost formulate ipotezele operaționale ale Grupului. În cazul apariției unor condiții meteorologice nefavorabile, în special pe o perioadă lungă, cum ar fi vremea neobișnuit de caldă, acestea ar avea un impact negativ asupra generării de electricitate și implicit asupra profitabilității proiectelor afectate. De exemplu, în anul 2022, România s-a confruntat cu o secetă severă care a afectat producția de electricitate a Grupului cu un nivel brut al producției hidroenergetice de 13,6 TWh în acel an, reprezentând o diminuare cu aproximativ 14,5% a producției din astfel de active comparativ cu producția medie anuală de energie hidroelectrică de 15,9 TWh din intervalul celor 10 ani anteriori.

Producția de energie electrică a Grupului din parcurile eoliene și dezvoltarea sau achiziția viitoare de capacități eoliene și solare depinde de fluctuațiile condițiilor eoliene și solare. Previzunile pe termen lung în legătură cu aceste condiții sunt supuse incertitudinilor, printre motive numărându-se amplasamentul echipamentelor de măsurare a vântului, volumul de date disponibile, metodele de extrapolare și prognoză utilizate în estimarea vitezei vântului, radiațiile solare și diferențele de condiții atmosferice și erorile în măsurătorile meteorologice. În plus, chiar dacă condițiile de vânt sau solare reale din parcul eolian sau la capacitățile solare sunt în concordanță cu previziunile pe termen lung ale Grupului, condițiile de vânt pe o perioadă scurtă de timp se pot abate substanțial de la media pe termen lung din cauza fluctuațiilor naturale ale vântului sau radiația solară se poate modifica, provocând o volatilitate semnificativă pe termen scurt în ceea ce privește performanța capacităților eoliene și solare ale Grupului.

Activitatea Grupului este supusă fluctuațiilor sezoniere de temperatură. Producția de energie electrică a Grupului este de obicei cea mai scăzută în septembrie din cauza anumitor factori, printre care se numără dependența de debitele de apă ale râurilor și cursurilor de apă, limitările care decurg din regulamentele de funcționare, întreruperile, programul de iarnă (pentru mai multe detalii a se vedea secțiunea „Activitatea Societății — Prezentare a operațiunilor Emitentului”). Pe baza datelor statistice, cel mai mare aflor de apă se înregistrează în general în lunile martie, aprilie, mai și iunie datorită topirii zăpezii. Acest lucru conduce la o producție de energie electrică mai mare a Grupului în aceste luni decât în celelalte perioade ale anului.

Consumul de energie electrică este, de asemenea, sezonier și este afectat în principal de condițiile meteorologice. În România, consumul de energie electrică este, în general, mai mare în timpul lunilor de iarnă și de vară. În consecință, Grupul înregistrează, de obicei, o cerere mai mare în perioada noiembrie-februarie și iulie-august, în principal ca urmare a utilizării echipamentelor de încălzire și, respectiv, a aerului condiționat. În schimb, în general, Grupul înregistrează o cerere mai mică primăvara și toamna. Ca urmare a acestor modele sezoniere, vânzările și rezultatele operațiunilor Grupului sunt mai mari în primul semestru și mai mici în al doilea semestru în orice an. În cazul în care Grupul nu reușește să obțină venituri la nivelurile preconizate pe durata perioadelor în care instalațiile sale de producție funcționează la capacitate maximă, este posibil să nu poată să compenseze pierderea de venituri din perioadele în care cererea de energie electrică este redusă.



Dacă Grupul nu poate să anticipeze sau să găsească o soluție pentru aceste fluctuații în producția și cererea de energie electrică, activitatea, situația financiară, rezultatele operațiunilor și perspectivele acestuia ar putea fi afectate semnificativ negativ, iar situația sa financiară și rezultatele operațiunilor pot înregistra variații semnificative de la un an la altul.

În măsura în care schimbările climatice provoacă variații ale temperaturilor, ale resurselor eoliene și ale condițiilor meteorologice, aceste variații pot conduce la o creștere a persistenței medii a stratului de nori sau a intensității sau a frecvenței evenimentelor meteorologice extreme. Prin urmare, schimbările climatice pot, de asemenea, să aibă un efect negativ asupra centralelor hidroelectrice ale Grupului sau pot provoca avarii turbinelor eoliene ale acestuia. Condițiile meteorologice extreme pot provoca avarii sau defecțiuni ale echipamentelor Grupului, ca, de exemplu, scurgeri la instalațiile hidroelectrice sau avarii la turbinele sale eoliene din cauza intensității puternice a vântului, printre altele. Pentru mai multe detalii privind factorii care pot duce la defectarea echipamentelor esențiale, a se vedea *„Exploatarea instalațiilor Grupului ar putea duce la defectarea echipamentelor esențiale, întreruperi neplanificate în furnizarea de energie electrică, reducerea producției și costuri și investiții neprevăzute”* de mai jos.

În cazul în care oricare dintre condițiile hidrologice și climatice menționate mai sus fluctuează semnificativ sau se abat de la ipotezele operaționale ale Grupului, producția de energie electrică a Grupului și cererea pentru furnizarea acesteia ar putea fi afectate negativ, ceea ce, la rândul său, ar putea avea un efect negativ semnificativ asupra activității, rezultatelor operațiunilor și situației financiare ale Grupului.

Rezultatele operațiunilor Grupului pot fi afectate de fluctuațiile prețurilor energiei electrice

Veniturile și marjele Grupului în activitățile sale sunt expuse la fluctuațiile prețurilor energiei electrice pe piețele angro și cu amănuntul. Prețurile energiei electrice sunt stabilite în funcție de cererea de energie electrică din partea consumatorilor finali, de furnizarea de energie electrică de la activele de producție conectate la rețea, precum și de capacitatea de interconectare cu țările vecine și de situația pieței din acestea. În cazurile în care Societatea alege să vândă pe piața liberă (a se vedea *„Este posibil ca strategiile de acoperire a riscului ale Societății să nu fie eficiente în atenuarea fluctuațiilor de preț și a pierderilor potențiale”*), aceasta își asumă expunerea astfel rezultată la fluctuațiile de preț de pe piața energiei electrice. Prețurile de piață ale energiei electrice au cunoscut adesea perioade de volatilitate, de exemplu, între 2020 și 2022, pandemia de COVID-19 a dus la o scădere a consumului și a prețurilor energiei electrice, în timp ce războiul din Ucraina a dus la o creștere a prețurilor energiei pe fondul crizei provocate de creșterea prețurilor la gazele rusești. Aceste de prețuri depind de o serie de factori, incluzând, fără limitare la, dar nu exclusiv, nivelul cererii, momentul zilei, prețurile carbonului (European Union Allowances sau EUA), disponibilitatea și costul capacității de generare disponibile pentru a satisface cererea, precum și structura piețelor specifice (inclusiv regulile care stabilesc ordinea în care este distribuită capacitatea de generare și factorii care afectează volumul de energie electrică care poate fi gestionat de infrastructura de transport disponibilă la un moment dat, inclusiv diferite tipuri de modele de piață care se pot schimba semnificativ în viitor.)

Prețurile la care energia produsă de Grup este vândută pe piață depind în parte de costul relativ, de eficiența și de investițiile necesare pentru dezvoltarea și exploatarea surselor de energie. O scădere a costurilor altor surse de energie electrică, cum ar fi combustibilii fosili sau energia nucleară, ar putea reduce prețul energiei electrice. O cantitate semnificativă de noi capacități de generare a energiei electrice care devin disponibile ar putea, de asemenea, reduce prețul energiei electrice. Creșterea simultană a capacităților solare și eoliene de electricitate în perioadele de disponibilitate ridicată a resurselor poate conduce la o scădere a prețurilor energiei electrice.

În același timp, modificări mai ample ale reglementărilor privind piața de tranzacționare a energiei electrice, cum sunt OUG 119/2022 pentru modificarea și completarea OUG 27/2022 privind măsurile aplicabile clienților finali din piața de energie electrică și gaze naturale în perioada 1 aprilie 2022 — 31 martie 2023 (*„OUG 119/2022”*) și OUG 153/2022 pentru modificarea OUG 27/2022 și OUG 119/2022 (*„OUG 153/2022”*), ambele aplicabile până la 31 martie 2025, au avut, de asemenea, un impact asupra prețurilor energiei electrice, impunând Societății să vândă prin intermediul MACEE la prețul fix de 450 RON/MWh o anumită cantitate de energie produsă (pentru detalii, a se vedea factorul de risc *„Modificarea reglementărilor sau politicilor guvernamentale, în special ca urmare a unui nivel crescut de intervenție a Guvernului pe piața energiei electrice, ar putea să aibă efecte semnificative și negative asupra activității Grupului”* și secțiunea *„Aspecte referitoare la reglementări — Aspecte privind energia — Piața energiei din România — Impactul adoptării actelor legislative privind măsurile aplicabile clienților finali din sectorul energiei electrice și al gazelor naturale asupra producției de energie electrică — OUG 153/2022 care introduce mecanismul de achiziție centralizată de energie electrică (MACEE)”*.



Cererea de energie electrică este supusă unei serii de alți factori asupra cărora Grupul nu are niciun control, inclusiv evoluțiile economice și politice din România (și din altă parte), care fluctuează în funcție de ciclurile economice, cererea consumatorilor, condițiile climatice și caracterul sezonier (pentru acestea din urmă, a se vedea „*Producția de energie electrică de către Grup și cererea pentru aceasta sunt dependente de condiții climatice care sunt independente de voința Grupului*”). De exemplu, pandemia de COVID-19 a cauzat o scădere a cererii de energie electrică de la 55,15 TWh în 2019 la 53,59 TWh.

O scădere a prețurilor de piață la energia electrică ar putea avea efecte negative semnificative asupra activității, situației financiare, rezultatelor operațiunilor și perspectivelor Grupului.

Grupul ar putea fi expus în viitor la plata către ANAR a unei taxe mai mari pe apa uzinată

Veniturile Societății provin în mare măsură din vânzarea energiei electrice și, prin urmare, profitul din exploatare depinde, pe de o parte, de tarifele percepute de la clienții săi și, pe de altă parte, de cheltuielile de exploatare (cum ar fi contribuția pentru apă uzinată) care reprezintă o parte semnificativă a cheltuielilor de exploatare). Ca producător de energie hidroelectrică, Societatea este obligată prin lege să achite către Administrația Națională Apele Române („ANAR”) o contribuție pentru apa uzinată, care a fost în general calculată în baza volumului de apă folosit de Grup să genereze energie electrică prin centralele hidroelectrice

Rata de taxare a fost supusă unor majorări semnificative în ultimii zece ani. Contribuția pentru apa uzinată a crescut de la 0,0001 RON/mia de metri cubi în 2003 la 1,1 RON/mia de metri cubi în 2010 și, mai recent a fost stabilită la 1,4 RON/mia de metri cubi, fiind supusă unor actualizări anuale pe baza indicelui de consum. Contribuția pentru apa uzinată în prima parte a anului 2023 a fost de 1,40 RON, iar valorile contribuției pe apă uzinată în 2022, 2021 și 2020 au fost de 1,23 RON, 1,17 RON și, respectiv, 1,12 RON, în fiecare caz per mie de metri cubi de apă. Cheltuielile cu contribuția pe apă uzinată ale Grupului în primul trimestru al anului 2023 și anii 2022, 2021 și 2020 au fost de 163,6 milioane RON (reprezentând 12,6% din costurile sale de operare, respectiv 36,93 RON/MWh produs), 451,0 de milioane RON (reprezentând 10,5% din costurile sale de operare în acel an, respectiv 33,1 RON/MWh produs), 540,1 milioane RON (reprezentând 18,6% din costurile sale de operare în acel an, respectiv 31,9 RON/MWh produs) și, respectiv, 307,1 milioane RON (reprezentând 15,1% din costurile sale de operare în acel an, respectiv 20,5 RON/MWh produs). În plus, până recent, în absența unor echipamente speciale pentru măsurarea cantităților de apă utilizate/evacuate în scopul calculării contribuției pe apă uzinată, Societatea trebuia să plătească echivalentul debitului maxim autorizat al centralelor, înmulțit cu timpul de operare al generării de energie electrică.

În data de 31 mai 2023, Guvernul României a adoptat Ordonanța de Urgență nr 52/2023 care a adus modificări asupra contribuției percepute de ANAR pentru apa uzinată, stabilind o nouă modalitate de cuantificare a acesteia, respectiv un nou tarif de 37 RON/MWh produs. Totodată, prin noile prevederi s-a renunțat și la indexarea anuală aferentă aplicării indicelui anual al prețurilor de consum.

Ținând cont de multiplele modificări de-a lungul timpului, nu există nicio garanție că taxa pe apa uzinată nu va fi supusă unor altor majorări sau altor schimbări în metodologia de calcul, ceea ce ar afecta direct cheltuielile și poziția financiară ale Societății și ar putea avea un efect negativ semnificativ asupra activității, rezultatelor operațiunilor și perspectivelor Grupului.

Transelectrica poate solicita Societății să furnizeze energie electrică în vederea echilibrării în afara procesului de licitație și în plus față de disponibilitatea de echilibrare a Societății, ceea ce poate conduce la neîndeplinirea de către Societate a altor obligații legale sau contractuale ce îi revin

Pentru a asigura echilibrul producție-consum în sistemul energetic național și pentru a rezolva orice restricții din rețea, operatorul național de transport și sistem al energiei electrice („Transelectrica” sau „OST”) cumpără energie electrică pe piața centralizată de echilibrare pentru a compensa orice abatere de la valorile planificate de producție și consum de energie electrică. Pe piața de echilibrare, Societatea și alți participanți la piață transmit oferte către OTS zilnic pentru furnizarea de energie electrică pentru echilibrare către OTS pentru ziua următoare.

Participarea la piața de echilibrare este voluntară. Cu toate acestea, în condiții excepționale și pentru asigurarea rezervei permanente de echilibrare a sistemului de energie electrică, OTS poate impune participanților la piață, inclusiv Societății, să asigure energie către OTS într-o anumită zi, la un preț stabilit în conformitate cu reglementările aplicabile, chiar dacă acești participanți nu au trimis nicio ofertă pe piața de echilibrare în ziua anterioară. Dacă se întâmplă acest lucru, nu există nicio garanție că Societatea va avea suficientă energie electrică la dispoziție să îndeplinească o asemenea obligație de echilibrare fără să afecteze obligațiile de livrare ce îi revin în temeiul altor angajamente contractuale. În cazul în care Societatea nu are suficient volum pentru a-și îndeplini obligația de echilibrare sau obligațiile de livrare contractuale, există



riscul ca aceasta să își încalce oricare din aceste obligații sau să fie nevoită să achiziționeze energie electrică suplimentară de pe piața liberă în vederea îndeplinirii obligațiilor ce îi revin, la prețuri mai mari decât cele preconizate, ceea ce ar putea afecta cheltuielile și situația financiară ale Societății și ar putea avea un efect negativ semnificativ asupra activității, rezultatelor operațiunilor și perspectivelor Grupului.

Este posibil ca strategiile de acoperire a riscului ale Societății să nu fie eficiente în atenuarea fluctuațiilor de preț și a pierderilor potențiale

Grupul încearcă să acopere riscurile legate de volatilitatea prețurilor la energie prin încheierea de contracte bilaterale la termen cu preț fix încheiate la bursa OPCOM sau contracte bilaterale la termen cu preț fix negociate direct cu furnizorii (care livrează consumatorilor finali), cu distribuitorii sau cu OTS (pentru consumul final propriu al acestora). Atunci când Grupul încheie contracte de vânzare cu preț fix, acesta încearcă să acopere aceste poziții prin încheierea de astfel de contracte la termen pentru tranzacții fizice cu energie electrică. Posibilitățile Grupului în ceea ce privește acoperirea riscului sunt limitate în prezent de contextul legislativ, având în vedere că până la 31 martie 2025, Societatea este obligată să vândă o anumită cantitate de energie prin MACEE, la un preț fix de 450 RON/MWh (a se vedea factorul de risc „Modificarea reglementărilor sau politicilor guvernamentale, în special ca urmare a unui nivel crescut de intervenție a Guvernului pe piața energiei electrice, ar putea să aibă efecte semnificative și negative asupra activității Grupului” și secțiunea „Aspecte referitoare la reglementări — Aspecte privind energia — Piața energiei din România — Impactul adoptării actelor legislative privind măsurile aplicabile clienților finali din sectorul energiei electrice și al gazelor naturale asupra producției de energie electrică — OUG 153/2022 care introduce mecanismul de achiziție centralizată de energie electrică (MACEE)”).

La încheierea contractelor la termen pe piețe concurențiale, Societatea vinde energie electrică cu până la doi ani înainte de livrarea efectivă a acesteia, pe baza previziunilor de producție care sunt reevaluate cu o lună înainte de livrare. În plus, în cursul ultimei luni corespunzătoare datei la care Societatea trebuie să livreze energia electrică, Societatea utilizează o altă prognoză pentru a determina dacă este necesar să cumpere energie electrică pe Piața pentru Ziua Următoare („PZU”), ceea ce se poate realiza până la data livrării. Aceste prognoze se bazează pe datele Societății și pe informațiile furnizate de analiza datelor. Exactitatea prognozelor Societății pentru o anumită perioadă depinde de o serie de factori, inclusiv de disponibilitatea instalației sale de generare a energiei electrice, de condițiile meteorologice și de vânt și de întreruperile echipamentelor. Orice diferență între volumul de energie electrică vândut pe piață și volumul de energie electrică produs efectiv de instalațiile de generare a energiei electrice ale Societății duce la un dezechilibru. Dacă este necesar, Societatea încearcă să reducă dezechilibrul prin tranzacții intrazilnice pe piețele OPCOM, care pot sau nu să aibă succes, și să achiziționeze volumul de energie electrică care lipsește. Prețurile la care se cumpără energia electrică lipsă, inclusiv pentru îndeplinirea obligațiilor de furnizare ale Societății, pot fi nefavorabile Grupului, în special dacă este necesar să se cumpere energie electrică de pe PZU sau prin MACEE (în acest din urmă caz la prețul de 450 RON/MWh).

Cu toate că Societatea caută să mențină o poziție neutră din punctul de vedere al acoperirii riscului cu privire la fluctuațiile de preț și să plaseze ordine de vânzare cât mai apropiate posibil de prețul mediu de pe piață, în același timp stabilind cu prudență volumele totale vândute anual în corelație cu producția medie istorică și prognozată, este posibil ca strategiile sale de acoperire a riscului să nu fie eficiente în atenuarea fluctuațiilor de preț, mai ales că, având în vedere rolul Societății în SEN, strategiile sale de acoperire a riscului nu se concentrează pe fluctuația de preț, ci pe a asigura o predictibilitate a veniturilor viitoare pe termen mediu și lung. Astfel, este posibil ca momentul fluctuațiilor de preț să nu corespundă cu momentul contractelor de acoperire a riscului, ceea ce ar putea avea drept consecință o lipsă de protecție pentru Societate atunci când aceasta are cea mai mare nevoie de această protecție. De exemplu, în cazul în care Societatea încheie un contract de vânzare a energiei la un preț fix în viitor, iar prețul energiei crește semnificativ înainte de expirarea contractului, Societatea nu va beneficia de prețul mai mare.

În unele situații extreme, strategia de acoperire a riscului poate duce la pierderi semnificative, dacă Societatea nu poate livra volumele contractate și, pentru a își îndeplini obligațiile, ar fi nevoită să achiziționeze respectivele volume de pe piața liberă la prețuri mai mari decât cele din contractele de acoperire a riscului. Orice incapacitate de a acoperi riscurile legate de volatilitatea prețurilor la energie sau de a prognoza corect cantitatea de energie electrică pe care Societatea poate să o livreze pe piață în raport cu activele de producție ale Societății ar putea avea un efect negativ semnificativ asupra activității, situației financiare, rezultatelor operațiunilor sau perspectivelor Grupului.

Societatea ar putea fi supusă intensificării concurenței pe piața de furnizare

Societatea își desfășoară activitatea pe piețe de energie angro și cu amănuntul extrem de competitive. Prin urmare, Societatea se confruntă cu o concurență semnificativă pentru clienți, atât din partea actorilor



consacrați de pe piețe (precum Electrica Furnizare S.A., Enel Energie S.A., EON Energie România S.A. și CEZ Vânzare S.A.), cât și a noilor veniți pe piețe, cum ar fi producătorii independenți de energie și companiile producătoare de energie regenerabilă. Această concurență ar putea duce la o presiune asupra prețurilor și la o rentabilitate redusă, cu impact negativ asupra performanței financiare a Societății. În timp ce, până în prezent, Societatea a furnizat energie sub plafoanele de preț temporare în vigoare pentru clienții casnici și non-casnici (cel mai mare tarif pe care îl poate plăti un client fiind de 1,3 RON/KWh), nu există nicio garanție că, în viitor, Societatea va putea produce și furniza energia produsă în portofoliul de clienți de furnizare la un preț sub plafonul reglementat, ceea ce ar putea avea drept rezultat pierderea avantajului competitiv al Societății.

Performanța financiară a Grupului ar putea fi afectată de concurența din partea altor furnizori care ar putea oferi condiții sau prețuri mai bune pentru furnizarea de energie electrică consumatorilor existenți sau potențiali ai Grupului decât cele oferite de acesta. Intensificarea concurenței ar putea forța Grupul să reducă prețurile sau ar putea să conducă la o scădere a volumului de energie electrică furnizată de acesta, ceea ce ar putea avea un efect negativ semnificativ asupra activității, rezultatelor operațiunilor, situației financiare și perspectivelor Grupului.

Statul român va păstra controlul asupra Grupului ulterior Ofertei, iar interesele acestuia ar putea fi diferite de interesele celorlalți acționari ai Societății sau ar putea intra în conflict cu acestea

Ulterior Ofertei, statul român va continua să dețină 80,06% din capitalul social emis al Societății. Drept urmare, acesta va continua să aibă capacitatea de a controla deciziile la adunările acționarilor Societății. În special, va avea capacitatea de a nominaliza membri în consiliul de supraveghere al Societății („Consiliul de Supraveghere”), de a stabili rezultatul voturilor în cadrul adunărilor generale ale acționarilor Societății (cu excepția cazurilor în care acționarul majoritar ar trebui să se abțină de la un astfel de vot), precum și de a stabili distribuția de dividende și efectuarea unor tranzacții semnificative la nivel de Societate, inclusiv conversii de datorii în acțiuni și achiziții de participații în alte entități care necesită aprobarea din partea acționarilor. În plus, statul român ar putea influența activitatea Grupului prin adoptarea de legislație nouă pe care Grupul este obligat să o respecte.

Este posibil ca interesele statului român să nu fie pe deplin armonizate cu obiectivele Grupului ca societate comercială, iar statul român ar putea acorda prioritate obiectivelor de politică națională față de interesele comerciale ale Grupului atunci când își exercită influența asupra Grupului și poate impune Societății să ia sau să nu ia anumite măsuri diferite față de cum ar decide Societatea. De exemplu, Grupul se supune politicii de dividende a Guvernului pentru companiile de stat, care ar putea restrânge capacitatea Grupului de a reinvesti o parte din profiturile sale. În plus, deciziile privind nominalizarea membrilor Consiliului de Supraveghere al Societății și momentul în care încep sau se încheie mandatele acestora sunt influențate în prezent și vor continua și după Ofertă să fie influențate de statul român în calitate de acționar majoritar.

Deși sprijinul statului român s-a dovedit, de-a lungul timpului, a fi un factor de susținere și încurajare pentru succesul Grupului, nu poate exista nicio garanție că, în viitor, interesele statului român vor coincide cu interesele Grupului sau ale cumpărătorilor de Acțiuni, care ar putea să interfereze, la rândul lor, cu interesele comerciale ale Grupului și/sau să aibă un efect negativ semnificativ asupra activității, rezultatelor operațiunilor și situației financiare ale acestuia și/sau asupra valorii unei investiții în Acțiuni.

Exploatarea instalațiilor Grupului ar putea duce la defectarea echipamentelor esențiale, întreruperi neplanificate în furnizarea de energie electrică, reducerea producției și costuri și investiții neprevăzute și, în unele cazuri, daune asupra mediului și bunurilor și acțiuni în justiție

Exploatarea instalațiilor hidroenergetice și eoliene ale Grupului poate fi afectată de avarierea sau defectarea echipamentelor sau proceselor, de funcționarea deficitară în afara parametrilor de funcționare sau de o producție sau de o eficiență sub nivelul așteptat. Astfel de defecțiuni și probleme de performanță ar putea fi provocate de mai mulți factori, inclusiv erori umane, avarierea intenționată, întreruperi în alimentarea cu energie, incendii, lipsa mentenanței, cutremure, inundații sau alte dezastre naturale, acte de terorism, de sabotaj, eroziunea și coroziunea solului, atacuri cibernetice, uzură obișnuită în timp și alte evenimente neprevăzute.

Multe dintre instalațiile Grupului necesită activități periodice planificate de revizie generală pentru a evita întreruperile în funcționare neplanificate, activități care pot reduce, de asemenea, nivelul de producție sau de eficiență preconizat, precum și care pot impune costuri și cheltuieli de investiții semnificative din partea Grupului. De asemenea, din când în când pot apărea întreruperi în funcționare neplanificate ale unităților generatoare, inclusiv prelungiri ale întreruperilor programate din cauza unor defecțiuni mecanice sau a altor probleme legate de proiectele operaționale ale Grupului, acestea reprezentând un risc inerent al activității.



Performanța operațională a parcului eolian al Grupului poate fi influențată, printre alți factori, de avarii și defecțiuni ale componentelor, ca, de exemplu, turbinele, substațiile, cablurile de export și cablurile de rețea, precum și de timpul necesar pentru remedierea unor astfel de avarii și defecțiuni, care pot fi afectate de condițiile meteorologice și de disponibilitatea personalului calificat, a echipamentelor și a pieselor de schimb. Acest lucru se suprapune, de asemenea, cu faptul că Societatea deține polițe de asigurare care se pot dovedi insuficiente pentru a acoperi pierderile importante.

Avarierea barajelor Grupului poate avea drept consecință inundații, care pot provoca daune mediului și populației locale, daune grave și distrugerea bunurilor, instalațiilor și echipamentelor, precum și suspendarea operațiunilor sau a aprovizionării. O astfel de situație ar putea avea ca rezultat faptul că Societatea poate fi acționată în instanță, în calitate de pârât în procese în care se solicită pretenții pentru încălcarea contractului sau daune substanțiale, costuri de readucere a mediului la starea inițială, daune de reputație, vătămări corporale și amenzi sau sancțiuni.

Defecțiunile mecanice sau alte defecte ale echipamentelor sau accidentele care au ca rezultat nefuncționarea sau funcționarea insuficientă a unei centrale electrice sau a unui parc eolian ar putea avea un impact direct asupra rentabilității operațiunilor Grupului. De exemplu, în timpul unei inspecții tehnice au fost detectate pierderi de ulei la sistemul de reglare a paletelor rotorului la una dintre turbinele Porțile de Fier (hidroagregatul 1). În această situație, a fost necesară intervenția pentru rezolvarea problemei, cu dezasamblarea turbinei și oprirea funcționării hidroagregatului pentru o perioadă de 24 de luni începând cu februarie 2023. În același timp, este posibil ca echipamentele sau piesele critice să nu fie întotdeauna disponibile imediat atunci când sunt necesare, iar acest lucru poate afecta, de asemenea, disponibilitatea centralelor hidroelectrice sau parcurilor eoliene ale Grupului.

O poluare, cum ar fi scurgerea de ulei, poate fi cauzată în mod accidental și poate provoca daune mediului și proprietății. De exemplu, piesele hidromecanice necesită lubrifiere prin uleiuri minerale, iar în cazul turbinelor Kaplan pot exista scurgeri de ulei. Pentru hidrocentrale cu puteri instalate mai mari și cu o durată de viață mai mare, existența scurgerilor de ulei este inevitabilă. Din acest motiv, este posibil ca acestea să nu fie înregistrate de Grup. În perioada 2019-2022, Grupul a suferit mai multe incidente de mediu – toate scurgeri de ulei. Aceste scurgeri de ulei au fost cauzate de operarea pieselor mobile (porților) ale instalațiilor, lucrări de reparații la instalații, precum și de către terțe părți.

Repararea oricăror daune fizice ale amenajărilor Grupului, în special ale centralelor sale hidroelectrice, poate fi costisitoare. Orice perturbare a serviciilor poate provoca deversări și pierderi în producerea de energie electrică, costuri suplimentare de acoperire a deficitului prin achiziții de pe piață la prețurile în curs (care ar putea fi mai mari decât prețurile de vânzare contractate) și nemulțumire în rândul clienților și, de asemenea, poate atrage răspundere pentru daune, costuri de exploatare mai mari, vânzări reduse ale produselor Grupului, impunerea de penalități și alte costuri și cheltuieli neprevăzute. Toate sau oricare dintre acestea ar putea avea un efect negativ semnificativ asupra imaginii, activității, rezultatelor operațiunilor și situației financiare ale Grupului.

Un cutremur major ar putea avea un efect negativ semnificativ asupra activității, situației financiare și rezultatelor operațiunilor Societății

Activitățile economice ale Grupului depind de baza de active a acestuia, care ar putea fi semnificativ avariata în cazul unor cutremure majore. Grupul nu a efectuat niciun studiu specific pentru a evalua vreun risc seismic sau stabilitatea barajelor. Riscul seismic în România este unul dintre cele mai mari din Europa. România a înregistrat cutremure majore care au depășit 7,0 pe scara Richter în anii 1940 și în anii 1970, provocând daune catastrofice vieții și proprietății. Dacă un cutremur major cu o magnitudine similară ar avea loc din nou în România, nu poate fi prezis în totalitate cum ar afecta baza de active a Grupului sau economia României în general. Orice cutremur major poate duce la vătămări corporale și pierderi de vieți omenești, daune proprietăților și contaminarea mediului înconjurător, ceea ce poate duce la închiderea instalațiilor Grupului, suspendări sau întreruperi ale operațiunilor. Dacă economia României ar fi grav perturbată de un cutremur, consumul de energie electrică din România ar putea fi în mod semnificativ afectat și Guvernul ar putea impune reglementări suplimentare ale pieței de energie pentru a asigura stabilitatea prețului.

Dacă oricare dintre aceste riscuri se materializează, Grupul ar putea suporta pierderi și datorii neasigurate, ar putea suferi daune reputaționale și/sau pierderi materiale în capacitățile operaționale, care ar putea avea un efect negativ semnificativ asupra activității, situației financiare și rezultatelor operațiunilor acestuia.



Grupul depinde de infrastructura TO și TI, care s-ar putea defecta sau ar putea fi afectată de atacuri cibernetice

Activitatea Grupului depinde de funcționarea eficientă și fără întreruperi a tehnologiei operaționale („TO”) și infrastructurii de tehnologia informației („TI”), care include sisteme complexe și sofisticate de tehnică de calcul, telecomunicații, control de supraveghere, prelucrare de date, achiziție de date și monitorizare a datelor (cum ar fi Controlul de supraveghere și achiziția de date („SCADA”) sau sisteme VPN închiriate). În cazul în care TO sau infrastructura TI a Grupului, inclusiv centrele de control, centrele de date, instalațiile de rezervă și procedurile de recuperare în caz de urgență sau orice altă TO sau TI utilizată în cadrul activității sale, inclusiv instalațiile hidroelectrice automate, ar deveni nefuncționale sau ar fi afectate de întreruperi din orice motiv (inclusiv viruși informatici, coduri dăunătoare și distructive, atacuri de tip phishing și atacuri de blocare a serviciilor), astfel de avarii ar putea duce la creșterea semnificativă a costurilor (inclusiv pentru repararea instalației sau a altor active), la reduceri ale capacității disponibile și ale producției și ale datelor esențiale, ceea ce ar putea avea drept rezultat pierderea de date cu caracter personal, pierderi financiare și daune de reputație pentru Grup sau pierderea clienților, în special în cazul în care TI afectată face parte din interfața cu clienții. Deoarece activele Grupului constituie o parte esențială a infrastructurii naționale, acestea ar putea deveni, de asemenea, ținta unor actori motivați politic, inclusiv prin atacuri cibernetice, care ar putea perturba TO sau infrastructura TI a Grupului (a se vedea și „Ostilitățile cu țările vecine și tulburările sociale din Ucraina sau din alte state din Europa de Est pot avea efecte negative asupra economiei României”).

Sistemele de securitate TI instituite de Grup pentru a preveni atacurile cibernetice sau scurgerile de informații sensibile pot fi penetrate de atacuri cibernetice. Pe lângă impactul negativ asupra operațiunilor comerciale, o nefuncționare a sistemelor de monitorizare a operațiunilor Grupului (care se concentrează pe disponibilitatea, activitatea și eficiența instalațiilor, supravegherea operațională, canalele de comunicare cu clienții, întreținerea și mentenanța predictivă, sănătatea și siguranța, precum și respectarea legilor și reglementărilor de mediu) ar putea duce la nerespectarea cerințelor de autorizare și la impunerea de amenzi sau sancțiuni, precum și la potențiale defecțiuni ale sistemului.

Sistemul software al Grupului se bazează în principal pe contracte de licențiere și nu pe aplicații software personalizate proprii. Prin urmare, Grupului i se aplică garanții și limitări de răspundere nenegociabile, standard (stabilite de producătorii aplicațiilor software) pentru folosirea software-ului. Așadar, nu există seturi de garanții distincte adaptate la nevoile sau cerințele specifice ale Grupului.

Breșele de securitate informatică ar putea avea drept consecințe opriri sau întreruperi ale sistemelor Grupului și o potențială divulgare neautorizată de informații sau date confidențiale, inclusiv date cu caracter personal. Grupul ar putea fi nevoit să angajeze cheltuieli de capital semnificative sau alte resurse pentru a se proteja împotriva riscului de breșe de securitate sau pentru a atenua problemele cauzate de astfel de breșe. Orice astfel de breșe de securitate a TO sau TI și alte probleme viitoare ar putea avea un impact semnificativ asupra Grupului.

Oricare dintre aceste evenimente ar putea avea un impact negativ asupra veniturilor Grupului și un efect negativ substanțial asupra activității, situației financiare și rezultatelor operațiunilor acestuia.

Migrarea infrastructurii TI existente a Grupului către noi sisteme TI integrate s-ar putea confrunta cu dificultăți și întârzieri

În cadrul eforturilor sale de digitalizare, Grupul se află în proces de implementare a unor sisteme integrate CRM Salesforce și SAP IS-U (inclusiv un software Smart Energy Water), în vederea înlocuirii infrastructurii TI existente a acestuia, aferente activității de furnizare, și a sprijinirii conducerii Grupului prin oferirea unei imagini de ansamblu asupra tuturor activităților comerciale, precum și asupra activităților de gestiune curente, printre care și facturarea. În același timp, se intenționează înlocuirea actualului portal SCADA⁴ utilizat de Societate cu un nou sistem modernizat și centralizat, a cărui operaționalizare va fi finalizată în următorii ani.

Există riscuri asociate acestor proiecte TI, care sunt inerente în toate proiectele care presupun migrarea datelor, precum cele rezultate din configurarea și structurarea inadecvată, coruperea datelor în timpul migrării, calitatea slabă a datelor în sistemul existent și absența unei curățări corecte a datelor, precum și cele rezultate din absența unei instruiți eficiente și la timp a personalului relevant în vederea utilizării corecte și eficiente a noilor sisteme.

⁴ SCADA este o arhitectură de sistem de control care cuprinde calculatoare, comunicații de date în rețea și interfețe grafice cu utilizatorul pentru supravegherea la nivel înalt a utilajelor și proceselor.



Orice defectare a unor asemenea sisteme integrate sau orice eșec în implementarea acestora poate avea drept consecință pierderea sau coruperea datelor operaționale sau a datelor despre clienți. Orice astfel de posibilă pierdere sau corupere a unor astfel de date poate avea un efect negativ semnificativ asupra activității, rezultatelor operațiunilor, situației financiare și perspectivelor Grupului.

Este posibil ca Grupul să nu poată angaja sau reține personal calificat suficient, inclusiv membrii echipei de conducere superioară

Succesul operațional al Grupului și capacitatea acestuia de a-și realiza planul de dezvoltare depind de abilitățile, competențele și experiența conducerii superioare și ale altor salariați esențiali. Personalul experimentat și competent în sectorul energetic este greu de găsit, iar Grupul se confruntă cu o concurență semnificativă în ceea ce privește recrutarea de astfel de personal. Mai mult, unele dintre problemele cu care se confruntă activele Grupului sunt destul de provocatoare atât din punct de vedere tehnic cât și din punct de vedere logistic, cum ar fi înlocuirea pieselor la unitățile mari de generare și la porțile de la Porțile de Fier 1. Prin urmare, dacă salariații experimentați pleacă sau se pensionează, în special din rândul inginerilor, Grupul ar putea întâmpina dificultăți în a-i înlocui și ar putea fi nevoit să suporte costuri semnificative în acest sens. În situația în care Grupul ar pierde membri ai echipei de conducere superioare, inclusiv membri ai Consiliului de Supraveghere sau ai directoratului Societății („Directoratul”), este posibil ca Grupul să nu poată să îi înlocuiască cu persoane cu o experiență și abilități echivalente sau să nu poată să facă acest lucru în timp util, în special având în vedere procesul îndelungat și complex de numire a persoanelor din conducerea superioară în conformitate cu prevederile Ordonanței de Urgență a Guvernului 109/2011 („OUG 109/2011”).

Orice imposibilitate a Grupului de a angaja sau reține un număr suficient de angajați experimentați, capabili și de încredere, în special cei în funcții de conducere cu calificări profesionale corespunzătoare, sau de a recruta sau reține personal tehnic și profesional calificat în ritmul dezvoltării Grupului ar putea avea drept rezultat o diminuare a atenției acordate priorităților organizaționale, o execuție deficitară a operațiunilor, o incapacitate de a identifica și executa potențiale inițiative strategice, ca, de exemplu, extinderea capacităților sau chiar costuri mai ridicate, în cazul în care Societatea e nevoită să externalizeze unele dintre activitățile sale. Materializarea oricăruia dintre aceste evenimente ar putea avea efecte negative semnificative asupra activității, situației financiare și rezultatelor operațiunilor Grupului.

Grupul s-ar putea confrunta cu greve sau alte forme de întrerupere a activității la instalațiile sale

Salariații Grupului sunt esențiali pentru punerea în aplicare cu succes a strategiei sale comerciale. Salariații Grupului beneficiază de anumite drepturi conferite prin contractul colectiv de muncă sau de alte drepturi și intră sub incidența unor contracte colective de muncă, renegotiate, ca regulă, din doi în doi ani.

Legea 367/2022 privind dialogul social a redus procentajul minim necesar de salariați/lucrători ai unei societăți pentru ca un sindicat să devină reprezentativ, de la 50%+1 la 35%, creând premisele ca mai mult de un sindicat reprezentativ să aibă drepturi de negociere colectivă, și permițând, de asemenea, în anumite condiții, sindicatelor nereprezentative să vină la masa negocierilor prin intermediul federațiilor sindicale la care sunt afiliate.

În temeiul aceleiași legi, angajații în unitățile din Sistemul Energetic Național („SEN”), cum este Societatea, pot să intre în grevă cu condiția asigurării a cel puțin o treime din activitatea normală și distribuită pe parcursul întregii zile, și fără a pune în pericol viața și sănătatea populației și/sau funcționarea în siguranță a instalațiilor în unitatea respectivă. În cazul în care relațiile Grupului cu forța sa de muncă sau cu sindicatele se deteriorează din orice motiv, inclusiv ca urmare a unor modificări în salarizare sau a oricăror alte modificări ale politicilor sau procedurilor Grupului, care sunt percepute negativ de către angajații săi sau de către sindicate, sau dacă Grupul nu reușește să încheie cu succes viitoarele contracte colective de muncă cu sindicatele, Grupul ar putea suferi întreruperi de activitate. În plus, întreruperile de activitate, grevele, disputele cu sindicatele și alte acțiuni similare pot duce la întâzieri și la creșterea costurilor, precum și la pierderea de clienți, în cazul în care oricare dintre aceste acțiuni determină orice membru al Grupului să devină incapabil să răspundă în timp util așteptărilor clienților săi în materie de servicii și să ofere un nivel adecvat de asistență a clienților.

Orice grevă, oprire a lucrului sau alte conflicte de muncă ar putea avea un efect negativ semnificativ asupra activității, situației financiare, rezultatelor operațiunilor, fluxurilor de numerar și perspectivelor Grupului.



Grupul nu a contractat polițe de asigurare pentru multe dintre activele sale, iar polițele de asigurare existente nu oferă acoperire suficientă pentru toate prejudiciile importante pe care le-ar putea suferi.

Grupul deține o poliță de asigurare pentru o listă limitată de riscuri (inclusiv asigurare pentru cadrele de conducere) și, în prezent, nu are încheiată nicio poliță de asigurare pentru întreruperea activității sau pentru instalațiile de producție de energie hidroelectrică importante.

În plus, barajele și centralele electrice ale Grupului sunt active esențiale care necesită mentenanță și modernizări regulate pentru a asigura exploatarea acestora în condiții de siguranță și fiabilitate. Pe măsură ce aceste active îmbătrânesc, este posibil să devină mai vulnerabile la defectări structurale și operaționale, ceea ce poate conduce la accidente, perioade de nefuncționare și creșterea costurilor.

Este posibil ca Grupul să se confrunte cu pierderi semnificative legate de riscuri operaționale, întreruperi neprevăzute sau alte accidente legate de activele neasigurate ale Grupului sau alte evenimente neprevăzute pentru care nu este disponibilă pentru Grup o acoperire a riscurilor prin asigurare, toate acestea putând avea un efect negativ semnificativ asupra activității, rezultatelor operațiunilor și situației financiare a Grupului.

Grupul depinde de serviciile prestate de OTS și de OPCOM

Grupul este dependent de serviciile prestate de terți, printre care și OTS (Transelectrica), care este operatorul unic al rețelei de transport a energiei electrice, și OPCOM, care administrează sistemul de tranzacționare de pe piața angro de energie electrică. Pentru descrierile suplimentare a OTS și OPCOM, a se vedea secțiunea „Prezentarea sectorului de activitate și principalele tendințe — Participanți la piață”. Neprestarea de către oricare dintre aceștia a serviciilor respective către Grup, din orice motiv, ar putea expune Societatea la riscuri operaționale și, prin urmare, financiare. Spre exemplu, ca urmare a lucrărilor asupra liniilor OTS, există posibilitatea de a restricționa evacuarea la oricare dintre centrale, inclusiv pentru centralele mai mari, cum ar fi Lotru. În consecință, Societatea ar putea înregistra pierderi rezultate din imposibilitatea de a evacua energia care ar fi putut fi produsă.

În plus, capacitatea Grupului de a își exploata la maximum posibilitățile de generare și de a își majora producția de energie electrică depinde de capacitatea rețelelor de transport și distribuție de a gestiona volume mai mari de energie electrică. Pot fi impuse restricții de putere de către Transelectrica, care nu ar permite injectarea în SEN a întregii puteri produse de instalațiile Grupului. Orice perturbare a distribuției sau a transportului de energie electrică, inclusiv întreruperile forțate care afectează oricare dintre rețelele de transport sau de distribuție de care depinde Grupul, precum și constrângerile asupra capacității rețelelor de transport și de distribuție de a gestiona volume mai mari de energie electrică ar putea duce la scăderea volumelor de producție și a vânzărilor și, prin urmare, la scăderea veniturilor Grupului.

Grupul este supus modificărilor în cererea de servicii de rezervă de putere și de alte servicii de sistem furnizate de acesta

Activitatea Societății cuprinde servicii reglementate, inclusiv furnizarea de servicii de sistem către OTS din România, în vederea asigurării flexibilității și stabilității sistemului de energie electrică al României. Această linie de activitate asigură stabilitatea operațională a SEN, la solicitarea OTS, prin furnizarea unor servicii de rezervă de reglaj secundar, de rezervă terțiară rapidă la creștere, de rezervă terțiară rapidă la scădere și de asigurare a energiei reactive debitate sau absorbite din rețea în banda secundară de reglaj a tensiunii.

Grupul participă zilnic la licitații pentru asigurarea acestor servicii către OTS. Având în vedere actualele capacități instalate disponibile pentru participarea la licitație și regulamentele licitației, principalele CHE ale Grupului care trebuie să furnizeze servicii de sistem în prezent sunt Porțile de Fier 1, Vidraru și Lotru, responsabile pentru aproximativ 95% din reglajul secundar și 30% din reglajul terțiar furnizat de Societate. Pe lângă acestea, hidrocentralele Grupului poziționate primele la capătul râurilor cu mari lacuri în spate (Gâlceag, Șugag, Mărișelu, Râul Mare Retezat, Ruieni, Remeți și Stejaru) contribuie semnificativ la rezerva terțiară.

Este posibil să se modifice natura și volumul serviciilor solicitate de OTS. În cazul în care serviciile de rezervă de putere și de sistem furnizate în prezent de către Grup nu mai sunt necesare în aceeași măsură (sau deloc) în viitor sau dacă Grupul nu este selectat ca furnizor al acestor servicii, iar acesta nu poate să le înlocuiască cu noi servicii de sistem, acest lucru are potențialul de a avea un efect negativ asupra veniturilor Grupului, ceea ce ar avea la rândul său un efect negativ asupra activității, situației financiare și rezultatelor operațiunilor acestuia.



Societatea este expusă la modificări frecvente ale legislației fiscale care i se aplică și la inspecții frecvente din partea autorităților fiscale

Societatea este expusă la modificări ale legislației și reglementărilor fiscale specifice sectorului energetic, printre alte obligații, care îi afectează cheltuielile de exploatare. Ca un exemplu recent, Legea nr. 357/2022 privind aprobarea OUG 119/2022 („Legea 357/2022”), publicată la data de 16 decembrie 2022, a modificat metoda de calcul a venitului lunar net pentru stabilirea impozitului impus producătorilor de energie electrică prin limitarea veniturilor luate în calcul numai la energia electrică produsă și vândută sau transferată între segmente și prin limitarea costurilor luate în calcul numai la costurile plafonate la 5% din veniturile din energia electrică produsă sau transferată între segmente.

Autoritățile fiscale române, prin Direcția Generală Antifraudă Fiscală, a desfășurat trei acțiuni de control asupra Grupului în legătură cu impozitul impus producătorilor de energie electrică: (i) două au vizat perioada septembrie-decembrie 2022 (care s-au concluzionat cu un raport emis la data de 11 aprilie 2023 referitor la Societate și un raport emis la data de 12 aprilie 2023 în legătură cu Crucea Wind Farm (astfel cum este definit mai jos) și (ii) unul a vizat perioada aprilie-august 2022 (care s-a încheiat cu un raport emis la data de 19 aprilie 2023). În raportul emis la data de 11 aprilie 2023, autoritățile nu au adus nicio modificare metodei de calcul al impozitului impus producătorilor de energie electrică sau metodei de calcul al prețului de transfer din portofoliul de producție în portofoliul de furnizare, dar au semnalat o problemă legată de data de la care Societatea a aplicat Legea nr. 357/2022 (16 decembrie 2022). Ca urmare a acestei concluzii, autoritățile fiscale au aplicat Legea nr. 357/2022 retroactiv, respectiv începând cu 1 septembrie 2022, calculând astfel un impozit suplimentar în valoare de 62,1 milioane RON, pe care Societatea l-a achitat și l-a contestat la ANAF și intenționează să îl conteste în instanță, dacă va fi necesar.

În calitate de mare contribuabil fiscal din România, Societatea este supusă unor inspecții din partea autorităților fiscale cu consecințe potențial imprevizibile pentru aceasta (inclusiv amenzi, plăți, impunerea unor sume suplimentare în urma reevaluării diferitelor cheltuieli și deduceri și deferirea anumitor aspecte, conform practicii obișnuite a autorităților fiscale, către alte autorități, cum ar fi parchetele), ceea ce ar putea avea un efect negativ semnificativ asupra activității, rezultatelor operațiunilor și situației sale financiare.

Riscuri juridice și de reglementare

Grupul face obiectul unor reglementări tot mai stricte și complexe în domeniul protecției mediului și gospodăririi apelor și poate fi expus la răspunderi semnificative în cazul oricărei nerespectări a respectivelor reglementări

Producția de energie poate cauza daune mediului înconjurător, cum ar fi poluarea accidentală cu produse petroliere a apelor, impactul negativ asupra factorilor de mediu și pierderile de energie ca urmare a obligației de asigurare a debitului ecologic. Astfel, având în vedere riscurile specifice producției de energie, Grupul este supus numeroaselor legi și reglementări internaționale, naționale și locale în materie de mediu, care devin din ce în ce mai împovărătoare. Grupul are obligația de a îndeplini numeroase condiții de operare și monitorizare pentru protecția mediului cum ar fi: monitorizarea variației nivelului apei din lacurile de acumulare, monitorizarea nivelului de zgomot la limita amplasamentului, monitorizarea volumelor de apă uzinată, prevenirea pierderilor accidentale de produse petroliere, protejarea și monitorizarea biodiversității în amenajările situate în arii naturale protejate, monitorizarea impactului asupra mediului a activităților din parcurile eoliene, inclusiv emisiile de zgomot și a impactului asupra faunei, curățarea suprafeței luciului apelor.

Prezența ariilor naturale protejate, precum siturile Natura 2000, pe suprafața sau în vecinătatea locațiilor amenajărilor existente sau ale noilor dezvoltări ale Societății, poate avea un impact semnificativ atât asupra activității actuale, cât și asupra dezvoltării de noi proiecte de investiții sau rețehnologizare ale Societății, crescând complexitatea procesului de obținere a acordurilor, avizelor și autorizațiilor de mediu relevante, deoarece trebuie efectuate evaluări complexe ale impactului asupra mediului (pentru mai multe detalii, a se vedea secțiunea „Aspecte referitoare la reglementări — Reglementări de mediu — Evaluarea impactului anumitor proiecte publice și private asupra mediului”). O parte din proiectele de investiții ale Societății (amenajarea hidroenergetică a râului Jiu („amenajarea hidroenergetică” sau „AHE”) pe sectorul Livezeni-Bumbești, AHE a râului Olt defileu pe sectorul Cornetu-Avrig, AHE Pașcani pe râul Siret, AHE Răstolița, AHE Surduc-Siriu, AHE a râului Siret pe sectorul Cosmești-Movileni, AHE a râului Olt pe sectorul Izbiceni-Dunăre, Centrala hidroelectrică Islaz și AHE Cerna Belareca, Complexul hidrotehnic și energetic Cerna-Motru-Tismana, etapa a II-a), au fost exceptate de la aplicarea anumitor etape ale procedurii de evaluare a impactului asupra mediului, dar Societatea trebuie totuși să întocmească pentru aceste proiecte raportul de evaluare a impactului asupra mediului, incluzând studiul de evaluare adecvată și studiul de evaluare a impactului asupra corpurilor de apă, care vor fi supuse analizei și aprobării autorităților. Dacă



autoritățile competente concluzionează că un plan, program, proiect sau activitate are un impact negativ asupra mediului sau Agenția Națională pentru Arie Naturale Protejate și/sau administratorii respectivelor arii naturale protejate de interes național sau internațional nu își dau avizul din cauza potențialului impact negativ asupra mediului sau a anumitor restricții specifice prevăzute de regulamentele aplicabile unei anumite arii naturale protejate, eliberarea acordului, avizului sau autorizației de mediu poate fi refuzată sau pot fi impuse anumite restricții pentru dezvoltarea și/sau funcționarea amenajării, pentru a asigura protecția mediului sau a anumitor specii sau habitate. Totodată, există riscul ca OUG-ul care stabilește exceptarea menționată să fie respinsă de Parlament.

Grupul este un utilizator major al resurselor naționale de apă și trebuie să respecte legile și reglementările aplicabile utilizării apei în scopul producerii de energie electrică, evacuării apelor uzinate și de scurgere. Grupul este obligat să își desfășoare activitățile în conformitate cu autorizațiile de gospodărire a apelor emise de autoritățile competente. Este posibil ca aceste reglementări să nu prevadă întotdeauna cerințe clare pentru respectarea acestora și uneori pot fi ambigue, rezultând într-o potențială încălcare de către Grup. De exemplu, prevederi legale neclare legate de curățarea suprafeței luciului de apă au fost interpretate de unele autorități și/sau instanțe de judecată în sensul că Societatea are obligația de a curăța plutitorii aduși de afluenți pe toată suprafața lacului, și nu doar în zona frontului de retenție, aplicând amenzi Societății pe baza acestei interpretări. În plus, aducerea continuă de plutitori de către afluenți, în urma averselor de ploaie, este un fenomen care nu poate fi ținut sub control de către Societate în timp real, expunând Societatea unei potențiale răspunderi în perioada de timp necesară curățării plutitorilor aduși de afluenți după o ploaie (cum a fost cazul unei amenzi în valoare de 180.000 RON aplicată Societății în august 2021, la lacul de acumulare și barajul Izvorul Muntelui). Recent obligația Societății de a curăța luciul întregii suprafețe a lacului de acumulare a fost introdusă în mod expres în autorizațiile de gospodărire a apei. De asemenea, Legea 107/1996 este neclară cu privire la prelungirea valabilității autorizațiilor de gospodărire a apelor, care nu prevede un termen limită pentru autoritățile competente să prelungească valabilitatea autorizațiilor de gospodărire a apelor, provocând astfel, în practică, întârzieri în prelungirea valabilității autorizațiilor de gospodărire a apei, timp în care valabilitatea autorizațiilor de gospodărire a apelor și obligațiile aferente acestora pot fi contestate.

Este posibil ca Grupul să nu respecte toate legile, reglementările sau cerințele de mediu aplicabile sau autorizațiile de mediu. În 2022, a avut loc o poluare accidentală cu produse petroliere pe fluviul Dunărea în urma căreia Societatea a primit o amendă care a fost contestată în instanță pe motiv că Societatea a considerat că produsele poluante nu au rezultat din activitatea sucursalei CHE Porțile de Fier. Este posibil ca incidente similare să se producă în viitor și să aibă drept consecință costuri, daune și alte sancțiuni complementare, precum suspendarea funcționării unei centrale hidroelectrice sau suspendarea autorizațiilor/permiselor acesteia. Orice incident cu daune de mediu poate duce la întreruperea activităților, serviciilor, proiectelor și operațiunilor activității hidrocentralei relevante a Grupului și poate avea ca rezultat afectarea reputației Grupului; de asemenea, o răspundere semnificativă a Grupului poate fi atrasă în legătură cu costurile de curățare, cu prejudiciile cauzate terților sau cu sancțiunile pentru nerespectarea legilor și reglementărilor de mediu.

În vederea realizării obiectivelor de mediu, stabilite de legislația privind protecția mediului, autoritățile naționale și/sau europene competente pot adopta și implementa proiecte care pot afecta activitatea Societății, determinând Societatea să facă anumite investiții la hidrocentralele sale pentru a respecta obligațiile impuse de autoritățile competente. Astfel de proiecte pot cauza reducerea volumului de apă folosit pentru producția de energie, ceea ce poate duce la scăderea cantității de energie produse de Societate. De exemplu, Societatea este implicată în proiectul „We Pass”, care este o inițiativă care vizează facilitarea migrației peștilor în bazinul fluviului Dunărea.

În plus, dezvoltarea de noi capacități hidroenergetice poate fi supusă opoziției din partea organizațiilor de protecție a mediului, bazată pe reglementările din ce în ce mai stricte în materie de mediu și de gospodărire a apelor. Această opoziție poate duce la oprirea sau întârzierea construirii de noi capacități (așa cum s-a întâmplat în cazul Bumbești-Livezeni, AHE Surduc-Siriu – treapta Surduc-Nehoiășu, AHE Răstolița, AHE Bistra-Poiana Mărului-Ruieni-Poiana Ruscă sau a AHE Cerna-Belareca) sau la creșterea costurilor din cauza necesității de a răspunde preocupărilor acestor organizații sau chiar la demolarea capacităților care fac obiectul contestărilor. Acest lucru poate conduce la neîndeplinirea planului de creștere și poate duce la un volum mai mic de energie produsă (și, prin urmare, venituri mai mici) decât cel preconizat pe baza noilor capacități hidroenergetice, creând totodată și o expunere a Societății la răspundere și costuri semnificative în legătură cu demolarea capacităților care fac obiectul contestărilor și refacerea mediului înconjurător. Noile hidrocentrale depind, de asemenea, de resurse de care Societatea este posibil să nu dispună, cum ar fi terenul necesar pentru investiții. De exemplu, în absența exproprierii, este posibil ca unele lucrări de



investiții (precum AHE Răstolița sau CHE Racovita din AHE a râului Olt în sectorul Cornetu-Avrig) să nu fie operaționale la capacitatea necesară pentru a produce energie electrică la nivelul aprobat.

Autoritățile europene sau locale pot impune standarde de gospodărire a apelor și de mediu chiar mai stricte decât cele în vigoare în prezent sau pot aplica sau interpreta legile, regulamentele sau autorizațiile existente într-un mod diferit sau mai strict decât sunt aplicate sau interpretate în prezent. În astfel de condiții, Grupului i se poate impune să obțină autorizații noi sau revizuite, să efectueze cheltuieli suplimentare pentru a-și modifica operațiunile, să asigure condiții de lucru mai bune, să instaleze echipamente de control al poluării, să introducă măsuri de reducere a impactului activităților Grupului asupra mediului, să reducă sau să înceteze anumite operațiuni sau să plătească taxe sau amenzi pentru încălcarea standardelor și reglementărilor de gospodărire a apelor sau de mediu.

În cazul în care oricare dintre aceste riscuri se materializează, acest lucru ar putea avea efecte negative semnificative asupra activității, situației financiare și rezultatelor operațiunilor Grupului.

Este posibil ca Societatea să nu poată respecta obligațiile legale de gospodărire a apelor introduse recent

În conformitate cu Planul Național de Management și articolul 53(4) din Legea Apelor nr. 107/1996 („Legea Apelor”), lucrările de barare sau de captare a apei amplasate pe cursurile de apă trebuie să fie prevăzute cu instalații/construcții care să asigure în aval un debit de servitute (compus din debitul ecologic și debitul minim necesar utilizatorilor din aval), precum și, după caz, cu construcții care să asigure migrarea faunei acvatice (în special a ihtiofaunei). Începând cu data de 10 noiembrie 2017, Ordonanța de urgență a Guvernului 78/2017 (“OUG 78/2017”), a introdus obligația de a asigura și debitul ecologic, pentru a proteja mediul (a se vedea și „Aspecte referitoare la reglementări — Reglementări de mediu — Gospodărirea apelor” pentru mai multe informații).

Legislație secundară, care a intrat în vigoare la data de 26 februarie 2020, a introdus o metodă de calcul al debitului ecologic prin studii hidrologice, elaborate de către instituții publice sau private atestate de Ministerul Mediului Apelor și Pădurilor și expertizate de către Institutul Național de Hidrologie și Gospodărire a Apelor (INHGA).

Pentru a se conforma cu aceste cerințe, Societatea trebuie să comande realizarea studiilor hidrologice de determinare a debitului ecologic, și, într-o etapă ulterioară, să comande realizarea studiilor tehnico-economice care să stabilească dacă există o ne fezabilitate tehnică sau disproporționalitate a costurilor pentru conformarea cu cerințele privind debitul de servitute (ce include componenta de debit ecologic). În cazul existenței unei ne fezabilități tehnice sau a unei disproporționalități a costurilor, Societatea este scutită de la obligația de a se conforma noilor cerințe privind asigurarea debitului ecologic. Societatea a organizat proceduri de achiziții publice pentru desemnarea unui terț furnizor care să efectueze calculul necesar, dar nu a reușit să finalizeze procesul de achiziție publică pentru prima procedură de achiziție, în timp ce contractul încheiat cu terțul desemnat în urma celei de-a doua proceduri de achiziție publică a fost reziliat de către Societate ca urmare a nerespectării de către furnizor a obligației de a livra studiile hidrologice în termenul agreed contractual. Prin urmare, în urma celei de-a treia proceduri de achiziție publică, Societatea a încheiat un nou contract cu un terț furnizor, având ca obiect achiziționarea a 103 studii de determinare și calcul al debitului ecologic aferent celor 282 secțiuni barate (79 baraje și 203 captări secundare), pentru care Societatea are obligația de a efectua studiile și lucrările necesare pentru a se conforma dispozițiilor legale sus-menționate. La data Prospectului, acest contract este încă în derulare.

Având în vedere întârzierile în adoptarea și modificările aduse reglementărilor aplicabile, dificultățile Societății în contractarea cu un furnizor terț pentru pregătirea acestor studii, precum și nelivrarea studiilor hidrologice de către terțul furnizor în termenul contractual convenit, Societatea încă nu a finalizat studiile tehnico-economice necesare, care au avut termenul limită de realizare la data de 5 noiembrie 2022. Acest stadiu a fost comunicat de către Societate ANAR.

În cazul în care se constată că Societatea și-a încălcat obligația de a fi finalizat studiile hidrologice și studiile tehnico-economice, valabilitatea autorizațiilor de gospodărire a apelor corespunzătoare poate fi contestată. De asemenea, implementarea măsurilor pentru asigurarea debitului de servitute poate cauza reducerea volumului de apă utilizat pentru producția de energie a Societății, ceea ce poate duce la scăderea cantității de energie produse de Societate. Toate acestea pot avea un efect negativ semnificativ asupra activității, poziției financiare și rezultatelor operațiunilor Grupului.



Cadrul de reglementare a MACEE ar putea avea un impact semnificativ și negativ asupra activităților și operațiunilor Grupului

Ca urmare a majorărilor prețurilor pe piețele internaționale ale energiei electrice, începând cu 11 noiembrie 2022 în România a fost pus în aplicare MACEE, în baza căruia OPCOM achiziționează energie electrică de la producători și vinde energia electrică achiziționată, printre alții, furnizorilor (pentru detalii, a se vedea factorul de risc „Modificarea reglementărilor sau politicilor guvernamentale, în special ca urmare a unui nivel crescut de intervenție a Guvernului pe piața energiei electrice, ar putea să aibă efecte semnificative și negative asupra activității Grupului” și secțiunea „Aspecte referitoare la reglementări — Aspecte privind energia — Piața energiei din România — Impactul adoptării actelor legislative privind măsurile aplicabile clienților finali din sectorul energiei electrice și al gazelor naturale asupra producției de energie electrică — OUG 153/2022 care introduce mecanismul de achiziție centralizată de energie electrică (MACEE)”). Există mai multe reguli pentru stabilirea energiei disponibile estimate totale din care se scade cantitatea de 80% din această energie care este supusă MACEE. Aceste reguli s-ar putea dovedi uneori insuficiente sau deficitare sau ar putea să lase loc unor interpretări contradictorii și controversate pe piață ale autorităților de reglementare și instanțelor competente.

De exemplu, la calcularea energiei disponibile care trebuie vândută prin MACEE pentru anul 2023, Societatea a dedus din energia disponibilă estimată totală cantitățile de energie electrică din contractele deja încheiate atât pe segmentul angro, cât și pe cel cu amănuntul până la data de 11 noiembrie 2022, care este data la care a intrat în vigoare legea care instituie MACEE. Această deducere includea volumele de energie electrică estimată aferentă contractelor care urmau să fie transferate la nivel intern între activitatea de producție și cea de furnizare ale Societății. Nu există nicio garanție că această abordare va fi autorizată de ANRE în anii următori.

În mod similar, deși este clar că noile contracte nu se califică pentru această excludere, dispozițiile legale nu sunt clare în ceea ce privește extinderile și prelungirile contractelor existente, iar interpretarea Societății în această privință poate fi diferită de cea a ANRE. Prin urmare, există riscul ca Societatea să fie obligată să vândă prin MACEE un volum de energie mai mare decât cel anticipat, ceea ce determină un volum mai mic de energie disponibil pe care Societatea să îl transfere din activitatea de producție către activitatea de furnizare. Consecința acestei scăderi este că Societatea ar putea să nu dispună de suficientă energie pentru a-și onora angajamentele de furnizare. De asemenea, Societatea poate fi astfel nevoită să cumpere această energie prin MACEE la un preț care este în prezent fixat la 450 RON/MWh sau de pe piața liberă. În cazul în care Societatea este nevoită să achiziționeze această energie la un preț mai mare decât prețul de transfer intern aplicat la data prezentului Prospect, marjele obținute de Societate ar putea scădea semnificativ sau ar putea rezulta chiar și pierderi. Orice astfel de interpretare nefavorabilă a legislației privind MACEE sau orice altă modificare ulterioară a acestei legislații ar putea avea un efect semnificativ și negativ asupra marjelor pe care Societatea le obține și, în consecință, asupra rezultatelor operațiunilor sale.

Dreptul de proprietate al Societății asupra anumitor bunuri imobiliare ar putea fi considerat incert

CertIFICATELE DE TITLU DE PROPRIETATE ASUPRA ANUMITOR BUNURI IMOBILIARE SAU CONSTRUCȚII AR PUTEA FI CONTESTATE CU SUCCES ÎN INSTANȚĂ

Titlul de proprietate al Societății asupra anumitor active imobiliare derivă din calitatea sa de succesori al Companiei Naționale de Electricitate S.A., entitatea predecesoare a acesteia. Dreptul de proprietate asupra acestor terenuri este dovedit prin certificate de proprietate emise în temeiul Legii nr. 15/1990 și al HG nr. 834/1991. Aceste certificate au fost emise de instituțiile publice implicate la momentul respectiv în activitatea predecesorului Societății (inclusiv, de exemplu, Ministerul Economiei și Comerțului („Ministerul”)) în urma examinării documentației relevante de către o comisie desemnată. Comisia este obligată să ia în considerare regimul juridic al titlurilor de proprietate asupra terenurilor în cauză (incluzând fără limitare la, toate legile, ordinele, deciziile, acordurile, aprobările incidente), precum și planurile și anexele aferente, pentru a stabili, printre altele, întinderea parcelelor de teren pentru a coordona măsurătorile cadastrale și pentru a examina eliberarea certificatelor de proprietate.

Certificatele de proprietate pot fi în general contestate și anulate în cazul în care fie se poate dovedi că societatea care solicită eliberarea unui certificat de proprietate în numele său nu a avut nevoie de terenul pentru care a fost eliberat certificatul de proprietate pentru a-și desfășura activitatea, fie comisia stabilește că societatea nu a efectuat toate verificările necesare și nu a obținut toate documentele și/sau aprobările obligatorii înainte de eliberarea certificatului de proprietate în cauză. Chiar dacă un certificat de proprietate a fost emis, nu se poate exclude posibilitatea ca Societatea să piardă terenul respectiv sau, cel mai probabil, o parte a acestuia, în urma unei hotărâri judecătorești definitive în favoarea unui terț. Un astfel de terț ar trebui să solicite restituirea terenului respectiv aflat în proprietatea sa în baza legilor de restituire, susținând



că este o persoană îndreptățită la o astfel de restituire ca urmare a faptului că statul comunist a preluat terenul respectiv în perioada 1945-1990. În acest sens, există jurisprudență în care instanțele au susținut că o cerere de restituire (în cazul în care instanța compară două titluri de proprietate) este încă posibilă, deoarece o astfel de revendicare nu este supusă niciunui termen de prescripție extinctivă și poate fi astfel depusă oricând de către persoanele interesate.

Prin urmare, pe lângă riscul de litigii în restituire și litigii referitoare la suprapunerea cu proprietățile învecinate (a se vedea „*Activitatea Societății — Proceduri Judiciare — Litigii imobiliare*”), există, de asemenea, riscul de inițiere a unor acțiuni în anulare a acestor certificate. Deși este posibil ca fiecare litigiu în restituire sau privind suprapunerea cu proprietățile învecinate inițiat împotriva Societății în mod individual să nu aibă un impact semnificativ asupra drepturilor generale de proprietate ale Societății, numărul total al unor astfel de litigii, în mod colectiv, sau un litigiu care afectează un activ esențial pentru activitatea Societății, ar putea avea un efect semnificativ și negativ asupra operațiunilor, situației financiare și perspectivelor Societății. În plus, suprafețele și limitele proprietăților deținute de Societate, așa cum sunt intabulate în cartea funciară, nu sunt întotdeauna înregistrate cu exactitate sau verificate încrucișat cu cele ale altor proprietăți intabulate. Acest lucru face ca titlurile de proprietate asupra acestor proprietăți să fie vulnerabile la acțiuni cu privire la întinderea limitelor acestora.

Având în vedere complexitatea dezvoltării pieței de energie din România și numărul de restructurări ale companiilor de stat implicate, circumstanțele specifice legate de drepturile de proprietate dobândite în temeiul Legii nr. 15/1990 și al HG nr. 834/1991 și problema în general complexă a drepturilor de proprietate imobiliară din România, nu poate exista nicio garanție că drepturile de proprietate ale Societății asupra anumitor bunuri imobiliare sau construcții nu vor fi contestate cu succes în viitor. În cazul în care un număr semnificativ de certificate de proprietate deținute de Grup sunt contestate, acest lucru ar putea avea un efect semnificativ și negativ asupra operațiunilor, situației financiare și perspectivelor Societății.

Mai multe autorizații de construire pentru anumite CHE noi au fost contestate și/sau anulate în instanță din cauza unor aspecte de mediu

Societatea se confruntă cu acțiuni în instanță pe teme de mediu în legătură cu mai multe AHE pentru care au fost emise autorizații de construire (pentru mai multe detalii, a se vedea „*Activitatea Societății — Proceduri judiciare — Litigii de mediu*”), printre care se numără AHE Livezeni Bumbesti, AHE Răstolița, AHE Surduc-Siriu, AHE Cornetu Avrig, AHE Belareca, AHE Pașcani pe râul Siret, AHE Bistra – Poiana Mărului.

În timp ce doar pentru unele dintre acestea instanțele române au emis hotărâri definitive de anulare a autorizațiilor de construire și/sau a acordului de mediu, precum în cazul AHE Bumbesti-Livezeni și AHE Surduc-Siriu, aceasta se poate întâmpla și pentru alte investiții în curs, care fac obiectul unor litigii și/sau contestații administrative în curs, precum AHE Răstolița și AHE Bistra-Poiana Mărului-Ruieni-Poiana Ruscă, sau care nu au fost contestate încă și pentru care procedura de autorizare a fost finalizată sau este în curs.

Consecința unei hotărâri definitive a instanței prin care să se dispună anularea unei autorizații de construire (pe motive de mediu sau pentru alte nereguli) este posibilă demolare a construcțiilor deja executate, ceea ce poate atrage suportarea unor costuri semnificative de către Societate.

Dreptul de proprietate al Societății asupra construcțiilor subterane poate fi contestat

Majoritatea CHE au o componentă subterană, care nu este intabulată în cărțile funciare aferente. În general, proprietarul terenului este considerat prin lege proprietarul legal al construcțiilor subterane de pe terenul respectiv, în baza principiului accesii legale prevăzut de Codul Civil român. Cu toate acestea, există un risc rezidual ca construcțiile hidrotehnice ale anumitor CHE să se extindă în subteranul unor terenuri învecinate aparținând unor terțe părți, iar aceste terțe părți (sub terenurile cărora sunt amplasate CHE sau părți ale acestora) ar putea pretinde drepturi de proprietate asupra construcției în baza principiului accesii.

Oricare sau toate riscurile de mai sus ar putea avea un efect semnificativ și negativ asupra operațiunilor, situației financiare și perspectivelor Societății.

Procesul de selecție a Directoratului a fost atacat în justiție și, în consecință, ar putea fi atacate și unele acțiuni ale membrilor Directoratului Societății

Procesul de selecție a membrilor Directoratului Societății este reglementat de OUG 109/2011 și de Legea Societăților. Acest proces include diverși pași astfel cum aceștia au fost detaliați în cadrul secțiunii „Conducerea — Principalele etape ale procesului de selecție a membrilor conducerii, conform OUG 109/2011”.



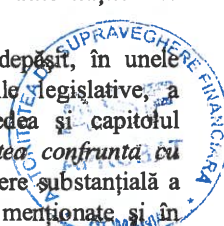
Directoratul actual a fost numit inițial în iunie 2019 cu un mandat până la 10 iunie 2023. Procesul prin care Directoratul a fost selectat în 2019 a fost atacat de către un fost angajat și director al Societății (reclamantul). Reclamantul a fost nominalizat pentru lista scurtă a candidaților pentru poziția de membru al Directoratului, însă nu a strâns suficiente voturi din partea Consiliului de Supraveghere pentru a fi numit în această poziție. Reclamantul a pretins că criteriile de selecție au fost discriminatorii și lipsite de transparență și a invocat, de asemenea, o serie de încălcări procedurale pe baza regulilor reglementate de OUG 109/2011, solicitând instanței anularea procesului de selecție din anul 2019, anularea numirii unui membru al Directoratului, precum și obligarea Societății la organizarea unui nou proces de selecție. La data de 12 aprilie 2022, Tribunalul București a admis anumite capete de cerere, nu întreaga cerere; a anulat procedura de selecție și a obligat Societatea să declanșeze un nou proces de recrutare și selecție, dar nu a anulat numirea respectivului membru. Apelul Societății împotriva hotărârii instanței a fost respins de către Curtea de Apel București în data de 1 martie 2023. Societatea a formulat recurs în fața Înaltei Curți de Casație și Justiție din România (termenul de judecată urmând să fie stabilit) și a obținut suspendarea efectelor hotărârii Tribunalului București. Consiliul de Supraveghere a renumit membrii Directoratului la data de 7 aprilie 2023 pentru mandate interimare cu durata de patru luni, astfel cum este detaliat în secțiunea „Conducerea — Directoratul”.

Hotărârea Tribunalului București, confirmată de Curtea de Apel București, a vizat procesul de selecție din anul 2019 prin care Directoratul a fost selectat, dar nu a fost contestată în mod direct decizia Consiliului de Supraveghere prin care au fost numiți membrii Directoratului și nici deciziile adoptate de către Directoratul selectat sau actele semnate de Directoratul selectat în numele Societății. Cu toate acestea, o persoană interesată (care ar putea include și reclamantul inițial în procedurile judiciare) ar putea solicita constatarea nulității absolute a numirii membrilor Directoratului în anul 2019, pe motiv că acea numire a fost bazată pe o listă de candidați aferentă unui proces de selecție care a fost anulat de instanță. Conform unei consultanțe juridice externe oferite Societății, deciziile unui consiliu de supraveghere nu pot fi în mod normal contestate de terțe părți, în conformitate cu dispozițiile Legii Societăților și cu majoritatea doctrinei și jurisprudenței, numai adunările generale ale acționarilor putând să exercite un astfel de control, astfel că decizia Consiliului de Supraveghere de numire a actualilor membri ai Directoratului din anul 2019 nu ar trebui să fie afectată. Cu toate acestea, o instanță de judecată ar putea fi în dezacord cu această analiză legală, iar în acest caz, unele dintre actele încheiate de către membrii Directoratului pot fi expuse unor incertitudini. Se poate argumenta că actele semnate și acțiunile întreprinse de Directorat de la momentul numirii până la data de 1 martie 2023 (aceasta fiind data de la care hotărârea Tribunalului București a devenit executorie) să rămână valabile, în principal pe baza faptului că atât Directoratul, cât și orice terț au acționat cu bună-credință, având în vedere că era aparent că Societatea a fost reprezentată de către membri ai Directoratului numiți în mod corespunzător cu puteri depline de reprezentare. Cu toate acestea, există probabilitatea ca actele semnate și acțiunile întreprinse de către Directorat în intervalul 1 martie 2023-7 aprilie 2023, în cazul în care nu sunt ratificate, să fie atacate cu succes în instanță de către o persoană care justifică un interes relevant (spre exemplu, părți contractante), pe motiv că ar fi fost aprobate de un organism compus din membri cu mandate nevalabile și executate de directori care nu reprezintă Societatea.

În cazul în care ar fi inițiat un litigiu împotriva mandatelor anterioare ale membrilor actuali ai Directoratului și acest litigiu ar avea succes prin pronunțarea unei hotărâri judecătorești, fiind atacate și actele încheiate de Directorat, în special cele încheiate de la 1 martie 2023 și până la 7 aprilie 2023, există riscul constatării nulității absolute a acestor acte. În cazul în care actele nu ar fi aprobate și/sau ratificate de către AGA, Societatea ar putea fi răspunzătoare pentru prejudicii sau ar putea fi obligată să anuleze tranzacțiile, iar orice astfel de evenimente ar putea avea un impact semnificativ și negativ asupra Societății, precum și asupra reputației, activității, situației financiare și a rezultatelor din exploatare ale acesteia.

Societatea a înregistrat întârzieri în emiterea facturilor către clienții din portofoliul de furnizare și e posibil să continue să înregistreze întârzieri în emiterea acestor facturi și, în consecință, s-ar putea confrunța cu întârzieri în încasarea veniturilor aferente și există riscul să fie supusă unor sancțiuni din partea autorităților de reglementare

Societatea a emis facturi către clienții din portofoliul de furnizare cu întârzieri care au depășit, în unele cazuri mai multe luni sau în anumite cazuri, ani, din cauza adaptării la modificările legislative, a implementării unui nou software de facturare destinat activității de furnizare (a se vedea și capitolul „Migrarea infrastructurii TI existente a Grupului către noi sisteme TI integrate s-ar putea confrunța cu dificultăți și întârzieri” de mai sus), a lipsei de personal, precum și a confruntării cu o creștere substanțială a numărului de noi clienți într-o perioadă relativ scurtă de timp. Aceste întârzieri au fost menționate și în rapoartele Curții de conturi aferente anului 2022. Veniturile nefacturate ale Grupului cuprinse în categoria creanțelor comerciale erau în valoare de 2.044,7 milioane RON la 31 martie 2023 (1.116,0 milioane RON la



31 decembrie 2022, 540,5 milioane RON la 31 decembrie 2021, 264,8 milioane RON la 31 decembrie 2020).

Societatea încearcă să îmbunătățească emiterea facturilor restante către clienții din portofoliul său de furnizare și se așteaptă ca valoarea creanțelor să scadă în timp util. Până atunci, este posibil ca Societatea să nu poată încasa toate veniturile restante, deoarece unii dintre clienți au contestat în instanță facturile emise cu întârziere sau unele dintre sumele care au fost facturate și este posibil ca și alți clienți să procedeze într-un mod similar, ceea ce poate întârzia încasarea fondurilor, deoarece acestea vor fi datorate numai după ce contestația este soluționată. În unele cazuri, se poate ajunge la soluționarea contestației în instanță, ceea ce va duce la întârzieri suplimentare în colectarea veniturilor, până când hotărârile pronunțate în ultimă instanță sunt definitive. Acest proces ar putea dura o perioadă mai lungă de timp. În plus, este posibil ca Societatea să nu beneficieze de hotărâri favorabile în astfel de proceduri judiciare, ceea ce ar însemna că Societatea nu ar încasa veniturile restante și ar suporta cheltuielile aferente procedurii judiciare. Mai mult, deoarece a emis facturile cu întârziere, Societății i-au fost aplicate amenzi de către ANRE, în valoare de 3,2 milioane RON în perioada 1 ianuarie 2021 – 31 martie 2023. Cea mai recentă amendă aplicată de ANRE a fost în martie 2023, în valoare de 0,4 milioane RON. Societatea ar putea fi sancționată cu alte amenzi de valoare mai mare de către ANRE și alte autorități de reglementare, inclusiv de către autoritățile fiscale și de protecție a consumatorului, precum și amenzi și penalizări pentru întârzierea plății TVA, în special în condițiile în care este de așteptat ca numărul de clienți cărora le-au fost emise facturi cu întârziere să crească. Toate acestea ar putea avea un efect negativ semnificativ asupra activității, poziției financiare și rezultatelor operațiunilor Grupului.

Societatea și-a desfășurat activitatea în baza unui contract de concesiune care e posibil să nu fi fost în vigoare timp de 11 ani

Societatea este beneficiarul contractului de concesiune nr. 171 din 27 decembrie 2004 („Contractul de Concesiune”) privind exploatarea hidrocentralelor acesteia, încheiat între Ministerul Economiei și Comerțului, în calitate de concedent, și Societate, în calitate de concesionar (pentru detalii privind acest contract, a se vedea „Activitatea Societății — Contracte semnificative — Contract de concesiune”). Potrivit legislației în domeniul energiei în vigoare la momentul semnării Contractului de Concesiune, acesta trebuia publicat de minister în Monitorul Oficial. Deși a fost semnat în 2004, Contractul de Concesiune a fost publicat în Monitorul Oficial al României, Partea I, abia la data de 30 aprilie 2015, adică la 11 ani de la încheierea acestuia; prin urmare, există riscul ca Contractul de Concesiune să nu fi fost în vigoare în acest interval de timp. Din informațiile deținute de Societate, nici contractele de concesiune ale unora dintre societățile de distribuție a energiei electrice din România nu au fost publicate în Monitorul Oficial. Respectiva prevedere legală care impunea publicarea în Monitorul Oficial nu menționa nicio sancțiune specifică și a fost abrogată în 2012. Deși termenul de prescripție extinctivă ar putea fi folosit cu succes ca mijloc de apărare, dacă drepturile Societății în temeiul Contractului de Concesiune sunt contestate pe motiv că au fost exercitate în baza unui contract care nu era încă în vigoare, acest lucru ar putea avea un efect negativ semnificativ asupra activității, rezultatelor operațiunilor, situației financiare sau perspectivelor Grupului aferente perioadei anterioare acestei publicări.

Este posibil ca Grupul să nu poată să detecteze sau să prevină conduita etică necorespunzătoare sau încălcările legislației aplicabile în materie de anticorupție și sancțiuni comise de angajații săi, de partenerii săi contractuali sau de alți terți

Grupul a implementat politici și proceduri de conformitate și instrumente de învățare sau teste aferente în ceea ce privește legile incidente în materie de anticorupție, de combatere a spălării banilor și de sancțiuni, pe baza legislațiilor aplicabile în România (excluzând alte jurisdicții, precum Statele Unite), a ISO 37001 Sisteme de Management Anti-corupție și a Ghidului OECD de bune practici privind controalele interne de etică și conformitate. Având în vedere dimensiunea Societății și a activității Grupului, controalele interne implementate pentru prevenirea și identificarea încălcărilor acestor politici și proceduri pot fi eludate de către persoanele care se află în poziția de a efectua controalele interne atribuite. Nu poate exista nicio garanție că angajații Grupului, partenerii contractuali sau alți terți implicați în activitățile Grupului nu vor încălca în viitor politicile și procedurile de conformitate sau orice alte legi aplicabile care ar putea implica Grupul, și este posibil ca Grupul să nu fie întotdeauna în măsură să detecteze sau să prevină astfel de abateri sau încălcări ale legilor, inclusiv ale legislației anticorupție. De exemplu, în dosarul penal 49438/299/2022, Societatea a formulat plângere împotriva unui fost angajat care reprezenta Societatea în relația cu băncile pentru falsificare de documente începând cu august 2013 și până în decembrie 2014 cu scopul de a delapida de la Societate suma de aproximativ 1,19 milioane RON.

Orice astfel de incidente de conduită etică necorespunzătoare sau de nerespectare a legilor incidente pot conduce la pierderi semnificative suferite de Grup, pot expune Grupul la amenzi semnificative, pot împiedica Grupul să participe la anumite proiecte sau activități, pot duce la pierderea încrederii publicului larg și/sau a partenerilor contractuali în Grup sau pot duce la alte consecințe, incluzând fără limitare la, încetarea anumitor activități sau a unor contracte existente, ceea ce poate duce, la rândul său, la un efect negativ semnificativ asupra activității, rezultatelor operațiunilor și situației financiare a Grupului.

Societatea intră sub incidența unor angajamente propuse ca urmare a unei investigații efectuate de Consiliul Concurenței din România

Ca urmare a unei investigații inițiate în 2018 de către Consiliul Concurenței din România („CCR”) cu privire la un posibil abuz de poziție dominantă al Societății pe piața de producție și comercializare a energiei electrice, Societatea s-a angajat să îndeplinească anumite angajamente pentru a înlătura suspiciunile privind posibile fapte anticoncurențiale semnalate de autoritatea de reglementare, investigația menționată fiind astfel închisă.

Investigația a vizat un potențial abuz de poziție dominantă al Societății, constând într-o limitare a cantității de energie electrică comercializată pe PZU prin realizarea de oferte de vânzare la prețuri situate peste nivelul pieței. Potrivit CCR, efectele acestei practici au fost vizibile atât pe PZU, prin închiderea pieței la prețuri superioare decât cele ce s-ar fi obținut în ipoteza realizării unor tranzacții mai numeroase cu hidroenergie, cât și pe piața de echilibrare, prin creșterea dezechilibrelor și, implicit, a cererii manifestate pe această piață, pe care prețurile înregistrate pentru tranzacțiile ce implică creșterea de putere sunt, în permanență, net superioare celor înregistrate pe piețele anterioare. CCR a constatat că comportamentul strategic de ofertare adoptat de Societate era un comportament susceptibil a conduce la o creștere artificială a prețului energiei electrice în dezavantajul consumatorilor din România.

Ca urmare a investigației, Societatea a acceptat să își asume anumite angajamente privitoare la modul în care aceasta va comercializa energia electrică atât pe PZU, cât și pe piața de echilibrare, prezentate sub forma unui pachet de măsuri referitoare la conduită, care vizează creșterea cantităților de energie electrică oferite pe PZU și preîntâmpină creșterile de preț pe PZU, precum și măsuri structurale de separare, la nivel organizațional, a activității de ofertare pe PZU de activitatea de ofertare pe piața de echilibrare pentru a evita combinarea strategiilor de ofertare pe cele două piețe. Implementarea acestui set de măsuri este menită să conducă la beneficii directe și imediate pentru toți participanții pe piețele de energie electrică, incluzând creșterea cantităților tranzacționate de către Societate pe piețele spot și diminuarea cantităților de energie reprezentând dezechilibrele generate în SEN, care pot afecta consumatorii, prin creșterea prețului energiei electrice.

Timp de trei ani începând cu iunie 2021, CCR monitorizează punerea în aplicare de către Societate a angajamentelor acestea prezentate mai sus, interval în care CCR poate efectua verificări, în cadrul cărora poate solicita informații și documente. În conformitate cu legislația aplicabilă din domeniul concurenței, în cazul închiderii investigației ca urmare a acceptării de angajamente, CCR poate, la cerere sau din oficiu, să redeschidă procedura de investigație, atunci când: (i) intervine o schimbare esențială privind oricare dintre faptele pe care s-a fundamentat decizia, (ii) întreprinderea vizată acționează contrar angajamentelor asumate ori (iii) decizia a fost fundamentată pe informații incomplete, inexacte sau eronate, furnizate de părțile interesate.

Nerespectarea angajamentelor asumate de către Societate ca urmare a investigației inițiate în anul 2018 de către CCR ar putea avea drept consecință sancționarea Societății cu amenzi de până la 10% din cifra de afaceri totală realizată în anul anterior sancționării, ceea ce ar putea avea un efect negativ semnificativ asupra activității, situației financiare, rezultatelor operațiunilor, fluxurilor de numerar și perspectivelor Grupului.

Cadrul legal din România este în continuă dezvoltare, ceea ce ar putea crea un mediu nesigur pentru activitatea economică și pentru investiții

Incertitudinile referitoare la sistemul juridic și judiciar din România ar putea avea un efect negativ asupra economiei și, astfel, ar putea crea un mediu nesigur pentru investiții și pentru activitatea economică. Comparativ cu jurisdicții mai dezvoltate, sistemul judiciar este subfinanțat. Sistemul juridic din România a suferit schimbări dramatice în ultimii ani, ca urmare a aderării sale la Uniunea Europeană („UE”) și, în general, fiind armonizat cu țările cu sisteme juridice mai dezvoltate. În multe cazuri, interpretarea și garanțiile procedurale ale noilor sisteme juridice și de reglementare sunt încă în curs de elaborare, ceea ce poate duce la promulgarea de noi legi, la modificări ale legilor existente, la aplicarea neunitară a legilor și reglementărilor existente și la incertitudine în ceea ce privește aplicarea și efectul noilor legi și reglementări.

În general, în jurisdicțiile de drept civil, cum este România, hotărârile judecătorești nu au efect de precedent sau au un efect de precedent limitat și, prin urmare, este posibil ca instanțele să nu fie ținute de hotărârile judecătorești anterioare pronunțate în situații identice sau similare, ceea ce poate duce la o aplicare neunitară a legislațiilor unor astfel de țări în soluționarea unor litigii identice sau similare. În plus, în anumite circumstanțe, este posibil să nu poată fi obținute în timp util sau să nu poată fi obținute deloc remediile legale prevăzute de legile și reglementările relevante.

Credibilitatea sistemului poate fi periclitată de problemele ridicate cu privire la integritatea funcționarilor și demnitarilor publici, precum și de cazurile de corupție la nivel înalt. Au fost puse în aplicare măsuri de atenuare a acestor riscuri, cum ar fi verificarea prealabilă a conflictelor de interese în procesul de atribuire a contractelor de achiziții publice (cum ar fi îmbunătățirea practicii judiciare în ceea ce privește inculparea și condamnarea unor personalități politice, magistrați și personalități publice cu influență semnificativă).

Lipsa de certitudine juridică sau imposibilitatea de a obține remedii legale eficiente în timp util, precum și oricare dintre problemele de mai sus care afectează sistemul juridic din România pot avea un efect negativ semnificativ asupra activității, poziției financiare, perspectivelor și rezultatelor operațiunilor Grupului.

Grupul face obiectul unor diferite proceduri judiciare și nu poate exista nicio garanție că provizioanele constituite de Grup în legătură cu aceste proceduri vor fi adecvate pentru a acoperi posibilele pierderi

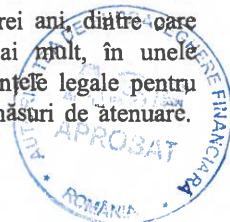
În cursul desfășurării normale a activității sale, Grupul a devenit obiectul mai multor proceduri judiciare, de reglementare, administrative și de arbitraj. Pentru o prezentare generală, a se vedea „Activitatea Societății – proceduri judiciare”. Numărul și importanța acestor proceduri pot fi exacerbate de creșterea preconizată a portofoliului operațional al Grupului.

Rezultatele procedurilor judiciare, administrative și de reglementare nu pot fi precise cu certitudine. Chiar dacă aceste proceduri sunt în cele din urmă soluționate în favoarea Grupului, acestea pot deturna o cantitate semnificativă de resurse și de timp ale Grupului și ale angajaților acestuia sau pot avea ca rezultat o publicitate negativă, în detrimentul activității și reputației Grupului. Pe lângă potențiala expunere financiară cu care s-ar putea confrunta Grupul în legătură cu astfel de proceduri, orice litigiu, indiferent dacă este soluționat în mod favorabil sau nefavorabil, ar putea afecta în mod semnificativ reputația Grupului pe piață sau relațiile cu clienții sau furnizorii săi, iar procedurile sau acordurile încheiate în legătură cu litigiile pot presupune costuri interne și externe, care, chiar și în cazul soluționării în mod favorabil a unei proceduri aferente, pot să nu fie rambursabile în totalitate, să deturneze din timpul conducerii superioare sau să utilizeze alte resurse care ar putea fi utilizate în alte aspecte ale activității Grupului. Fiecare dintre aceste consecințe suplimentare ale litigiilor ar putea avea un efect negativ semnificativ asupra activității, situației financiare, rezultatelor operațiunilor, fluxurilor de numerar și perspectivelor Grupului.

Situațiile Financiare Consolidate Auditate ale Grupului prezintă provizioane constituite în legătură cu anumite proceduri specifice, iar Grupul înregistrează, de asemenea, provizioane legate de diverse alte riscuri și cheltuieli, în principal în legătură cu litigii de reglementare și litigiile cu autoritățile locale. La 31 decembrie 2022, provizioanele pentru litigii erau în sumă de 120,4 milioane RON, ceea ce reprezintă estimarea sumelor care ar trebui plătite unor terțe părți în cazul în care procedurile în instanță sunt soluționate în mod nefavorabil Grupului. Cu toate acestea, Grupul nu poate oferi nicio garanție că aceste provizioane sau provizioanele viitoare, în cazul în care vor fi constituite, vor fi adecvate pentru a acoperi toate sumele de plătit în legătură cu astfel de proceduri. Incapacitatea Grupului de a cuantifica provizioane suficiente sau de a evalua rezultatul posibil al oricărei proceduri ar putea avea un efect negativ semnificativ asupra activității, situației financiare, rezultatelor operațiunilor, fluxurilor de numerar și perspectivelor Grupului.

Nerespectarea legislației privind sănătatea și securitatea în muncă ar putea să afecteze negativ Grupul

Grupul și, în special, numeroasa sa forță de muncă desfășoară activități care fac obiectul unor reglementări complexe și detaliate în materie de sănătate și securitate și al aplicării de către autoritățile naționale, precum și al unor ample proceduri interne ale Grupului. Cu toate acestea, natura activității pe care o desfășoară Grupul, inclusiv în domeniul apei și al producerii de energie electrică, implică un grad ridicat de riscuri operaționale potențiale, inclusiv electrocutări, înecuri, incendii, explozii, defecțiuni mecanice, cădere de la înălțime, incidente legate de condițiile meteorologice, incidente de transport sau logistice și avarieri ale echipamentelor. Riscurile tind să fie mai mari la nivel de sucursală, unde nivelul de instruire în materie de siguranță și în legătură cu alte cerințe de sănătate și securitate poate fi variabil și nu întotdeauna la standarde înalte. Au existat mai multe accidente de muncă în cadrul Grupului în ultimii trei ani, dintre care un accident în cadrul Hidroserv având ca rezultat moartea unui angajat în 2020. Mai mult, în unele sucursale salariații sunt expuși la zgomot ridicat. Grupul trebuie să se conformeze cu cerințele legale pentru evaluarea expunerii lucrătorilor la zgomot (Hotărârea Guvernului 493/2006) și să includă măsuri de atenuare.



Nemenținerea și nepunerea în aplicare a unor sisteme eficiente de management și guvernare în materie de sănătate și securitate ar putea genera costuri semnificative ca urmare a vătămărilor persoanelor, a bolilor și îmbolnăvirilor profesionale și a unei potențiale perturbări a serviciilor oferite clienților Grupului. De asemenea, poate duce la cereri de despăgubire din partea angajaților și terților și la amenzi sau alte sancțiuni pentru încălcarea cerințelor legale. Împotriva Grupului, a administratorilor și a angajaților săi ar putea fi inițiate sancțiuni penale, toate acestea putând provoca daune de imagine Grupului. În același timp apariția unei stări de sănătate precară în rândul forței de muncă a Grupului, cauzată de un management necorespunzător al securității și sănătății în muncă, ar putea duce la o creștere a absențelor și la reducerea nivelului de performanță, ceea ce, la rândul său, ar putea afecta rezultatele operațiunilor Grupului.

Grupul ar putea fi expus la scurgeri de date cu caracter personal și la încălcări ale securității datelor cu caracter personal

Grupul colectează, stochează și utilizează date cu caracter comercial sau personal referitoare la clienți sau angajați și parteneri contractuali, care se află sub protecție contractuală sau legală la nivel național și european. Deși Grupul își propune să aplice măsuri de prevenire în vederea protejării datelor clienților și angajaților în conformitate cu cerințele legale aplicabile, posibile scurgeri de informații, încălcări sau alte nerespectări ale legislației privind protecția datelor cu caracter personal pot avea loc în viitor sau este posibil să fi avut loc deja.

Grupul a implementat o serie de măsuri tehnice și organizatorice cu scopul de a asigura o prelucrare securizată a datelor. Cu toate acestea riscul breșelor de securitate nu poate fi complet eliminat.

Spre exemplu, la nivelul Hidroelectrica, având în vedere anvergura activităților de prelucrare, nu pot fi excluse posibile încălcări ale principiilor de prelucrare a datelor cu caracter personal, precum principiul de prelucrare legală, echitabilă și transparentă față de persoanele vizate (cum ar fi neîndeplinirea condițiilor privind prelucrarea de date cu caracter personal în baza interesului legitim sau nerespectarea condițiilor legate de transparența activităților de prelucrare).

În același timp, la nivelul Hidroserv, nu pot fi excluse situații care ar putea conduce la: (i) posibile încălcări ale principiului de prelucrare legală, echitabilă și transparentă față de persoanele vizate (cum ar fi: nerespectarea condițiilor privind prelucrarea de date cu caracter personal în baza interesului legitim; nerespectarea condițiilor legate de transparența activităților de prelucrare; politică incompletă de răspuns la cererile persoanelor vizate); (ii) posibile încălcări ale principiului de prelucrare privind perioadele și limitările de stocare ale datelor cu caracter personal (politică incompletă privind stocarea datelor cu caracter personal); (iii) posibile încălcări ale principiului de prelucrare privind integritatea și confidențialitatea datelor cu caracter personal (în special, dar fără a ne limita la: neimplementarea de măsuri tehnice sau organizatorice corespunzătoare pentru asigurarea protecției împotriva prelucrării neautorizate sau ilegale și împotriva pierderii, a distrugerii sau a deteriorării accidentale a datelor).

Regulamentul (UE) 2016/679 al Parlamentului European și al Consiliului privind protecția persoanelor fizice în ceea ce privește prelucrarea datelor cu caracter personal și privind libera circulație a acestor date („GDPR”) nu prevede concret ce măsuri tehnice și organizatorice ar trebui puse în aplicare de către un operator, dar stabilește un standard relativ ridicat pentru măsurile de securitate care ar trebui să fie concepute și implementate în vederea evitării încălcărilor securității datelor cu caracter personal. GDPR prevede că un operator poate fi sancționat cu amendă nu numai pentru existența unei încălcări a securității datelor, ci și pentru nerespectarea obligației sale de a pune în aplicare măsuri adecvate în legătură cu gestionarea riscurilor de securitate.

În cazul în care se produce orice încălcare a legislației privind protecția datelor la oricare dintre entitățile Grupului, aceasta poate atrage aplicarea unor amenzi întregului Grup (care ar putea fi în valoare de până la 4% din cifra de afaceri mondială anuală a Grupului sau suma de 20 milioane EUR (aproximativ 99,2 milioane RON), luându-se în calcul cea mai mare valoare dintre acestea), formularea unor cereri de despăgubire, urmărirea penală a angajaților și directorilor Grupului, lezarea reputației și pierderea clienților, cu un posibil efect negativ semnificativ asupra activității, perspectivelor, rezultatelor operațiunilor și situației financiare ale Grupului

CCEE încheiate de Societate ar putea să o expună pe aceasta la anumite riscuri comerciale, precum fluctuația prețului, riscul de neîndeplinire a obligațiilor și riscul de credit

Societatea a încheiat un contract bilateral de achiziție a energiei electrice negociat direct (în engleză: Power Purchase Agreement) („CCEE”) în data de 30 septembrie 2022, valabil până la data de 31 august 2023, prin care achiziționează de la Nuclearelectrica cantitățile necesare de electricitate. În contextul actual de reglementare, încheierea CCEE-urilor este limitată până la 31 martie 2025 (ultima zi în care MACEE este



în vigoare – pentru mai multe detalii a se vedea “*Modificarea reglementărilor sau politicilor guvernamentale, în special ca urmare a unui nivel crescut de intervenție a Guvernului pe piața energiei electrice, ar putea să aibă efecte semnificative și negative asupra activității Grupului*”). După această dată, Societatea poate cumpăra sau vinde electricitate prin CCEE-uri.

De obicei, în temeiul unor astfel de CCEE, societățile vând energia electrică generată din proiectele acestora la un preț prestabilit. În consecință, în cazul în care un asemenea CCEE este încheiat de către Societate și se înregistrează o creștere a prețurilor la nivelul întregului sector, este posibil ca Societatea să nu poată renegocia termenii CCEE pentru a profita de creșterea prețurilor.

În cazul în care Societatea nu își îndeplinește obligațiile care îi revin prin CCEE, cum ar fi nefurnizarea cantității minime de energie electrică prevăzute în orice CCEE, Societatea poate fi pasibilă de plata unor penalități și, în anumite situații specifice, clienții pot decide să rezilieze aceste CCEE. În plus, orice nefurnizare de energie electrică de la data programată pentru punerea în funcțiune poate atrage plata de daune-interese. Rezilierea unui CCEE semnificativ ar putea avea un efect negativ substanțial asupra activității, situației financiare, rezultatelor operațiunilor și perspectivelor Grupului.

Performanța financiară care derivă din CCEE depinde de bonitatea partenerilor contractuali ai Societății și de îndeplinirea continuă a obligațiilor contractuale ale acestora. Partenerii contractuali în cadrul CCEE pot achiziționa mai puțin decât cantitățile maxime de energie angajate față de Societate, ceea ce poate afecta așteptările Grupului și poate declanșa un caz de neîndeplinire a obligațiilor. În plus, nerespectarea de către partenerii contractuali din cadrul CCEE a obligațiilor contractuale față de Societate, din motive de insolvență sau din alte motive, ar putea avea un efect negativ semnificativ asupra activității, situației financiare, rezultatelor operațiunilor și perspectivelor Grupului. Riscul de credit în ceea ce privește partenerii contractuali poate crește atunci când economiile globale sau regionale se confruntă cu perioade de volatilitate.

Oricare dintre factorii de mai sus ar putea avea efecte negative semnificative asupra activității, situației financiare, rezultatelor operațiunilor și perspectivelor Grupului.

Riscuri macroeconomice și geopolitice cu impact asupra Grupului

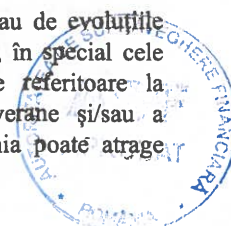
Ostilitățile cu țările vecine și tulburările sociale din Ucraina sau din alte state din Europa de Est pot avea efecte negative asupra economiei României

Unele țări est-europene au cunoscut din când în când situații de ostilități cu țările vecine (cum ar fi conflictul militar din Ucraina și ostilitățile cu Rusia din ultimii ani). Instabilitatea politică și militară din regiune, declanșată de invazia Ucrainei de către Rusia în februarie 2022, precedată de pierderea controlului asupra Peninsulei Crimeea în favoarea Rusiei și de conflictul din estul Ucrainei cu separatiștii pro-ruși din 2014, precum și de sancțiunile internaționale impuse Rusiei ca urmare a acestor evenimente, pot conduce la condiții economice profund nefavorabile, la tulburări sociale sau la o confruntare militară generalizată în regiune sau în alte regiuni. Efectele sunt în mare măsură imprevizibile și printre acestea se poate număra un efect negativ semnificativ asupra stabilității economice și financiare a României, fie direct, fie indirect. Efectele unui conflict militar sunt extrem de imprevizibile și pot avea efecte adverse extrem de semnificative asupra operațiunilor Grupului, asupra întregii economii a României sau a Europei în ansamblu și printre acestea se pot număra majorări substanțiale ale prețurilor la energie, diminuarea investițiilor din cauza incertitudinilor, sancțiuni economice suplimentare care pot avea un impact negativ asupra economiilor în care își desfășoară activitatea Grupul, fluctuațiile valutare semnificative, fluxurile comerciale și de capital.

Alte conflicte politice, embargouri și interdicții reciproce sau unilaterale, activități militare, activități separatiste sau atacuri teroriste în viitor ar putea influența și mai mult economiile țărilor din Europa de Est prin perturbarea comunicațiilor, îngreunarea călătoriilor și descurajarea investițiilor străine. Astfel de tensiuni politice ar putea amplifica percepția că investițiile în companiile din regiunea Europei de Est implică un grad mai mare de risc. Acestea și alte efecte negative neprevăzute ale situațiilor de criză din regiune ar putea avea consecințe negative semnificative asupra activității, perspectivelor, rezultatelor operaționale și situației financiare ale Grupului.

Grupul este dependent de evoluțiile economice, demografice și de piață din România

Grupul își desfășoară activitatea în România și, prin urmare, poate fi afectat de evenimente sau de evoluțiile pieței din această țară sau din țările vecine. Fluctuațiile în activitatea economică din România, în special cele cu impact asupra sectorului energetic, cum ar fi politicile guvernamentale sau deciziile referitoare la cheltuielile publice, pot afecta operațiunile și veniturile Grupului. Creșterea datoriei suverane și/sau a deficitelor fiscale sau stagnarea/scăderea nivelului Produsului Intern Brut („PIB”) în România poate atrage



retrogradări ale ratingurilor de credit ale țării sau intrarea în incapacitate de plată, afectând indirect capacitatea Grupului sau a clienților sau partenerilor săi contractuali de a-și îndeplini obligațiile de plată sau de a încasa creanțele, afectând potențial poziția financiară a Grupului. În plus, aspectele care afectează Uniunea Europeană, cum ar fi imigrația în general, precum și evenimente precum ieșirea Regatului Unit (unde sunt angajați în prezent mulți cetățeni est-europeni) din Uniunea Europeană sau ieșirea unui alt stat membru din UE au declanșat și pot declanșa în viitor o creștere a ratei șomajului sau pot afecta puterea de cumpărare în regiunea Europei de Est, inclusiv în România, afectând indirect sectorul energetic al României.

Factorii care afectează economia globală, precum pandemia de COVID-19, care a dus la creșterea cheltuielilor bugetare, inflație, majorări ale ratelor dobânzilor și crize ale prețurilor materiilor prime, au afectat în trecut și pot afecta în mod semnificativ în viitor perspectivele producției economice și ale piețelor muncii din România, cererea de energie și prețurile energiei și ale materiilor prime, precum și accesul la finanțare. În lipsa unui sprijin continuu din partea Guvernului României, ratele șomajului pot crește, întreprinderile se pot confrunta cu incapacitatea de plată și insolvențe, iar economiile s-ar putea confrunta cu încetiniri și scăderi prelungite ale creșterii, ceea ce ar putea afecta cererea pentru serviciile furnizate de Grup.

Deteriorarea condițiilor economice din România sau la nivel global, care are drept rezultat o creștere a șomajului sau o scădere a veniturilor reale sau care afectează piețele energetice în alte moduri, ar putea avea un efect negativ asupra situației financiare a clienților și a altor parteneri contractuali ai Grupului și asupra capacității acestora de a-și îndeplini obligațiile contractuale față de Grup. Aceste evoluții ar putea avea, la rândul lor, un impact negativ semnificativ asupra activității, rezultatelor operațiunilor, situației financiare și perspectivelor Grupului.

Țările din Europa de Est sunt supuse unor riscuri mai mari decât piețele mai dezvoltate, cu posibile efecte negative provocate de evoluțiile juridice, economice, fiscale și politice

Investitorii pe piețele emergente și de frontieră, precum România, trebuie să cunoască faptul că aceste piețe sunt supuse unor riscuri juridice, economice, fiscale și politice mai mari decât piețele mature și unor schimbări rapide și uneori imprevizibile. În general, investiția în valori mobiliare ale emitenților cu operațiuni substanțiale pe piețe emergente sau de frontieră, cum ar fi regiunea Europei de Est, implică un grad mai mare de risc decât investiția în valori mobiliare ale emitenților cu operațiuni substanțiale în țările din Europa de Vest sau în alte jurisdicții similare. Schimbările în situația economică și politică dintr-o țară cu piață emergentă sau de frontieră pot avea un impact negativ sau indirect asupra situației economice și politice din alte țări cu piețe emergente sau de frontieră. De exemplu, modificările aduse politicilor fiscale și economice din România pot avea un impact asupra capacității Grupului de a își menține planurile de afaceri pe termen lung, inclusiv ca urmare a ordonanțelor de urgență ale Guvernului care afectează sectorul energetic și care provoacă o reducere temporară a investițiilor străine directe. Ca și în trecut, volatilitatea piețelor financiare conduce la o creștere a riscurilor percepute asociate cu investițiile în economiile emergente și, prin urmare, ar putea reduce investițiile străine în România. În acest caz, economia românească s-ar putea confrunta cu probleme serioase de lichiditate, care ar putea duce, printre altele, la creșterea cotelor de impozitare sau la impunerea de noi taxe și impozite, cu un impact negativ asupra activității, rezultatelor operațiunilor și situației financiare ale Grupului.

Operațiunile Grupului sunt expuse la riscuri comune tuturor regiunilor care au cunoscut recent sau înregistrează în prezent schimbări politice, economice și sociale, printre care se numără fluctuații ale cursului de schimb, un mediu de reglementare în evoluție, inflație, recesiuni economice, perturbări ale pieței locale, conflicte de muncă, modificări ale veniturilor disponibile sau ale produsului național brut, fluctuații ale ratelor dobânzii și ale politicilor fiscale, exodul capitalului, corupție existentă și percepută și alți factori similari. Instabilitatea politică sau economică rezultată din apariția oricăruia dintre aceste riscuri poate afecta piața energiei din regiunea Europei de Est. Astfel de evenimente ar putea diminua veniturile Grupului, ceea ce ar putea avea un efect negativ semnificativ asupra activității, poziției financiare, perspectivelor și rezultatelor operațiunilor Grupului.

Riscuri referitoare la Acțiunile Oferite

În prezent, nu există o piață de tranzacționare pentru Acțiuni și este posibil să nu se dezvolte sau să nu fie sustenabilă o piață de tranzacționare activă pentru Acțiuni

Anterior Ofertei, nu a existat nicio piață de tranzacționare pentru Acțiuni. Conform articolului 55 din Legea 24/2017 este nevoie de un minim de 25% din acțiuni în circulație liberă în scopul admiterii la tranzacționare. Nu exista nicio garanție ca ASF va aproba, în condițiile acestei dispoziții legale, admiterea la



tranzacționare a acțiunilor emise de Societate, dacă acțiunile vândute în cadrul Ofertei reprezintă semnificativ mai puțin de 19,94% din capitalul social al Societății.

Dacă Admiterea la tranzacționare este aprobată, nu poate exista nicio garanție că se va dezvolta sau menține o piață de tranzacționare activă pentru Acțiunile Oferite sau că prețul la care se vor tranzacționa Acțiunile Oferite pe piețele publice ulterior Ofertei nu va fi mai mic decât Prețul Final de Ofertă. Managerii nu au obligația de a crea o piață a Acțiunilor. În cazul în care nu se dezvoltă o piață de tranzacționare activă pentru Acțiuni, investitorii se pot confrunta cu dificultăți în vânzarea Acțiunilor Oferite.

Volatilitatea prețurilor Acțiunilor și lichiditatea pot afecta performanța investițiilor în Grup

Prețul per acțiune al companiilor listate poate fi foarte volatil și acțiunile acestora pot avea o lichiditate limitată. Este posibil să nu se dezvolte o piață de tranzacționare activă pentru Acțiuni și este posibil ca prețul de tranzacționare a Acțiunilor să fluctueze semnificativ. Este posibil ca investitorii să nu își poată recupera investiția inițială.

În afara faptului că poate fi afectat de rezultatele operaționale efective sau previzionate ale Grupului, prețul de piață al Acțiunilor poate fluctua semnificativ ca urmare a unor factori independenți de voința Grupului, inclusiv, printre altele: (i) rezultatele operațiunilor și rezultatele financiare ale acestuia sau cele ale altor companii din cadrul sectoarelor în care acesta operează; (ii) modificări ale recomandărilor analiștilor în valori mobiliare sau estimări ale câștigurilor sau performanței financiare a Grupului sau a sectorului sau neîndeplinirea așteptărilor analiștilor de valori mobiliare; (iii) fluctuații ale prețurilor și volumelor de pe piață și volatilitate generală a pieței; (iv) anunțuri făcute de către Grup sau clienții, furnizorii sau concurenții acestuia; (v) modificări ale legilor, normelor și regulamentelor aplicabile Grupului, operațiunilor acestuia și operațiunilor în care Grupul are interese și implicarea în litigii; și (vi) condițiile economice și politice generale din România și la nivel global.

Condițiile pieței de capital sunt, de asemenea, afectate de mulți factori, precum perspectivele generale economice, politice sau legislative, evoluțiile sau perspectivele ratelor dobânzii și ale ratelor inflației, fluctuațiile cursului de schimb, prețurile mărfurilor, modificările atitudinii investitorilor față de anumite sectoare ale pieței și cererea și oferta de capital. Tranzacționarea Acțiunilor de către alți investitori, precum cumpărări sau vânzări mari de Acțiuni, poate afecta, de asemenea, prețul Acțiunilor. În consecință, este posibil ca prețul de piață al Acțiunilor să nu reflecte valoarea de bază a investițiilor Grupului și prețul la care investitorii pot dispune de Acțiunile lor în orice moment poate fi influențat de mai mulți factori, dintre care doar unii pot avea legătură cu Grupul, în timp ce alții ar putea fi independenți de controlul Grupului. Investitorii nu trebuie să se aștepte că vor putea neapărat să obțină profit din investiția în Acțiuni, într-o perioadă de timp pe care o consideră rezonabilă. Rezultatele și perspectivele Grupului pot fi din când în când sub nivelul așteptărilor analiștilor pieței și investitorilor, ceea ce ar putea avea un efect negativ asupra prețului de tranzacționare a Acțiunilor.

Vânzările viitoare sau posibilitatea reală sau percepută a vânzărilor unui număr semnificativ de Acțiuni pe piețele publice ar putea afecta prețul predominant de tranzacționare al Acțiunilor

Ulterior Ofertei, Statul Român va continua să dețină 80,06% din capitalul social emis al Societății. După expirarea perioadei incidente de restricționare a înstrăinării sau anterior, în cazul unei renunțări din partea Managerilor la prevederile privind restricționarea înstrăinării, Statul Român poate vinde Acțiunile pe piața publică sau privată și Societatea poate efectua o ofertă publică sau privată de Acțiuni. De asemenea, după expirarea perioadei incidente de restricționare a înstrăinării aplicabile acestuia sau anterior, în cazul unei renunțări din partea Managerilor la prevederile privind restricționarea înstrăinării, Acționarul Vanzător poate vinde printr-o ofertă publică sau plasament privat Acțiunile rămase în portofoliul acestuia după Ofertă. Societatea nu poate anticipa efectul, dacă există, pe care vânzările viitoare de Acțiuni sau disponibilitatea Acțiunilor pentru vânzare viitoare îl va avea asupra prețului de piață al Acțiunilor, însă disponibilitatea Acțiunilor care sunt eligibile pentru vânzare publică ar putea afecta prețul de tranzacționare al Acțiunilor.

În cazul în care statul român sau Acționarul Vanzător ar vinde sau dacă Societatea ar emite și vinde un număr semnificativ de Acțiuni pe piața publică, prețul de piață al Acțiunilor ar putea fi afectat negativ. Vânzările de către un acționar al Societății ar putea, de asemenea, face mai dificilă vânzarea Acțiunilor de către Societate în viitor la un moment și la un preț pe care aceasta le consideră oportune. Vânzarea unui număr semnificativ de Acțiuni pe piața publică sau percepția că aceste vânzări pot avea loc ar putea afecta semnificativ prețul de piață al Acțiunilor.



Este posibil ca Societatea să întâmpine dificultăți în respectarea cerințelor de informare permanentă care le revin societăților listate sau ar putea să suporte costuri suplimentare

Ca urmare a Admiterii la tranzacționare a Acțiunilor la Bursa de Valori București, Societatea are obligația de a menține controale interne eficiente și de a respecta obligații financiare și alte obligații de raportare suplimentare, precum elaborarea de situații financiare și alte rapoarte în temeiul normelor Bursei de Valori București („BVB”) și, respectiv, ale ASF privind obligațiile permanente. Capacitatea Societății de a raporta la timp necesită ca aceasta să aibă implementate controale și proceduri de raportare internă eficiente. Conducerea Societății nu are niciun fel de experiență în conducerea și operarea unei societăți listate care trebuie să respecte obligații permanente de raportare și de informare. Orice nerespectare sau respectare necorespunzătoare a obligațiilor permanente de raportare și de informare ar putea determina aplicarea de amenzi sau alte sancțiuni de reglementare împotriva Societății, ceea ce ar putea afecta semnificativ activitatea, rezultatele operațiunilor și situația financiară ale Grupului.

Societatea poate suporta, de asemenea, costuri semnificative pentru a asigura respectarea dispozițiilor privind guvernanța corporativă, obligațiile de transparență și cerințele contabile din România. În plus, este posibil ca Societatea să nu poată îndeplini la timp sau să nu poată îndeplini în totalitate cerințele de depunere și de raportare impuse de către ASF și de către BVB, ceea ce ar putea declanșa o scădere a prețului de tranzacționare al Acțiunilor.

Acțiunile pot fi suspendate sau retrase de la tranzacționare pe Bursa de Valori București

ASF dispune de autoritatea de a suspenda de la tranzacționare sau, în cazul în care Acțiunile fac obiectul unei intenții de tranzacționare, de a solicita pieței reglementate să le suspende de la tranzacționare dacă situația emitentului respectiv este de asemenea natură încât continuarea tranzacționării ar afecta interesele investitorilor. ASF dispune de autoritatea de a solicita BVB să suspende tranzacționarea valorilor mobiliare ale unui emitent, pe baza măsurilor luate împotriva manipulării pieței și a tranzacțiilor efectuate pe baza informațiilor privilegiate. BVB trebuie să suspende tranzacționarea valorilor mobiliare care nu îndeplinesc cerințele pieței reglementate, cu excepția cazului în care aceste acțiuni ar putea impacta negativ și semnificativ interesele investitorilor sau funcționarea corespunzătoare a pieței. Operatorul unei piețe reglementate are, de asemenea, dreptul de a suspenda acțiuni de la tranzacționare în alte circumstanțe, în conformitate cu regulamentele sale. Orice suspendare ar putea afecta condițiile de tranzacționare a Acțiunilor.

De asemenea, în cazul în care Societatea nu îndeplinește anumite cerințe sau obligații potrivit legilor și reglementărilor aplicabile companiilor ale căror acțiuni sunt listate la BVB sau dacă sunt puse în pericol tranzacționarea obișnuită la bursă, siguranța tranzacționării pe aceasta sau interesele investitorilor, atunci, sub rezerva îndeplinirii anumitor condiții, Acțiunile pot fi retrase de la tranzacționare la BVB. Nu poate exista nicio garanție că asemenea evenimente nu vor avea loc în legătură cu Acțiunile. În cazul în care se materializează, toate aceste riscuri ar avea un efect negativ semnificativ asupra prețului Acțiunilor și asupra capacității investitorilor de a-și vinde Acțiunile la BVB.

AGA Societății ar putea decide să nu distribuie dividende în viitor

Distribuția dividendelor, dacă este cazul, de către Societate către acționarii săi va depinde (în plus față de cerințele legislative aplicabile), printre alte lucruri, de profiturile viitoare ale Societății, de situația financiară și de cerințele de capital, de caracterul suficient al rezervelor distribuibile ale Societății, de alte restricții legale și contractuale, condiții de credit, condiții economice generale și alți factori pe care administratorii și/sau acționarii le consideră importante în momentul respectiv. Acționarii Societății pot decide să nu distribuie dividende în viitor, cu excepția procentajului de plată a dividendelor conform legii (pentru detalii suplimentare, a se vedea „Politica privind dividendele”), iar acționarii străini pot fi afectați de restricții sau întârzieri în repatrierea câștigurilor lor din distribuțiile efectuate în contul Acțiunilor.

Majorările de capital social ca urmare a aporturilor de terenuri deținute de statul român pot avea drept consecință diluarea participațiilor

Conform legislației din România, capitalul social al Societății este automat majorat de drept cu valoarea terenurilor pentru care Societatea obține titluri de proprietate ulterior Ofertei sau pentru care a obținut titluri de proprietate înainte de Ofertă, dar în contul cărora încă nu și-a majorat capitalul social. Societatea beneficiază de 752 de certificate de proprietate corespunzând unei suprafețe totale de 2.520 de hectare, reprezentând aproximativ 96,1% din totalul terenurilor ocupate de obiectivele energetice. Printre acestea se numără 14 certificate de proprietate corespunzând unei suprafețe totale de 16,96 hectare, emise la data de 9 mai 2023, în contul cărora trebuie să aibă loc în viitor o majorare a capitalului social.



Astfel de majorări de capital vor fi considerate drept contribuții în natură ale Statului Român, iar acțiunile nou emise ale Societății vor fi alocate Statului Român, reprezentat de Ministerul Energiei. Restul acționarilor Hidroelectrica vor avea un drept preferențial de a achiziționa un număr de acțiuni care le-ar permite să își mențină cota de participare inițială. Cu toate acestea, dacă respectivii acționari nu își exercită dreptul de preferință, participațiile acestora vor fi diluate, ceea ce ar putea avea drept rezultat o diminuare a valorii investiției inițiale.

Deținătorii de Acțiuni pot fi afectați de riscul de schimb valutar

Prețul Acțiunilor pe piața BVB și orice posibil dividend pe care Societatea este posibil să îl distribuie sunt exprimate în RON. Investițiile efectuate de investitori care utilizează ca monedă de referință o valută diferită de RON sunt expuși la riscul de schimb valutar. Orice depreciere a RON în raport cu respectivele valute va reduce valoarea investițiilor în Acțiuni sau a oricărui posibil dividend distribuit de Societate.

Drepturile acționarilor din Statele Unite și din alte jurisdicții ar putea fi limitate

Societatea este o societate pe acțiuni constituită și care își desfășoară activitatea conform legislației din România. Drepturile acționarilor săi sunt reglementate de legislația din România, de Actul Constitutiv în vigoare („Actul Constitutiv”) și de Noul Act Constitutiv ce se va aplica de la Data Listării („Noul Act Constitutiv”), astfel cum sunt descrise în „Descrierea capitalului social și a structurii Societății”. Legislația română privind societățile comerciale prevede acordarea unor drepturi de preferință acționarilor în cazul unei majorări a capitalului social al Societății în anumite condiții. Cu toate acestea, legislația privind valorile mobiliare din unele jurisdicții poate restricționa capacitatea Societății de a permite participarea acționarilor în oferte viitoare de acțiuni. În special, este posibil ca acționarii din Statele Unite să nu își poată exercita aceste drepturi, decât dacă fie acțiunile, fie orice alte valori mobiliare oferite și vândute sunt înregistrate conform Legii privind Valorile Mobiliare sau dacă acțiunile sau acele alte valori mobiliare sunt oferite în temeiul unei derogări de la cerințele de înregistrare ale Legii privind Valorile Mobiliare sau în cadrul unei tranzacții care nu face obiectul acestor cerințe de înregistrare. Societatea nu poate garanta investitorilor potențiali că va fi disponibilă o derogare de la aceste cerințe ale legislației străine privind valorile mobiliare, astfel încât să permită acționarilor din Statele Unite sau din alte jurisdicții să-și exercite drepturile de preferință sau, dacă este disponibilă, că Societatea se va prevala de o asemenea derogare.



INFORMAȚII IMPORTANTE PRIVITOARE LA PREZENTUL PROSPECT

Prezentul document este un prospect în sensul Regulamentului privind Prospectul.

Prezenta Ofertă nu constituie o ofertă de vânzare ori o solicitare a unei oferte de a cumpăra valori mobiliare în nicio jurisdicție în care o astfel de ofertă sau solicitare de ofertă ar fi ilegală. Acțiunile Oferite nu au fost și nu vor fi înregistrate potrivit Legii Valorilor Mobiliare sau la o altă autoritate de reglementare în domeniul valorilor mobiliare din orice stat sau jurisdicție din Statele Unite și nu pot fi oferite sau vândute în Statele Unite, decât către persoane care sunt considerate în mod rezonabil a fi QIB conform definiției din Regula 144A din Legea Valorilor Mobiliare, sau în afara Statelor Unite, cu excepția ofertei sau vânzării în cadrul unor tranzacții de tip „offshore” în baza Regulamentului S din Legea Valorilor Mobiliare („Regulamentul S”). Potențialii cumpărători sunt informați prin prezentul că vânzătorii Acțiunilor Oferite se pot prevala de derogarea de la aplicarea dispozițiilor Secțiunii 5 a Legii privind Valorile Mobiliare prevăzută de Regula 144A. Societatea și, după caz, Acționarul Vânzător (exclusiv în legătură cu informațiile referitoare la acesta) își asumă responsabilitatea pentru informațiile pe care prezentul Prospect le cuprinde. Potrivit cunoștințelor Societății și (exclusiv pentru informațiile referitoare la acesta) ale Acționarului Vânzător, prezentul Prospect conține toate informațiile cu privire la Grup și Acțiunile Oferite care sunt semnificative în contextul Ofertei și informațiile conținute în prezentul Prospect sunt în conformitate cu realitatea și nu omit nimic care poate afecta sensul acestor informații. Opiniile, ipotezele, intențiile, estimările și previziunile exprimate în prezentul Prospect cu privire la Societate sunt deținute în mod onest de către Societate, au fost obținute după examinarea tuturor circumstanțelor relevante și se bazează pe ipoteze rezonabile. Unele informații din prezentul Prospect au fost extrase din surse publice, inclusiv publicații independente din domeniu, cercetări și estimări interne, precum și din alte informații publice și Grupul nu a verificat în mod independent corectitudinea acestor informații și date și nu acceptă nicio responsabilitate cu privire la acestea.

Managerii și afiliații acestora nu își asumă nicio responsabilitate de niciun fel pentru conținutul prezentului Prospect, inclusiv pentru acuratețea, integralitatea și verificarea acestuia sau pentru orice altă declarație dată sau presupusă a fi dată de către aceștia sau în numele lor în legătură cu Societatea, Acționarul Vânzător, Acțiunile Oferite sau Oferta. Prin urmare, Managerii și afiliații acestora resping, în măsura maximum permisă de legea aplicabilă, orice răspundere delictuală sau contractuală sau pe care ar putea să o aibă altfel în legătură cu prezentul Prospect sau cu orice asemenea declarație.

Nicio persoană nu este autorizată să ofere nicio informație sau să facă orice declarație cu privire la Grup, la Ofertă sau la vânzarea Acțiunilor Oferite, cu excepția celor din prezentul Prospect, și, dacă o astfel de informație a fost dată sau o astfel de declarație a fost făcută, acestea nu trebuie să fie considerate ca fiind autorizate de către Societate, de Acționarul Vânzător sau de Manageri sau de afiliații Managerilor. În cazul în care orice persoană pune la dispoziția oricărui investitor informații diferite sau neconcordante, respectivul investitor nu trebuie să se bazeze pe astfel de informații.

Societatea și Acționarul Vânzător pun la dispoziție prezentul Prospect pentru a permite unui potențial investitor să analizeze subscrierea și cumpărarea Acțiunilor Oferite. Scopul prezentului Prospect nu este acela de a constitui baza vreunei evaluări de credit sau de altă natură și nu ar trebui să fie considerat o recomandare din partea Societății, a Acționarului Vânzător sau a Managerilor potrivit căreia orice destinatar al acestui Prospect ar trebui să subscrie sau să achiziționeze Acțiunile Oferite. Nicio declarație sau garanție, explicită sau implicită, nu este făcută sau acordată de către Manageri sau de afiliații sau de consultanții Managerilor cu privire la exactitatea, caracterul complet sau verificarea oricăror informații cuprinse în prezentul Prospect sau la situația corporativă, financiară sau comercială a Grupului și nimic din prezentul Prospect nu este sau nu va fi invocat drept o promisiune sau declarație din partea Managerilor cu privire la trecut sau la viitor. Este interzisă orice reproducere sau distribuire a acestui Prospect, în întregime sau parțială, precum și orice divulgare a conținutului acestuia, cu excepția cazului și în măsura în care conținutul acestuia este disponibil publicului în alt mod, și orice utilizare a oricăror informații din prezentul document în orice alt scop decât pentru analizarea unei investiții în Acțiunile Oferite. Prin primirea acestui Prospect, fiecare potențial investitor își exprimă acordul cu privire la cele de mai sus.

Fiecare potențial cumpărător al Acțiunilor Oferite trebuie să stabilească pentru sine însuși relevanța informațiilor cuprinse în prezentul Prospect și subscrierea sau cumpărarea Acțiunilor Oferite trebuie să se bazeze pe investigațiile pe care acesta le consideră necesare, inclusiv propria sa examinare, analiză și cercetare și termenii Ofertei, temeiul juridic și consecințele Ofertei și posibilele consecințe fiscale care ar putea fi aplicabile, precum și evaluarea riscurilor implicate și apreciere de către acesta a oportunității oricărei asemenea investiții, în special în raport cu propriile obiective de investiții și cu propria experiență și cu orice alți factori care pot fi relevanți pentru respectivul investitor în legătură cu cumpărarea Acțiunilor Oferite.



Fără a aduce atingere vreunei obligații a Societății (în legătură cu care Managerii și afiliații acestora nu își asumă nicio responsabilitate de niciun fel) de a publica un supliment la prospect în temeiul Legii 24/2017, al Regulamentului ASF nr. 5/2018 și al Regulamentului privind Prospectul, nici transmiterea prezentului Prospect, nici orice achiziție efectuată în legătură cu acesta nu va crea, în nicio situație, vreo implicație care să conducă la ideea că nu a existat nicio modificare a activității Societății sau a Grupului privit ca ansamblu de la data prezentului Prospect sau că informațiile din prezentul Prospect sunt corecte în orice moment ulterior datei prezentului Prospect.

Investitorii potențiali nu ar trebui să considere nicio informație din prezentul Prospect ca reprezentând consultanță de investiții, juridică sau fiscală. Este recomandabil ca fiecare potențial investitor să se consulte cu propriii consultanți juridici, financiari, contabili și cu alți consultanți pentru a obține consultanță juridică, fiscală, în afaceri, financiară și conexasă în ceea ce privește subscrierea sau achiziția Acțiunilor Oferite. Nici Societatea și nici Acționarul Vanzător sau Managerii sau afiliații acestora nu formulează nicio declarație față de vreun destinatar al ofertei sau cumpărător al Acțiunilor Oferite în ceea ce privește legalitatea unei investiții în Acțiunile Oferite din partea respectivului destinatar al ofertei sau cumpărător în baza legislației relevante care reglementează investițiile sau a unei legislații similare. Orice persoană care decide să cumpere Acțiunile Oferite are obligația să cunoască și să respecte restricțiile și limitările Ofertei prevăzute în prezentul. Prin achiziționarea Acțiunilor Oferite, investitorii își asumă orice răspundere care ar putea fi atrasă în situația în care o asemenea achiziție este considerată ilegală în țara lor de reședință.

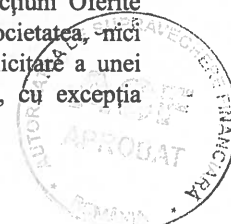
Societatea nu și-a dat și nu își dă consimțământul pentru ca Prospectul să fie folosit la revânzarea ulterioară sau plasamentul final al Acțiunilor de către intermediari financiari sau de către orice alt terț.

Managerii acționează exclusiv în interesul Societății și al Acționarului Vanzător și nu în interesul vreunei alte persoane în legătură cu Oferta. Aceștia nu vor considera nicio altă persoană (indiferent dacă aceasta este sau nu un destinatar al prezentului document) ca fiind clienții lor în legătură cu Oferta și nu vor fi răspunzători față de nicio altă persoană decât Societatea și Acționarul Vanzător pentru asigurarea protecției acordată clienților lor și nici pentru a oferi consultanță în legătură cu Oferta sau cu orice tranzacție sau aranjament la care se face referire în prezentul.

Societatea, Acționarul Vanzător și Managerii nu vor avea nicio răspundere pentru neefectuarea vânzărilor Acțiunilor Oferite în conformitate cu prezentul Prospect în caz de forță majoră (inclusiv, dar fără a se limita la, dezastre naturale, războaie, revolte, incendii, greve sau alte evenimente care pot restrânge funcționarea instituțiilor pieței de capital).

Informațiile de pe pagina de internet a Grupului (<https://www.hidroelectrica.ro/> și <http://hidroserv.ro/>), de pe orice altă pagină de internet menționată în prezentul Prospect sau de pe orice pagină de internet care are legătură directă sau indirectă cu paginile de internet ale Grupului nu sunt incluse prin trimitere în prezentul Prospect și orice decizie de subscriere sau cumpărare a Acțiunilor nu trebuie luată pe baza acestor informații. Informațiile de pe respectivele pagini de internet nu au fost examinate sau aprobate de Societate, de Acționarul Vanzător, de Manageri sau de ASF.

Prezentul Prospect și afișarea acestuia pe internet nu constituie o ofertă de vânzare sau o solicitare de către sau în numele Societății, al Acționarului Vanzător sau al Managerilor către orice persoană de a subscrie sau de a cumpăra oricare dintre Acțiunile Oferite în orice jurisdicție în care este ilegal ca respectiva persoană să efectueze o asemenea ofertă sau solicitare. Distribuirea prezentului Prospect și a Ofertei poate fi restricționată prin lege (inclusiv prin impunerea obligativității sau necesității obținerii unei autorizații, aprobări sau notificării) în anumite jurisdicții. Societatea, Acționarul Vanzător, Managerii sau afiliații acestora nu au luat și nu vor lua niciun fel de măsuri care ar permite, altfel decât în România și în cadrul Ofertei, o ofertă a Acțiunilor Oferite sau posesia, emiterea sau distribuirea prezentului Prospect sau a oricărui alte materiale de ofertă sau formular de cerere în legătură cu Acțiunile în nicio jurisdicție în care ar fi obligatorie luarea de măsuri în acest sens. În mod corespunzător, nici Prezentul Prospect, nici orice publicitate sau alt material în legătură cu Oferta nu poate fi distribuit sau publicat sau utilizat pentru sau în legătură cu nicio ofertă către nicio persoană sau solicitare din partea niciunei persoane din nicio jurisdicție, decât în circumstanțe care vor duce la respectarea legilor și reglementărilor aplicabile. Persoanele în posesia cărora ajunge prezentul Prospect trebuie să se informeze cu privire la orice asemenea restricții și să le respecte. Orice nerespectare a acestor restricții poate constitui o încălcare a legislației privind valorile mobiliare a oricărei astfel de jurisdicții. Informații suplimentare privind restricțiile care se aplică ofertelor și vânzărilor de Acțiuni Oferite sunt prevăzute în cele ce urmează și în capitolul „Restricții de vânzare și transfer”. Nici Societatea, nici Acționarul Vanzător și nici Managerii nu fac o ofertă de vânzare a Acțiunilor Oferite sau o solicitare a unei oferte de a cumpăra oricare dintre Acțiunile Oferite către nicio persoană din nicio jurisdicție, cu excepția cazului în care asemenea ofertă sau solicitare este permisă.



În legătură cu Oferta, Agentul de Stabilizare (acționând în mod direct sau prin Banca Comercială Română S.A.) pe seama Managerului de Stabilizare poate (dar nu va avea nicio obligație în acest sens), în măsura permisă de legea aplicabilă, să supra-aloce Acțiuni Oferite sau să efectueze alte tranzacții de stabilizare cu scopul de a menține prețul de piață a Acțiunilor Oferite la un nivel mai ridicat decât cel care ar putea să prevaleze în condițiile pieței libere. Managerul de Stabilizare nu este obligat să încheie astfel de tranzacții și asemenea tranzacții pot avea loc pe Bursa de Valori București și pot fi realizate la orice moment după începerea tranzacționării Acțiunilor Oferite pe Piața Reglementată la Vedere a Bursei de Valori București și nu mai târziu de 30 de zile calendaristice după acest moment. Cu toate acestea, nu va exista nicio obligație în sarcina Managerului de Stabilizare și a agenților acestuia să efectueze tranzacțiile de stabilizare și nu se dă nicio asigurare că asemenea tranzacții de stabilizare vor avea loc. În niciun caz nu se vor lua măsuri de stabilizare a prețului de piață a Acțiunilor Oferite la un preț mai mare decât Prețul Final de Ofertă. Aceste tranzacții de stabilizare, dacă sunt efectuate, pot fi sistate în orice moment, fără o notificare prealabilă. Cu excepția cerințelor impuse de legi și regulamente, nici Managerul de Stabilizare și nici agenții acestuia nu intenționează să dezvăluie măsura în care orice supra-alocare și/sau tranzacție de stabilizare va fi întreprinsă în cadrul Ofertei.

În legătură cu Oferta, Agentul de Stabilizare poate, pentru scopuri de stabilizare, să supra-aloce Acțiuni, până la maxim 15% din numărul total de Acțiuni Oferite în cadrul Ofertei. Pentru a permite Agentului de Stabilizare să acopere pozițiile scurte ce rezultă din asemenea supra-alocări și/sau vânzări de Acțiuni Oferite ce sunt întreprinse de acesta în cadrul perioadei de stabilizare, este de așteptat că Acționarul Vanzător va oferi Managerilor Opțiunea de Supra-alocare, prin intermediul căreia Managerii au opțiunea de a găsi cumpărători pentru Acțiunile Supra-locate la Prețul Final de Ofertă. Opțiunea de Supra-alocare va putea fi exercitată, în întregime sau în parte, prin transmiterea unei notificări de către Agentul de Stabilizare, în orice moment la sau înaintea celei de-a 30-a zi calendaristică după începerea tranzacționării Acțiunilor Oferite pe Piața Reglementată la Vedere a Bursei de Valori București. Orice Acțiuni Supra-locate puse la dispoziție ca urmare a exercitării Opțiunii de Supra-alocare vor avea un rang *pari passu* cu Acțiunile Oferite, cu privire la toate aspectele, inclusiv în ce privește toate dividendele și toate celelalte distribuții declarate, făcute sau plătite cu privire la Acțiunile Oferite, vor fi cumpărate în aceiași termeni și condiții precum Acțiunile Oferite și vor face parte din aceeași clasă cu Acțiunile Oferite din toate punctele de vedere.

Prezentul Prospect va fi disponibil în format electronic pe pagina de internet a Bursei de Valori București la adresa www.bvb.ro, pe pagina de internet a Societății la adresa www.hidroelectrica.ro și pe pagina de internet a Acționarului Vanzător la adresa www.fondulproprietatea.ro, pe pagina de internet a BT Capital Partners S.A. la www.btcapitalpartners.ro, pe pagina de internet a Băncii Comerciale Române S.A. la www.bcr.ro și pe pagina de internet a SWISS CAPITAL S.A. la www.swisscapital.ro. Exemplare tipărite ale acestuia vor fi oferite gratuit la cerere în timpul programului normal de lucru la sediul Societății. Se preconizează că informații privitoare la preț, precum și orice alte informații relevante vor fi de asemenea publicate pe aceste pagini de internet. Informațiile cuprinse în prezentul Prospect sunt corecte numai la data menționată pe coperta a acestui Prospect. Este posibil ca situația comercială și financiară a Societății și a Grupului să se fi modificat de la data respectivă.

Prezentul Prospect nu conține nicio informație inclusă în acesta prin trimitere la informații cuprinse în alte documente sau surse disponibile publice, indiferent de forma în care au fost puse la dispoziție sau consemnate.

INFORMARE ADRESATĂ INVESTITORILOR DIN STATELE UNITE

Nici Acțiunile Oferite, nici alte valori mobiliare ale Societății descrise în prezentul Prospect nu au fost și nu vor fi înregistrate potrivit Legii privind Valorile Mobiliare sau la vreo autoritate de reglementare în domeniul valorilor mobiliare din orice stat sau altă jurisdicție din Statele Unite și, cu anumite excepții, nu pot fi oferite sau vândute în Statele Unite, decât ca urmare a unei derogări acordate de la cerințele de înregistrare din Legea privind Valorile Mobiliare sau printr-o tranzacție care nu face obiectul acestor cerințe. În legătură cu Oferta, informațiile referitoare la Ofertă vor fi furnizate exclusiv către: (i) anumiți investitori care cumpără Acțiunile Oferite în cadrul unor tranzacții de tip offshore (astfel cum sunt acestea definite în Regulamentul S) și către (ii) QIB, astfel cum sunt aceștia definiți în temeiul și în conformitate cu Regula 144A. În plus, până la expirarea a 40 de zile de la începerea Ofertei, orice ofertă sau vânzare a Acțiunilor Oferite în Statele Unite de către orice intermediar (indiferent dacă acesta participă la Ofertă sau nu) poate încălca cerințele de înregistrare din Legea privind Valorile Mobiliare, dacă respectiva ofertă sau vânzare este efectuată altfel decât în conformitate cu Regula 144A.



NICI COMISIA PENTRU VALORI MOBILIARE ȘI BURSĂ A STATELOR UNITE (ÎN LIMBA ENGLEZĂ: *SECURITIES AND EXCHANGE COMMISSION*, „SEC”) ȘI NICIO ALTĂ COMISIE STATALĂ PENTRU VALORI MOBILIARE SAU ORICE ALTĂ AUTORITATE DIN DOMENIUL VALORILOR MOBILIARE DIN AFARA SUA, CU EXCEPȚIA ASF, NU A APROBAT SAU RESPINS ACȚIUNILE ȘI NU A STABILIT CĂ ACEST PROSPECT ESTE CORECT SAU COMPLET. ORICE DECLARAȚIE CARE CONTRAVINE ENUNȚULUI ANTERIOR CONSTITUIE INFRAȚIUNE.

Societatea a convenit ca, atât timp cât oricare dintre Acțiunile Oferite reprezintă „valoare mobilă restricționată” în sensul Regulii 144(a)(3) din Legea privind Valorile Mobiliare, pe parcursul oricărei perioade în care Societatea nu este sub imperiul sau în conformitate cu prevederile din secțiunea 13 sau 15(d) din Legea Statelor Unite privind Bursele de Valori din 1934 (în limba engleză: „*United States Securities Exchange Act of 1934*”), cu modificările ulterioare („*Legea Burselor de Valori*”) și nici nu este exceptată de la obligațiile de raportare conform Regulii 12g3-2(b) din Legea Burselor de Valori, să pună la dispoziția oricărui titular sau beneficiar real al Acțiunilor sau a oricărui potențial cumpărător desemnat de un asemenea titular sau beneficiar real informațiile prevăzute în Regula 144A(d)(4) din Legea privind Valorile Mobiliare.

INFORMARE ADRESATĂ INVESTITORILOR DIN SEE

Nu se efectuează nicio ofertă către public în legătură cu Acțiunile Oferite în niciun stat membru al Uniunii Europene („**Stat Membru**”), cu excepția României. Cu toate acestea, este posibil ca Managerii să decidă să promoveze Oferta în alt Stat Membru în baza anumitor derogări de la obligația de a elabora un prospect în conformitate cu Regulamentul privind Prospectul, cu condiția ca orice astfel de ofertă de Acțiuni Oferite să nu aibă drept consecință o obligație a Societății, a Acționarului Vanzător sau a Managerilor de a publica Prospectul în conformitate cu Articolul 3 din Regulamentul privind Prospectul.

În legătură cu fiecare stat membru al Spațiului Economic European (cu excepția României) (fiecăre fiind denumit un „**Stat Relevant**”), nu va fi făcută către public nicio ofertă de Acțiuni Oferite în respectivul Stat Relevant, decât:

- către o persoană juridică care este un „investitor calificat” conform definiției din Regulamentul privind Prospectul;
- către un număr mai mic de 150 de persoane fizice sau juridice, altele decât investitorii calificați, așa cum sunt definiți aceștia în Articolul 2 litera (e) din Regulamentul privind Prospectul, cu condiția obținerii acordului prealabil al Coordonatorilor Globali Comuni pentru orice asemenea ofertă; sau
- în orice alte circumstanțe care intră sub incidența Articolului 1 alineatul (4) din Regulamentul privind Prospectul,

cu condiția ca nicio astfel de ofertă de Acțiuni Oferite să nu impună publicarea de către Societate, Acționarul Vanzător sau Manageri sau afiliații acestora a unui prospect în conformitate cu Articolul 3 din Regulamentul privind Prospectul sau a unui supliment la prospect în conformitate cu Articolul 23 din Regulamentul privind Prospectul, pe teritoriul Statului Relevant și se va considera că fiecare persoană care cumpără inițial Acțiunile Oferite sau căreia i se efectuează o ofertă a declarat, garantat și convenit cu și față de Manageri și afiliații acestora, Acționarul Vanzător și Societate că este un „investitor calificat” în înțelesul Regulamentului privind Prospectul.

În înțelesul prezentului Prospect, expresia „o ofertă de Acțiuni Oferite către public” în legătură cu oricare dintre Acțiunile Oferite în orice Stat Relevant înseamnă o comunicare către persoane, în orice formă și prin orice mijloace, prezentând informații suficiente cu privire la condițiile Ofertei și la Acțiunile Oferite care urmează a fi oferite, astfel încât să permită unui investitor să decidă să cumpere sau să subscrie Acțiunile Oferite.

Se va considera că fiecare cumpărător al Acțiunilor Oferite în cadrul Ofertei care se află într-un Stat Relevant al SEE (altul decât România) a declarat, confirmat și agreat că este un investitor calificat. Societatea, Acționarul Vanzător, Managerii și afiliații acestora și alții se vor baza pe realitatea și acuratețea declarației, confirmării și acordului de mai sus.

Societatea, Acționarul Vanzător, Managerii și afiliații fiecăruia dintre aceștia și alții se vor baza pe realitatea și acuratețea declarației, confirmării și acordului de mai sus.



INFORMARE ADRESATĂ INVESTITORILOR DIN REGATUL UNIT

Prezentul Prospect și orice alt material în legătură cu Acțiunile Oferite descrise în acest Prospect sunt distribuite în Regatul Unit către și se adresează exclusiv persoanelor care sunt investitori calificați („investitori calificați”) în sensul Articolului 2 litera (e) din Regulamentul privind Prospectul (conform definiției de mai jos) și care, totodată: (i) au experiență profesională în domeniul investițiilor care se încadrează în prevederile articolului 19 alineatul (5) din Legea privind serviciile și piețele financiare din 2000 (Promovarea Financiară), Ordinul 2005 (în limba engleză: „*Financial Services and Markets Act 2000 (Financial Promotion) Order 2005*”), cu modificările ulterioare („**Ordinul**”) sau (ii) sunt persoane care se încadrează în prevederile articolului 49 alineatul (2) literele (a)-(d) din Ordin sau (iii) sunt persoane cărora este legal în orice alt mod să li se comunice (toate aceste persoane fiind denumite împreună „**persoanele relevante**”). Acțiunile Oferite sunt disponibile în Regatul Unit numai pentru persoanele relevante, iar orice invitație, ofertă sau acord de cumpărare sau de dobândire în alt mod a Acțiunilor Oferite va fi transmisă, respectiv încheiat numai cu persoanele relevante. Prezentul Prospect și conținutul acestuia sunt confidențiale și nu trebuie distribuite, publicate sau reproduse (nici integral, nici parțial) sau divulgate de către destinatari către nicio altă persoană din Regatul Unit. Orice persoană din Regatul Unit care nu este o persoană relevantă nu trebuie să acționeze în baza prezentului Prospect sau a oricărei părți din conținutul acestuia sau să invoce prezentul Prospect sau oricare parte din conținutul acestuia.

INFORMARE CĂTRE DISTRIBUITORI

Exclusiv în sensul cerințelor privind guvernanța produsului prevăzute în: (a) Directiva 2014/65/UE privind piețele instrumentelor financiare, cu modificările ulterioare („**MiFID II**”); (b) Articolele 9 și 10 din Directiva delegată (UE) 2017/593 a Comisiei de completare a MiFID II; și (c) măsurile de punere în aplicare la nivel național (denumite împreună „**Cerințele MiFID II privind Guvernanța Produsului**”), și declinand toate și orice răspundere delictuală, contractuală sau de altă natură pe care orice „firmă producătoare” (în înțelesul Cerințelor MiFID II privind Guvernanța Produsului) le poate avea în legătură cu acestea, Acțiunile Oferite au făcut obiectul unui proces de aprobare a produsului, prin care s-a stabilit că Acțiunile Oferite sunt: (i) compatibile cu o piață-țintă finală de investitori retail și investitori care îndeplinesc criteriile de clienți profesionali și contrapărți eligibile, fiecare dintre acești termeni având definiția prevăzută în MiFID II; și (ii) eligibile pentru distribuție prin toate canalele de distribuție permise de MiFID II („**Evaluarea Pieței-Țintă**”). Fără a aduce atingere Evaluării Pieței-Țintă, distribuitorii trebuie să rețină că: prețul Acțiunilor Oferite poate scădea și investitorii ar putea pierde investiția integral sau parțial; Acțiunile Oferite nu oferă niciun venit garantat și nicio protecție a capitalului; și o investiție în Acțiuni Oferite este compatibilă numai cu investitorii care nu necesită un venit garantat sau protecția capitalului, care (fie individual, fie împreună cu un consultant financiar competent sau alt consultant) sunt capabili să evalueze avantajele și riscurile unei astfel de investiții și care dispun de suficiente resurse pentru a putea suporta orice pierdere rezultată în urma acesteia. Evaluarea Pieței-Țintă nu aduce atingere cerințelor oricăror restricții de vânzare contractuale, legale sau de reglementare în legătură cu Oferta. Totodată, trebuie reținut faptul că, indiferent de Evaluarea Pieței-Țintă, Managerii vor procura exclusiv investitorii care îndeplinesc criteriile de clienți profesionali și de retail și contrapărți eligibile.

Pentru evitarea oricărui dubiu, Evaluarea Pieței-Țintă nu constituie: (a) o evaluare a caracterului corespunzător sau adecvat în înțelesul MiFID II; sau (b) o recomandare către orice investitor sau grup de investitori de a investi sau cumpăra sau de a acționa în orice alt fel în legătură cu Acțiunile Oferite.

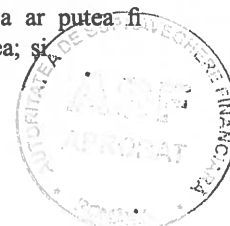
Fiecare distribuitor este responsabil, în cadrul Evaluării Pieței-Țintă, pentru realizarea evaluării pieței-țintă în legătură cu investitorii săi și stabilirii canalelor de distribuție corespunzătoare și categoriile de clienți cărora le vor fi distribuite Acțiunile Oferite.

NOTĂ DE AVERTIZARE REFERITOARE LA DECLARAȚIILE ANTICIPATIVE

Anumite declarații din acest Prospect nu constituie fapte istorice și reprezintă declarații „anticipative” în sensul legislației privind valorile mobiliare din anumite jurisdicții, inclusiv Secțiunea 27A din Legea privind Valorile Mobiliare și Secțiunea 21E din Legea privind Bursele de Valori. În unele cazuri, aceste declarații anticipative pot fi identificate prin folosirea terminologiei specifice prognozelor, inclusiv declarații care includ sau sunt precedate sau urmate de termenii „poate”, „va”, „ar urma”, „ar trebui”, „se așteaptă”, „intenționează”, „estimează”, „prevede”, „anticipează”, „are în proiect”, „crede”, „încearcă”, „plănuiește”, „previzionează”, „continuă”, „se angajează”, „consideră”, „vizează”, „are drept scop”, „ar putea”, „se obligă” „este așteptată” și expresii similare sau formele negative ale acestora sau alte variații

sau altă terminologie similară ori prin faptul că se referă la discutarea strategiilor, planurilor, obiectivelor, scopurilor, evenimentelor viitoare sau intențiilor. Aceste declarații anticipative apar în mai multe locuri în acest Prospect. Declarațiile anticipative includ enunțuri privind intențiile, convingerile sau așteptările actuale privitoare, printre altele, la rezultatele operațiunilor, perspectivele, creșterea, strategiile și sectorul în care Societatea își desfășoară activitatea. Astfel de declarații anticipative implică riscuri cunoscute și necunoscute, previzibile și imprevizibile, incertitudini și alți factori importanți care sunt independenți de voința Societății sau a Grupului și care ar putea face ca rezultatele, performanțele sau realizările sale efective să difere semnificativ de rezultatele, performanțele sau realizările viitoare exprimate sau presupuse în astfel de declarații anticipative, care este posibil să nu se materializeze ulterior. În plus, prezentul Prospect include informații anticipative care au fost extrase din surse terțe. Declarațiile anticipative se bazează pe numeroase prezumții privitoare la strategiile comerciale prezente și viitoare ale Grupului și pe mediul în care acesta își va desfășura activitatea pe viitor. Aceste prezumții reflectă raționamentul Societății bazat pe condițiile de piață cunoscute în prezent și pe alți factori, unii dintre aceștia fiind prezentați mai jos. Cu toate acestea, presupunerile privind evenimente viitoare se pot dovedi inexacte. Societatea avertizează toți cititorii că declarațiile anticipative cuprinse în prezentul Prospect nu reprezintă garanții ale performanței viitoare și nu poate fi oferită nicio garanție niciunui cititor că aceste declarații se vor materializa sau că evenimentele și circumstanțele anticipate se vor produce. Prin chiar natura lor, declarațiile anticipative implică riscuri și incertitudini inerente, atât generale, cât și specifice, multe dintre acestea fiind independente de voința Grupului și există riscul ca predicțiile, previziunile, proiecțiile și alte declarații anticipative să nu se materializeze. Printre factorii importanți care pot face ca rezultatele, performanțele sau realizările efective ale Societății să difere semnificativ de cele exprimate de aceste declarații anticipative se numără factorii descriși în secțiunile „Factori de risc”, „Prezentarea și analiza conducerii asupra situației financiare și rezultatelor operațiunilor”, „Activitatea Societății”, precum și în alte secțiuni ale prezentului Prospect. Investitorii trebuie să aibă cunoștință de faptul că mai mulți factori importanți ar putea face ca rezultatele efective să fie diferite în mod semnificativ de planurile, obiectivele, așteptările, estimările și intențiile exprimate în aceste declarații anticipative. Printre acești factori se numără inclusiv, dar fără a se limita la:

- Modificarea reglementărilor sau politicilor guvernamentale, în special ca urmare a unui nivel crescut de intervenție a Guvernului pe piața energiei electrice, ar putea să aibă efecte semnificative și negative asupra activității Grupului; și
- Este posibil ca Grupul să nu poată să își pună în aplicare cu succes planul de dezvoltare: Este posibil ca Grupul să nu poată să își pună în aplicare planul de dezvoltare în legătură cu proiectele sale hidroenergetice care se află în prezent în diverse etape de execuție, fiind expuse unor riscuri juridice, de dezvoltare și de execuție; Este posibil ca Grupul să nu poată să își pună în aplicare planul de dezvoltare în legătură cu dezvoltarea sau achiziționarea de noi proiecte de energie verde sau alte ținte M&A. Dacă sunt realizate, este posibil ca aceste proiecte să nu obțină rezultatele așteptate și să expună Grupul la riscuri specifice achizițiilor și dezvoltării și exploatării proiectelor de producție a energiei regenerabile, precum și la creșterea costurilor de exploatare. Retehnologizarea și modernizarea instalațiilor hidroenergetice ale Grupului sunt expuse unor riscuri de dezvoltare și juridice; și
- Producția de energie electrică de către Grup și cererea pentru energia electrică produsă de Grup sunt supuse condițiilor climatice care ar putea să fie independente de voința Grupului. Totodată, schimbările climatice și episoadele de evenimente meteorologice severe ar putea avea un efect negativ asupra echipamentelor de producție ale Grupului (puse în funcțiune și planificate a fi puse în funcțiune); și
- Rezultatele operațiunilor Grupului pot fi afectate de fluctuațiile prețurilor energiei electrice; și
- Grupul ar putea fi expus în viitor la plata către ANAR a unei taxe mai mari pe apa uzinată; și
- Transelectrica poate solicita Societății să furnizeze energie electrică în vederea echilibrării în afara procesului de licitație și în exces față de disponibilitatea de echilibrare a Societății, ceea ce poate conduce la neîndeplinirea de către Societate a altor obligații legale sau contractuale ce îi revin; și
- Este posibil ca strategiile de acoperire a riscului ale Societății să nu fie eficiente în atenuarea fluctuațiilor de preț și a pierderilor potențiale; și
- Societatea ar putea fi supusă intensificării concurenței pe piața de furnizare; și
- Statul Român va păstra controlul asupra Grupului ulterior Ofertei, iar interesele acestuia ar putea fi diferite de interesele celorlalți acționari ai Societății sau ar putea intra în conflict cu acestea; și



- Exploatarea instalațiilor Grupului ar putea duce la defectarea echipamentelor esențiale, întreruperi neplanificate în furnizarea de energie electrică, reducerea producției și costuri și investiții neprevăzute și, în unele cazuri, daune asupra mediului și bunurilor și acțiuni în justiție; și
- Un cutremur major ar putea avea efecte negative semnificative asupra activității, situației financiare și rezultatelor operaționale ale Societății;
- Grupul depinde de infrastructura TO și TI, care s-ar putea defecta sau ar putea fi afectată de atacuri cibernetice; și
- Este posibil ca Grupul să nu poată angaja sau să rețină suficient personal calificat, inclusiv membrii echipei de conducere superioară; și
- Grupul s-ar putea confrunta cu greve sau alte forme de întrerupere a activității în cadrul facilităților sale; și
- Grupul nu a contractat polițe de asigurare pentru multe dintre activele sale, iar polițele de asigurare existente nu oferă acoperire suficientă pentru toate prejudiciile importante pe care le-ar putea suferi; și
- Grupul depinde de serviciile prestate de OTS și de OPCOM; și
- Grupul este supus modificărilor în cererea de servicii de rezervă de putere și de alte servicii de sistem furnizate de acesta; și
- Societatea este expusă la modificări frecvente ale legislației fiscale care i se aplică și la inspecții frecvente din partea autorităților fiscale; și
- Grupul face obiectul unor reglementări tot mai stricte și complexe în domeniul protecției mediului și gospodăririi apelor și poate fi expus la obligații semnificative în cazul oricărei nerespectări a respectivelor reglementări; și
- Este posibil ca Societatea să nu poată respecta obligațiile legale de gospodărire a apelor introduse recent; și
- Cadrul de reglementare a MACEE ar putea avea un impact semnificativ și negativ asupra activităților și operațiunilor Grupului; și
- Dreptul de proprietate al Societății asupra anumitor bunuri imobiliare ar putea fi considerat incert; și
- Procesul de selecție a Directoratului a fost atacat în justiție și, în consecință, ar putea fi atacate și unele acțiuni ale membrilor Directoratului Societății; și
- Societatea a înregistrat întârzieri în emiterea facturilor către clienții din portofoliul de furnizare și e posibil să continue să înregistreze întârzieri în emiterea acestor facturi și, în consecință, s-ar putea confrunta cu întârzieri în încasarea veniturilor aferente și există riscul să fie supusă unor sancțiuni din partea autorităților de reglementare; și
- Societatea și-a desfășurat activitatea în baza unui contract de concesiune care e posibil să nu fi fost în vigoare timp de 11 ani; și
- Tranziția Grupului către noile sisteme IT integrate poate întâmpina dificultăți și întârzieri; și
- Este posibil ca Grupul să nu poată să detecteze sau să prevină conduita etică necorespunzătoare sau încălcările legislației aplicabile în materie de anticorupție și de sancțiuni comise de angajații săi, de partenerii săi contractuali sau de alți terți; și
- Societatea este ținută de angajamente propuse ca urmare a unei investigații efectuate de Consiliul Concurenței din România; și
- Cadrul legal din România este în continuă dezvoltare, ceea ce ar putea crea un mediu nesigur pentru activitatea economică și pentru investiții; și
- Grupul face obiectul unor diferite proceduri judiciare și nu poate exista nicio garanție că provizioanele constituite de Grup în legătură cu aceste proceduri vor fi adecvate pentru a acoperi posibilele pierderi; și
- Nerespectarea legislației privind sănătatea și securitatea în muncă ar putea să afecteze negativ Grupul; și



- Grupul ar putea fi expus la scurgeri de date cu caracter personal și la încălcări ale securității datelor cu caracter personal; și
- CCEE încheiate de Societate ar putea să o expună pe aceasta la anumite riscuri comerciale, precum fluctuația prețului, riscul de neîndeplinire a obligațiilor și riscul de credit; și
- Ostilitățile cu țările vecine și tulburările sociale din Ucraina sau din alte state din Europa de Est pot avea efecte negative asupra economiei României; și
- Grupul este dependent de evoluțiile economice, demografice și de piață din România; și
- Țările din Europa de Est sunt supuse unor riscuri mai mari decât piețele mai dezvoltate, cu posibile efecte negative provocate de evoluțiile juridice, economice, fiscale și politice; și
- În prezent, nu există o piață de tranzacționare pentru Acțiuni și este posibil să nu se dezvolte sau să nu fie sustenabilă o piață de tranzacționare activă pentru Acțiuni; și
- Volatilitatea prețului și lichiditatea Acțiunilor pot afecta performanța investițiilor în Grup; și
- Vânzările viitoare sau posibilitatea reală sau percepută a vânzărilor unui număr semnificativ de Acțiuni pe piețele publice ar putea afecta prețul predominant de tranzacționare al Acțiunilor; și
- Este posibil ca Societatea să întâmpine dificultăți în respectarea cerințelor de informare permanentă care le revin societăților listate sau ar putea să suporte costuri suplimentare; și
- AGA Societății ar putea decide să nu distribuie dividende în viitor; și
- Majorările de capital social ca urmare a aporturilor de terenuri deținute de Statul Român pot avea drept consecință diluarea participațiilor; și
- Deținătorii de Acțiuni pot fi afectați de riscul cursului de schimb valutar; și
- Drepturile acționarilor din Statele Unite și din alte jurisdicții ar putea fi limitate.

Lista factorilor importanți de mai sus și a altor factori enumerați în secțiunea „*Factori de risc*” nu este exhaustivă. Alte secțiuni din acest Prospect descriu factori suplimentari care ar putea afecta rezultatele operațiunilor, situația financiară, lichiditatea Grupului și dezvoltarea industriei în care acesta își desfășoară activitatea. Pot apărea periodic noi riscuri care afectează operațiunile și activitatea Grupului și nu este posibil să se prevadă toate aceste riscuri și nici să se evalueze impactul tuturor acestor riscuri asupra activității Grupului sau măsura în care orice astfel de riscuri sau combinație de astfel de riscuri și alți factori poate face ca rezultatele efective să difere semnificativ de cele cuprinse în orice declarație anticipativă. Când analizează declarațiile anticipative, investitorii trebuie să ia în considerare cu atenție factorii de mai sus și alte incertitudini și evenimente, în special având în vedere mediul politic, economic, social și juridic în care își desfășoară activitatea Grupul. Date fiind aceste riscuri și incertitudini, investitorii nu trebuie să se bazeze pe declarațiile anticipative ca fiind o previziune a rezultatelor efective.

Declarațiile anticipative conținute în acest Prospect sunt valabile doar la data acestui Prospect. Societatea și Acționarul Vanzător își declină în mod explicit orice obligație sau angajament de a difuza orice actualizări sau revizuri aduse oricărei asemenea declarații anticipative incluse în acest Prospect pentru a reflecta orice schimbare în așteptările Grupului privitoare la acestea sau orice modificare intervenită în ceea ce privește evenimentele, condițiile sau circumstanțele pe care se bazează oricare dintre aceste declarații, cu excepția cazului în care trebuie să procedeze astfel conform oricărui regim juridic aplicabil. Investitorii trebuie să interpreteze toate declarațiile anticipative ulterioare scrise sau verbale care pot fi atribuite Grupului sau Acționarului Vanzător sau persoanelor care acționează în numele acestora ca fiind caracterizate de avertismentele din prezentul Prospect. Prin urmare, investitorii nu trebuie să se bazeze în mod nejustificat pe aceste declarații anticipative.

Investitorii trebuie să rețină faptul că conținutul acestor alineate referitoare la declarațiile anticipative nu are scopul de a restrânge sensul declarațiilor din prezentul Prospect în legătură cu suficiența capitalului circulant.



COMUNICAREA ACTELOR DE PROCEDURĂ ȘI EXECUTAREA OBLIGAȚIILOR CIVILE

Societatea este constituită conform legislației din România. Anumite persoane menționate în prezentul Prospect sunt rezidente în România și unele entități menționate în prezentul Prospect sunt înființate conform legislației din România. Toate activele sau o parte semnificativă din activele acestor persoane și entități sunt situate în România. Prin urmare, este posibil ca investitorilor să le fie imposibil:

- să efectueze comunicarea actelor de procedură în alte țări către Societate sau către oricare dintre administratorii și membrii conducerii superioare ai Societății menționați în prezentul Prospect; sau
- să pună în executare, în alte țări, hotărâri judecătorești obținute în instanțele respectivelor țări împotriva Societății sau a oricăruia dintre administratorii și membrii conducerii superioare menționați în prezentul Prospect în orice acțiune sau să obțină recunoașterea acestor hotărâri judecătorești.

Pentru mai multe detalii, a se vedea Secțiunea „*Recunoașterea și executarea hotărârilor judecătorești*”.



PREZENTAREA INFORMAȚIILOR FINANCIARE ȘI A ALTOR INFORMAȚII

Investitorii ar trebui să se bazeze numai pe informațiile din prezentul Prospect. Nicio persoană nu a fost autorizată să ofere nicio informație sau să facă alte declarații decât cele conținute în acest Prospect în legătură cu Oferta și, dacă sunt date sau făcute, astfel de informații sau declarații nu trebuie să se bazeze pe faptul că au fost autorizate de către sau în numele Societății, Acționarului Vanzător sau Managerilor. Nimic din conținutul acestui Prospect nu este și nu va fi considerat o promisiune sau o reprezentare a Managerilor sau a oricărui agent de vânzări cu privire la trecut, prezent sau viitor. Fără a aduce atingere niciunei obligații a Societății de a publica un supliment la prospect (în legătură cu care Managerii nu își asumă nicio responsabilitate), nici transmiterea prezentului prospect, nici orice subscriere sau vânzare efectuate în temeiul prezentului prospect nu vor crea, în niciun caz, nicio sugestie că nu a existat nicio schimbare în activitatea sau afacerile Societății sau ale Grupului luate în ansamblu de la data prezentului document sau că informațiile conținute în prezentul document sunt corecte în orice moment ulterior datei sale.

Generalități

Conținutul acestui Prospect nu trebuie interpretat ca fiind consultanță juridică, de afaceri sau fiscală. Fiecare investitor potențial ar trebui să consulte propriul avocat, consilier financiar sau consultant fiscal pentru consultanță juridică, financiară sau fiscală în legătură cu orice subscriere, cumpărare sau subscriere propusă sau cumpărare de acțiuni oferite.

Înainte de a lua orice decizie cu privire la subscrierea sau cumpărarea Acțiunilor Oferite, investitorii potențiali ar trebui să citească acest Prospect în întregime. În luarea unei decizii de investiții, investitorii potențiali trebuie să se bazeze pe propria lor examinare a Grupului și a termenilor prezentului Prospect, inclusiv a riscurilor implicate.

Informații financiare și operaționale

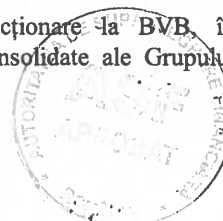
Situațiile financiare ale Grupului

Situațiile financiare consolidate auditate ale Grupului pentru anii încheiați la 31 decembrie 2022, 2021 și 2020 („Situațiile Financiare Consolidate Auditate”) și situațiile financiare consolidate interimare simplificate neauditare ale Grupului la data de și pentru perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2023 („Situațiile Financiare Consolidate Interimare Simplificate Neauditare”) sunt incluse în prezentul Prospect. Situațiile Financiare Consolidate Auditate incluse în prezentul Prospect au fost întocmite în conformitate cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară („IFRS”), astfel cum au fost adoptate de Uniunea Europeană („IFRS-UE”), iar Situațiile Financiare Consolidate Interimare Simplificate Neauditare au fost întocmite în conformitate cu IAS 34 Raportarea financiară interimară, astfel cum a fost adoptat de Uniunea Europeană. Situațiile Financiare Consolidate Auditate și Situațiile Financiare Consolidate Interimare Simplificate Neauditare sunt prezentate în RON, moneda funcțională a Grupului. Exercițiul financiar al Societății începe la 1 ianuarie și se încheie la 31 decembrie.

Niciuna dintre situațiile financiare ale Emitentului referitoare la informațiile istorice pentru perioada prezentată în acest Prospect nu au făcut obiectul unor rezerve în rapoartele respective ale auditorilor. Rapoartele auditorilor referitoare la situațiile financiare consolidate pentru anii încheiați la 31 decembrie 2022, 2021 și 2020 includ un paragraf care se referă la evidențierea unor aspecte care fac referire la baza de pregătire pentru scopul ofertei publice inițiale. Paragraful care se referă la evidențierea unor aspecte astfel cum a fost extras din situațiile financiare consolidate este prezentat mai jos:

„Atragem atenția asupra Notei 2 din situațiile financiare consolidate anexate, care prezintă faptul că situațiile financiare consolidate au fost întocmite în legătură cu oferta publică a acțiunilor Societății la Bursa de Valori București. După cum este descris în Nota 2, Grupul a publicat de asemenea situațiile financiare consolidate la data și pentru fiecare dintre anii încheiați la 31 decembrie 2022, 2021 și 2020 întocmite în conformitate cu un alt cadru de raportare cu scop general (Ordinul Ministrului Finanelor Publice nr. 2844/2016 cu modificările ulterioare), care reprezintă situațiile sale financiare statutare. Opinia noastră nu este modificată în legătură cu acest aspect.”

Informațiile financiare publicate de Societate după admiterea acțiunilor la tranzacționare la BVB, în continuarea obligațiilor sale de informare în curs, vor include situațiile financiare consolidate ale Grupului întocmite în conformitate cu IFRS-UE.



Măsuri care nu intră sub incidența IFRS

În prezentul Prospect, Grupul utilizează anumite măsuri, valori și rapoarte în analiza activității sale, a poziției financiare și a performanței care nu sunt măsuri definite de IFRS/IFRS-UE („măsuri non-IFRS”), dintre care unele constituie măsuri alternative de performanță („APM”), astfel cum sunt definite în Orientările Autorității Europene pentru Valori Mobiliare și Piețe („ESMA”) privind măsurile alternative de performanță din data de 5 octombrie 2015 și orientări suplimentare publicate de ESMA până la data prezentului Prospect.

Societatea prezintă aceste măsuri non-IFRS pentru a facilita o mai bună înțelegere a tendințelor istorice ale Grupului în ceea ce privește funcționarea, starea financiară și lichiditatea și sunt utilizate de Grup ca bază pentru planificarea și prognozarea strategică. Mai jos este prezentat un rezumat al măsurilor non-IFRS utilizate, definiția, metoda de calcul și justificarea includerii unor astfel de valori.

Măsuri care nu intră sub incidența IFRS, incluse în prezentul prospect includ EBITDA, Marja EBITDA, EBITDA Ajustata, Marja EBITDA Ajustată, Datoria Netă/(Numerar) Ajustat, Raportul Datoria Netă/(Numerar) Ajustat la EBITDA Ajustata și Conversia Numerarului Ajustata (toate definite mai jos).

„EBITDA” este definită ca profitul/ (pierderea) înainte de impozitare, înainte de (i) amortizarea imobilizărilor corporale și necorporale și (ii) cheltuieli și venituri din dobânzi.

„Marja EBITDA” este definită ca EBITDA împărțit la venituri.

„EBITDA Ajustata” este definită ca EBITDA ajustata cu (a) deprecierea/reversarea deprecierei imobilizărilor corporale și necorporale și (b) câștigul din achiziții de întreprinderi în condiții avantajoase.

„Marja EBITDA Ajustată” este definită ca EBITDA Ajustata împărțit la Venituri.

EBITDA Ajustata și Marja EBITDA Ajustată sunt utilizate pentru a măsura performanța și profitabilitatea Grupului. Acești indicatori permit o comparație mai fiabilă a rezultatelor Grupului în timp și cu cele ale entităților similare, decât EBITDA și Marja EBITDA, deoarece EBITDA Ajustata și Marja EBITDA Ajustată iau în considerare anumite ajustări (de exemplu, pentru a exclude elementele nefuncționale).

Următorul tabel prezintă o reconciliere a EBITDA, Marjei EBITDA, EBITDA Ajustata și Marjei EBITDA Ajustate ale Grupului pentru cele trei luni încheiate la 31 martie 2023 și 2022 și anii încheiați la 31 decembrie 2022, 2021 și 2020:

	Pentru cele trei luni încheiate la 31 martie		Pentru anul încheiat la 31 decembrie		
	2023	2022	2022	2021	2020
			(milioane RON)		
Profitul net	1.723,4	1.287,9	4.464,0	3.116,1	1.558,0
Cheltuiala cu impozitul pe profit.....	338,4	277,0	953,4	668,6	348,6
Venituri din dobânzi	(86,5)	(28,3)	(243,7)	(72,1)	(62,0)
Cheltuieli cu dobânzile, inclusiv actualizarea provizioanelor pe termen lung.....	10,8	8,1	38,9	33,0	27,6
Amortizarea imobilizărilor corporale și necorporale	198,2	191,9	772,2	760,5	720,5
EBITDA	2.184,3	1.736,6	5.984,8	4.506,2	2.592,7
(Reversarea pierderilor)/ Pierderi din deprecierea imobilizărilor corporale	(0,1)	(33,9)	23,9	359,3	106,0
Câștig din achiziția de întreprinderi în condiții avantajoase	0,0	0,0	0,0	(31,5)	(26,3)
EBITDA Ajustata	2.184,2	1.702,7	6.008,6	4.834,0	2.672,4
Venituri.....	3.272,1	2.491,6	9.452,0	6.489,3	3.841,4
Marja EBITDA	66,8	69,7	63,3	69,4	67,5
Marja EBITDA Ajustată (%).....	66,8	68,3	63,6	74,5	69,6

EBITDA, Marja EBITDA, EBITDA Ajustata și Marja EBITDA Ajustată sunt prezentate deoarece aceste măsuri sunt utilizate pe scară largă de analiștii de valori mobiliare, anumiți investitori și alte părți interesate ca măsuri suplimentare de performanță și poziție financiară. EBITDA elimină diferențele potențiale de performanță cauzate de variațiile structurilor de capital (care afectează costurile nete de finanțare), pozițiile fiscale (cum ar fi disponibilitatea pierderilor nete din exploatare pentru a scuti profiturile impozabile), costul



și vechimea imobilizărilor corporale (care afectează cheltuielile relative de amortizare) și măsura în care imobilizările necorporale sunt identificabile (care afectează cheltuielile relative de amortizare).

„Datoria Netă/(Numerar) Ajustat” este definit ca împrumuturi bancare și datorii aferente contractelor de leasing *minus* numerar și echivalente de numerar și investiții pe termen scurt (investiții în depozite și obligațiuni guvernamentale).

„Raportul Datoria Netă/(Numerar) Ajustat la EBITDA Ajustată” este definit ca „Datoria netă/(Numerar) Ajustat împărțit la EBITDA Ajustata.

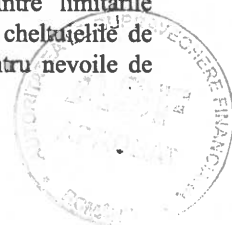
Următorul tabel prezintă o reconciliere a Raportul Datoria Netă/(Numerar) Ajustat la EBITDA Ajustată al Grupului pentru cele trei luni încheiate la 31 martie 2023 și anii încheiați la 31 decembrie 2022, 2021 și 2020:

	La data de și pentru cele trei luni încheiate		La data de și pentru anul încheiat la		
	31 martie		31 decembrie		
	2023	2022	2021	2020	
	<i>(milioane RON)</i>				
Împrumuturi bancare.....	461,4	484,5	577,8	31,9	
Datorii aferente contractelor de leasing	13,4	15,4	12,5	21,0	
Numerarul și echivalente de numerar	(1.233,2)	(660,7)	(1.104,9)	(354,8)	
Investiții pe termen scurt (Investiții în depozite și obligațiuni guvernamentale)	(3.677,3)	(3.034,7)	(2.561,5)	(1.730,1)	
Datoria Netă /(Numerar) Ajustat.....	(4.435,7)	(3.195,6)	(3.076,1)	(2.032,0)	
EBITDA Ajustata	2.184,2	6.008,6	4.834,0	2.672,4	
Raportul Datoria Netă/(Numerar) Ajustat la EBITDA Ajustată	(2,0)	(0,5)	(0,6)	(0,8)	

„Conversia Numerarului Ajustată” este definită ca numerarul net din activitatea de exploatare împărțit la EBITDA Ajustata.

	Pentru cele trei luni încheiate la 31 martie		Pentru anul încheiat la 31 decembrie		
	2023	2022	2022	2021	2020
	<i>(milioane RON)</i>				
Numerar net din activitatea de exploatare	1.210,5	1.231,5	4.235,3	4.047,5	2.276,7
EBITDA Ajustata	2.184,2	1.702,7	6.008,6	4.834,0	2.672,4
Conversia Numerarului Ajustată.....	0,6	0,7	0,7	0,8	0,9

Societatea consideră că prezentarea acestor măsuri non-IFRS, atunci când sunt luate în considerare împreună cu măsurile raportate în conformitate cu IFRS-UE, este utilă investitorilor, deoarece oferă o bază pentru măsurarea performanței operaționale a Grupului în perioadele analizate și îmbunătățește înțelegerea de către un investitor a performanței financiare a Grupului. Aceste măsuri non-IFRS nu sunt prezentate în conformitate cu IFRS/IFRS-UE. Aceste măsuri non-IFRS pot fi, de asemenea, utilizate de diferite societăți în scopuri diferite și sunt adesea calculate în moduri care reflectă situația societăților respective. Prin urmare, utilizarea de către Societate a acestor măsuri non-IFRS poate varia față de altele din industria Grupului. Investitorii ar trebui să dea dovadă de prudență atunci când compară măsurile care nu fac obiectul IFRS menționate în prezentul prospect cu măsurile similare utilizate de alte societăți. Aceste măsuri non-IFRS au limitări ca instrument analitic și nu ar trebui să fie considerate în mod izolat sau ca un substitut pentru informațiile financiare raportate în conformitate cu IFRS/IFRS-UE. De exemplu, unele dintre limitările EBITDA sunt (1) nu reflectă cheltuielile în numerar ale Grupului sau cerințele viitoare pentru cheltuielile de capital sau angajamentele contractuale (2) nu reflectă modificările sau cerințele de numerar pentru nevoile de



capital circulant ale Grupului; (3) nu reflectă cheltuielile semnificative cu dobânzile sau cerințele de numerar necesare pentru a deservi dobânzile sau plățile principale, pentru datoria Grupului; (4) deși amortizarea și deprecierea sunt cheltuieli care nu sunt în numerar, activele care sunt amortizate și vor trebui adesea înlocuite în viitor, iar EBITDA nu reflectă cerințele de numerar pentru astfel de înlocuiri; și (5) nu este ajustat pentru toate veniturile care nu sunt în numerar sau elementele de cheltuieli care sunt reflectate în situațiile fluxurilor de trezorerie ale Grupului. În plus, EBITDA nu ar trebui să fie considerată ca o alternativă la profitul net sau la orice alte măsuri de performanță derivate în conformitate cu IFRS/IFRS-UE sau ca o alternativă la fluxul de numerar din activitățile de exploatare sau ca o măsură a lichidității Grupului. În special, EBITDA ajustat nu ar trebui să fie considerat o măsură a numerarului discreționar de care dispune Grupul pentru a investi în creșterea activității sale. Nicio declarație din prezentul Prospect nu trebuie interpretată în sensul că veniturile Grupului pentru anii curenți sau viitori ar corespunde sau ar depăși în mod necesar istoricul publicat.

Informații de piață

Datele de piață utilizate în acest Prospect sub titlurile „Rezumat”, „Factori de risc”, „Prezentarea și analiza conducerii asupra situației financiare și rezultatelor operațiunilor”, „Prezentarea sectorului de activitate și principalele tendințe” și „Activitatea Societății” au fost extrase din surse oficiale și din industrie și din alte surse pe care Compania le consideră fiabile. Sursele acestor informații, date și statistici includ publicații independente din industrie, studii de piață, anchete și estimări interne și alte informații disponibile publicului. În special, Grupul a citat următoarele surse terțe în acest Prospect: Banca Națională a României („BNR”), ANRE, Raportul Pieței Wood Mackenzie din data de 3 martie 2023 („Raportul Wood Mackenzie”), Comisia Europeană și Banca Mondială. Aceste informații pot fi modificate și nu pot fi verificate cu certitudine completă. Estimările și concluziile analiștilor pot varia semnificativ de la cifrele reale și, prin urmare, rapoartele lor pot subestima sau supraestima dimensiunea pieței, cota de piață, ratele de creștere și alte date importante din industrie. În plus, anumite date conținute în rapoartele disponibile ale analiștilor pot diferi de cele conținute în înregistrările interne ale Grupului și/sau pot diferi de înțelegerea Grupului cu privire la piața relevantă și la concurenții săi. Grupul nu poate oferi nicio asigurare că datele referitoare la concurenții săi din astfel de rapoarte ale analiștilor sunt corecte sau identice cu cele conținute în înregistrările interne ale concurenților săi. Prin urmare, trebuie luate măsuri de precauție în analiza acestor estimări și nu trebuie să se recurgă în mod nejustificat la acestea. Publicațiile din industrie afirmă, în general, că informațiile pe care le conțin au fost obținute din surse considerate a fi fiabile, dar acuratețea și caracterul complet al acestor informații nu sunt garantate. Societatea nu a verificat independent aceste date.

În cazul în care în prezentul prospect au fost utilizate informații ale unor terțe părți, a fost identificată sursa acestor informații. Sursele terțe pe care Societatea le-a utilizat, în general, afirmă că informațiile pe care le conțin au fost obținute din surse considerate a fi fiabile. Aceste surse terțe afirmă, de asemenea, că acuratețea și caracterul complet al acestor informații nu sunt garantate și că proiecțiile pe care le conțin se bazează pe ipoteze semnificative. Deoarece Societatea nu are acces la faptele și ipotezele care stau la baza acestor date de piață sau la informațiile statistice și indicatorii economici conținuți în aceste surse terțe, Societatea nu este în măsură să verifice astfel de informații. Astfel, în timp ce astfel de informații, date și statistici au fost reproduse cu exactitate și, în măsura în care Societatea are cunoștință și este în măsură să verifice din informațiile publicate sau furnizate de sursele menționate mai sus, nu au fost omise fapte care ar face ca informațiile, datele și statisticile reproduse să fie inexacte sau înșelătoare, Societatea nu poate garanta acuratețea sau caracterul complet al acestora.

Referințe juridice

Cu excepția cazului în care se menționează altfel în mod expres, o trimitere din prezentul Prospect la o dispoziție legală este considerată o trimitere la dispoziția respectivă, astfel cum a fost modificată și/sau republicată și în vigoare la data prezentului Prospect.

Țări

În acest Prospect, toate referirile la „SUA” se referă la Statele Unite, toate referirile la „UE” se referă la Uniunea Europeană și la statele sale membre de la data prezentului Prospect, iar toate referirile la „SEE” se referă la Spațiul Economic European și la statele sale membre de la data prezentului Prospect.

Valute

În prezentul prospect, toate trimiterile la „€”, „EUR” și „euro” se referă la moneda legală introdusă la începutul celei de-a treia etape a uniunii economice și monetare europene și, astfel cum este definită la articolul 2 din Regulamentul (CE) nr. 974/98 al Consiliului din 3 mai 1998 privind introducerea monedei



euro, astfel cum a fost modificat, toate trimiterile la „RON” și „lei” se referă la moneda legală a României și toate trimiterile la „\$”, „USD” și „US\$” se referă la moneda legală a Statelor Unite.

Conversiile unor sume în RON sau în euro provenite din surse terțe pot diferi de cursurile de schimb utilizate pentru conversiile utilizate în Situațiile Financiare Consolidate Interimare Simplificate Neauditare și în Situațiile Financiare Consolidate Auditare. Societatea nu face nicio declarație că sumele în RON prevăzute în prezentul Prospect ar fi putut fi sau ar putea fi convertite în orice altă monedă sau la orice anumit curs de schimb valutar. Moneda de prezentare a Grupului este RON, care este, de asemenea, moneda funcțională a Grupului, deoarece reflectă substanța economică a evenimentelor și circumstanțelor subiacente ale Grupului. A se vedea, de asemenea, secțiunea „Informații privind cursul de schimb valutar”.

Rotunjirea

Anumite cifre incluse în acest Prospect au fost supuse ajustărilor de rotunjire; în consecință, (i) cifrele prezentate pentru aceeași categorie prezentate în tabele diferite pot varia ușor; (ii) este posibil ca cifrele prezentate ca totaluri în anumite tabele să nu fie o agregare aritmetică a cifrelor care le preced; (iii) procentele din tabele au fost rotunjite și, în consecință, nu pot fi însumate până la 100%; și (iv) calculele, variațiile și alte procente pot diferi ușor de calculele lor reale din cauza rotunjirii informațiilor financiare, statistice și operaționale subiacente.



INFORMAȚII PRIVIND CURSUL DE SCHIMB VALUTAR

Următoarele tabele prezintă, pentru perioadele indicate, informații privind cursurile de schimb între RON și EUR, pe baza informațiilor obținute de la Banca Națională a României. Coloanele intitulate „Mediu” din tabelele de mai jos prezintă media cursurilor zilnice de referință pentru respectivele perioade, conform rapoartelor anuale ale Băncii Naționale a României.

	<u>Maxim</u>	<u>Minim</u>	<u>Mediu</u>	<u>La sfârșitul perioadei</u>
			<i>(RON/EUR)</i>	
2018	4,6695	4,6206	4,6535	4,6639
2019	4,7808	4,6634	4,7452	4,7793
2020	4,8750	4,7642	4,8371	4,8694
2021	4,9495	4,8691	4,9204	4,9481
2022	4,9492	4,8215	4,9312	4,9474
Ianuarie 2023	4,9413	4,8858	4,9225	4,9221
Februarie 2023	4,9248	4,8900	4,9073	4,9200
Martie 2023	4,9491	4,9136	4,9262	4,9491
Aprilie 2023	4,9783	4,9202	4,9434	4,9633
Mai 2023	4,9783	4,9202	4,9481	4,9696

Notă: Mediile anuale sunt calculate ca simple medii aritmetice ale cifrelor lunare.

Sursă: Banca Națională a României

Societatea nu face nicio declarație potrivit căreia orice sumă exprimată într-o anumită monedă prevăzută în prezentul Prospect ar fi putut să fie sau ar putea fi convertită în oricare dintre celelalte monede prezentate în acest Prospect la cursurile de schimb de mai sus, la orice alt curs de schimb sau că ar fi putut să fie convertită în vreun fel.



OFERTA

Societatea	SOCIETATEA DE PRODUCERE A ENERGIEI ELECTRICE IN HIDROCENTRALE "HIDROELECTRICA" S.A.
Acționarul Vanzător	FONDUL PROPRIETATEA S.A.
Oferta	<p>Oferta cuprinde o ofertă de vânzare a unui număr de până la 78.007.110 Acțiuni de către Acționarul Vanzător.</p> <p>Numărul final de Acțiuni Oferite va fi decis de Acționarul Vanzător în urma consultării cu Societatea, la recomandarea Coordonatorilor Globali Comuni.</p> <p>Oferta este structurată ca o ofertă de Acțiuni Oferite: (a) în afara Statelor Unite în cadrul unor tranzacții de tip offshore în baza Regulamentului S din Legea Valorilor Mobiliare, inclusiv publicului din România și (b) în Statele Unite, către QIB, astfel cum sunt aceștia definiți în Regula 144A și în conformitate cu aceasta sau cu altă derogare de la înregistrare disponibilă conform Legii Valorilor Mobiliare</p>
Coordonatori Globali Comuni	Citigroup Global Markets Europe AG, Erste Group Bank AG, Jefferies GmbH, Jefferies International Limited și Morgan Stanley Europe SE
Codeținătorii Registrului de Subscrieri	Banca Comerciala Romana S.A., Barclays Bank Ireland PLC, BofA Securities Europe SA, UBS Europe SE, UniCredit Bank AG Milan Branch și WOOD & Company Financial Services, a.s.
Intermediari Coordonatori	Auerbach Grayson & Co LLC, BRD – Groupe Société Générale S.A., BT Capital Partners S.A., și Swiss Capital S.A.
Manageri	Coordonatorii Globali Comuni, Codeținătorii Registrului de Subscrieri și Intermediarii Coordonatori
Tranșele Ofertei	<p>Oferta este împărțită în două Tranșe ale Ofertei (astfel cum sunt acestea definite în secțiunea „<i>Subscriere și vânzare</i>”) după cum urmează: (i) o Tranșă a Ofertei constând într-un număr inițial de până la 11.701.067 Acțiuni Oferite (reprezentând 15% din numărul de Acțiuni Oferite) adresată prin intermediul unei oferte publice în România Investitorilor de Retail („Tranșa Investitorilor de Retail”); și (ii) o Tranșă a Ofertei care constă într-un număr inițial de până la 66.306.043 Acțiuni Oferite (reprezentând 85% din numărul de Acțiuni Oferite) adresată (i) Investitorilor Instituționali din afara Statelor Unite ale Americii în baza Regulamentului S; și (ii) în Statele Unite ale Americii, exclusiv persoanelor considerate în mod rezonabil ca fiind QIB (cumpărători instituționali calificați) în conformitate cu Regula 144A sau în temeiul unei alte excepții de la, sau printr-o tranzacție care nu face obiectul cerințelor de înregistrare din Legea Valorilor Mobiliare („Tranșa Investitorilor Instituționali”).</p> <p>„Investitor Instituțional” înseamnă (a) un „investitor calificat”, conform definiției din Articolul 2 (e) din Regulamentul privind Prospectul sau (b) o „contraparte eligibilă” în sensul Directivei 2014/65/UE a Parlamentului European și a Consiliului privind piețele instrumentelor financiare și de modificare a Directivei 2002/92/CE și a Directivei 2011/61/UE (reformare), sau (c) un „investitor calificat” astfel cum este definit în Articolul 2(e) din Regulamentul privind Prospectul, întrucât face parte din dreptul intern al Regatului Unit în virtutea Legii privind (Retragerea din) Uniunea Europeană din 2018, astfel cum a fost modificat, sau (d) un QIB astfel cum este definit în Regula 144A, sau (e) o instituție echivalentă a cărei subscriere în Ofertă nu ar constitui o încălcare a legii sau regulamentelor aplicabile și care nu este localizată în nicio jurisdicție în care extensia sau disponibilitatea Ofertei (și orice altă tranzacție preconizată prin aceasta) ar încălca orice lege sau reglementare aplicabilă; și</p>



„Investitor de Retail” orice persoană fizică sau juridică (cu sau fără personalitate juridică) care nu este Investitor Instituțional.

Dimensiunea finală a fiecărei Tranșe a Ofertei va fi stabilită de Acționarul Vânzător împreună cu Societatea, la recomandarea Coordonatorilor Globali Comuni, pe baza nivelului de subscriere primite de la investitori, după încheierea Perioadei de Ofertă, și va fi făcută publică la Data Alocării (a se vedea „Alocarea Acțiunilor Oferite” din secțiunea „Subscriere și vânzare”).

Acțiunile Oferite subscrise vor fi alocate investitorilor la Data Alocării în baza deciziei comune a Societății și a Acționarului Vânzător, la recomandarea Coordonatorilor Globali Comuni.

La recomandarea Coordonatorilor Globali Comuni, Societatea și Acționarul Vânzător pot decide în comun să realoce Acțiunile Oferite din oricare Tranșă a Ofertei în cealaltă Tranșă a Ofertei – ceea ce poate conduce la Tranșa Investitorilor de Retail să reprezinte fie (1) mai mult de 15% (însă nu mai mult de 20%) din Acțiunile Oferite vândute sau, dimpotrivă, (2) mai puțin de 15% din Acțiunile Oferite vândute (însă o asemenea realocare din Tranșa Investitorilor de Retail în Tranșa Investitorilor Instituționali va avea loc doar în cazul în care nivelul de subscriere în Tranșa Investitorilor de Retail este sub 100%). Pentru informații suplimentare, a se vedea secțiunea „Tranșele Ofertei – Alocarea Acțiunilor Oferite – Subscriere și vânzare”.

Toate Acțiunile au fost create în conformitate cu legislația din România și respectă această legislație.

Acțiunile Oferite	Un număr de până la 78.007.110 Acțiuni ordinare cu o valoare nominală de 10 RON fiecare.
Perioada de Ofertă	Opt (8) Zile Lucrătoare, începând cu 23 iunie 2023 și până la 4 iulie 2023, inclusiv aceste date.
Data Alocării	5 iulie
Data Tranzacției	6 iulie
Închiderea cu Succes a Ofertei	Închiderea cu succes a Ofertei va fi condiționată, printre altele, de (i) stabilirea Prețului Final de Ofertă și decizia fiecăruia dintre Societate, Acționarul Vânzător și Manageri, de a continua Oferta și (ii) îndeplinirea condițiilor cuprinse în Contractul de Intermediere, inclusiv (printre alte condiții) semnarea de către Acționarul Vânzător, Societate și Manageri a Contractului privind Prețul și rămânerea în vigoare a Contractului de Intermediere. A se vedea secțiunea „Subscriere și vânzare – Informații generale privind Oferta”
Intervalul Prețului de Ofertă	94 – 112
Prețul Final de Ofertă	Prețul Final de Ofertă va fi stabilit în RON cel mai târziu la Data Alocării. A se vedea secțiunea „Subscriere și vânzare – Prețul de Ofertă – Prețul Final de Ofertă”.
Metoda de intermediere	Metoda celei mai bune execuții.
Grupul de Distribuție	Banca Transilvania S.A.
Registrul Acționarilor	Registrul acționarilor este în prezent ținut de Societate. Odată ce Acțiunile vor fi admise la tranzacționare, registrul acționarilor va fi ținut de Depozitarul Central din România (Depozitarul Central S.A., cu sediul social la adresa Bulevardul Carol I nr. 34-36, etajele 3,8 și 9, sectorul 2, cod poștal 020922, București, România).



Listare și tranzacționare

Se va depune o cerere la Bursa de Valori București pentru Admiterea la tranzacționare a Acțiunilor pe piața reglementată administrată de aceasta. Bursa de Valori București este o piață reglementată în sensul Directivei privind piețele de instrumente financiare.

Admiterea Acțiunilor la tranzacționare a fost aprobată prin Hotărârea Adunării Generale Extraordinare a Acționarilor („AGEA”) nr. 3 din 31 martie 2022.

Numerele de identificare ale valorilor mobiliare și simbolurile de tranzacționare ale Acțiunilor sunt (se anticipează să fie) următoarele:

Cod ISIN: RO4Q0Z5RO1B6

Cod FISN: H2O/REGSHS RON10

Cod CFI: ESVUFR

Simbolul de tranzacționare la Bursa de Valori București: H2O.

Decontare și transfer

Plata pentru Acțiunile Oferite urmează să fie efectuată în RON prin sistemul RoClear (sistemul român de compensare, decontare, custodie, depozitare și registru), care este administrat de Depozitarul Central din România. Transferul Acțiunilor în cadrul Ofertei și vânzările de Acțiuni pe piața secundară vor fi decontate și compensate prin intermediul sistemului de decontare administrat de către Depozitarul Central din România, în conformitate cu legislația română aplicabilă.

Manager de Stabilizare

Citigroup Global Markets Europe AG

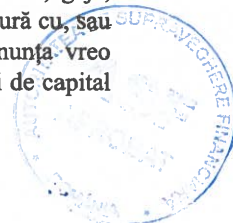
Agent de Stabilizare

Erste Group Bank AG

Interdicția de înstrăinare

Conform Contractului de Intermediere, Societatea a convenit că începând cu data Contractului de Intermediere și până la data care survine în termen de 180 de zile de la data Admiterii, nici aceasta nici oricare dintre membrii grupului său, fără acordul prealabil scris al Coordonatorilor Globali Comuni (acord care nu va fi refuzat sau amânat în mod nejustificat), în mod direct sau indirect, nu vor oferi, emite, aloca, împrumuta, ipoteca, cesiona, greva, gaja, vinde sau încheia contracte de vânzare sau emite opțiuni în legătură cu, sau dispune în altă manieră, în mod direct sau indirect, de Acțiuni, sau anunța vreo ofertă sau vreo emisiune privind orice Acțiuni sau alte titluri de capital ale Societății (sau orice interes legat de acestea sau în legătură cu acestea) sau orice valori mobiliare care pot fi schimbate cu sau convertite în sau în mod semnificativ similare cu Acțiunile sau cu alte titluri de capital ale Societății, și nici nu vor încheia nicio tranzacție care să aibă același efect economic, nici nu vor conveni să ia oricare dintre măsurile de mai sus, exceptând faptul că Societății nu i se va interzice să emită sau să aloce Acțiuni în măsura în care trebuie să facă acest lucru conform legii române aplicabile care necesită majorarea capitalului social al Societății corespunzător cu valoarea loturilor de teren aduse ca aport de statul român pentru care Societatea obține certificate de atestare a dreptului de proprietate ulterior Ofertei sau pentru care a obținut astfel de certificate anterior Ofertei, însă în legătură cu care nu și-a majorat deja capitalul social.

Conform Contractului de Intermediere, Acționarul Vanzător a convenit că începând cu data Contractului de Intermediere și până la data care survine în termen de 180 de zile de la data Admiterii, acesta, fără acordul prealabil scris al Coordonatorilor Globali Comuni (acord care nu va fi refuzat sau amânat în mod nejustificat), în mod direct sau indirect, nu va oferi, emite, împrumuta, ipoteca, cesiona, greva, gaja, vinde sau încheia contracte de vânzare, emite opțiuni în legătură cu, sau dispune în altă manieră, în mod direct sau indirect, sau anunța vreo ofertă sau vreo emisiune privind orice Acțiuni sau alte titluri de capital



ale Societății (sau orice interes legat de acestea sau în legătură cu acestea) sau orice valori mobiliare care pot fi schimbate cu sau convertite în sau în mod semnificativ similare cu Acțiunile sau cu alte titluri de capital ale Societății, și nici nu va încheia nicio tranzacție care să aibă același efect economic, nici nu va conveni să ia oricare dintre măsurile de mai sus. Restricționarea Acționarului Vânzător este supusă anumitor excepții uzuale.

În același timp, statul român, acționând prin Ministerul Energiei, a convenit cu Managerii (în conformitate cu Contractul de Restricționare încheiat la data Prospectului sau în jurul acestei date), sub rezerva anumitor excepții și anumitor obligații existente, că, pe o perioadă cuprinsă între data Contractului de Intermediere și 12 luni de la Admitere, (printre altele) nu va oferi, emite, vinde, încheia contracte de vânzare, gaja, acorda opțiuni asupra sau dispune în alt mod (sau anunța public o astfel de emisiune, ofertă, vânzare sau act de dispoziție) cu privire la Acțiuni sau nu va încheia nicio tranzacție cu același efect economic ca oricare dintre cele de mai sus, fără consimțământul prealabil scris al Coordonatorilor Globali Comuni (consimțământ care nu va fi refuzat sau întârziat în mod nejustificat).

Utilizarea fondurilor obținute	Societatea nu va încasa niciun fel de fonduri din vânzarea Acțiunilor Oferite de către Acționarul Vânzător în cadrul Ofertei. Acționarul Vânzător va încasa în totalitate suma netă a fondurilor provenite din vânzarea Acțiunilor Oferite.
Politica privind dividendele	Societatea intenționează să distribuie cu titlu de dividende ordinare, minimum 90% din profitul net anual individual distribuibil al Societății începând cu exercițiul financiar ulterior Ofertei. În plus, Societatea ar putea decide printr-o hotărâre AGA să distribuie la alegerea sa exclusivă dividende extraordinare din rezultatul reportat al Societății, dacă este utilizabil.
Drepturi de vot	Fiecare Acțiune dă dreptul la un vot în cadrul adunărilor acționarilor. A se vedea secțiunea „Descrierea capitalului social și a structurii Societății – Drepturi ale acționarilor – Drepturi de vot”.
Restricții de vânzare și transfer	Acțiunile vor fi liber transferabile, sub rezerva anumitor restricții descrise în secțiunea „Informații importante privitoare la prezentul prospect” și „Restricții de vânzare și transfer”.
Factori de risc	Investitorii trebuie să analizeze cu atenție anumite riscuri prezentate în secțiunea „Factori de risc” a prezentului Prospect.



MOTIVELE OFERTEI ȘI UTILIZAREA FONDURILOR OBȚINUTE

Oferta efectuată de Acționarul Vanzător are drept scop creșterea valorii pentru acționarii săi și creșterea lichidității activelor din portofoliul său.

Cheltuielile totale ale Societății în legătură cu Oferta sunt de aproximativ 8,4 milioane RON. Societatea nu va încasa niciun fel de fonduri din vânzarea Acțiunilor Oferite de către Acționarul Vanzător în cadrul Ofertei



POLITICA PRIVIND DIVIDENDELE

Potrivit politicii Societății privind dividendele, Societatea intenționează să distribuie dividende, sub rezerva dispozițiilor legale aplicabile și a considerentelor comerciale (inclusiv, dar fără a se limita la, reglementări aplicabile, restricții, rezultatele operaționale ale Grupului, situația financiară, cerințele de numerar, restricțiile contractuale, proiectele și planurile viitoare ale Grupului).

Societatea intenționează să distribuie, cu titlu de dividende ordinare, minimum 90% din profitul net anual individual distribuibil al Societății începând cu exercițiul financiar imediat următor Ofertei. În plus, Societatea ar putea decide printr-o hotărâre AGA să distribuie, după unica sa apreciere, dividende extraordinare din câștigul reportat al Societății, dacă este utilizabil.

Dividendele pentru exercițiile financiare viitoare ulterioare Ofertei vor fi declarate pe baza situațiilor financiare anuale individuale întocmite în conformitate cu Ordinul Ministrului Finanțelor Publice nr. 2844/2016 și modificările aferente. Adunarea Generală a Acționarilor are puterea de a decide cu privire la distribuirea de dividende. Dividendele sunt distribuite acționarilor proporțional cu cota de participare la capitalul social vărsat (Acțiunile deținute de acționarii Societății, purtând drepturi egale și depline la dividende) și sunt limitate la cuantumul rezultatelor ultimului exercițiu financiar al Societății, majorat cu profiturile reportate la finalul ultimului exercițiu financiar și cu sumele trase din rezervele disponibile în acest scop, dar diminuat cu cuantumul pierderilor reportate din exercițiile financiare precedente și cu sumele alocate fondului de rezervă în conformitate cu legea, Actul Constitutiv și Noul Act Constitutiv.

În conformitate cu Legea nr. 31/1990 privind societățile comerciale a României, cu modificările ulterioare, republicată („Legea Societăților”) și în conformitate cu Actul Constitutiv al Societății în vigoare în prezent, precum și cu Noul Act Constitutiv, fiecare Acțiune vărsată integral conferă deținătorului acesteia dreptul de a primi dividende. La data prezentului Prospect, toate Acțiunile poartă drepturi egale și depline la dividende. Societatea respectă principiul „o acțiune, un vot, un dividend”. Nu există Acțiuni preferențiale fără drept de vot sau Acțiuni care conferă dreptul la mai mult de un vot. Dividendele sunt distribuite către acționari proporțional cu cota de participare a acestora la capitalul social vărsat al Societății.

Adunarea Generală Ordinară a Acționarilor care aprobă distribuirea dividendelor trebuie să stabilească și data de plată în care dividendele vor fi plătite către acționarii îndreptățiți. Propunerea de distribuire a dividendelor formulată de Directorat va fi supusă votului AGOA, de regulă în aceeași ședință în care sunt aprobate situațiile financiare anuale auditate ale Hidroelectrica, respectiv în termen de 120 de zile de la închiderea exercițiului financiar. Plata dividendelor se face numai către acționarii înregistrați în registrul acționarilor la data de înregistrare stabilită de Adunarea Generală Ordinară a Acționarilor. Data de înregistrare trebuie să fie stabilită la o dată care survine la cel puțin 10 zile lucrătoare de la Adunarea Generală Ordinară a Acționarilor care aprobă plata dividendelor.

Potrivit reglementărilor în vigoare, Societatea trebuie să publice, înainte de data la care se plătesc dividendele, un comunicat de presă într-un cotidian de circulație națională, precizând valoarea dividendului per Acțiune, *ex-date*, data de înregistrare și data plății dividendului, astfel cum au fost aprobate de Adunarea Generală Ordinară a Acționarilor, precum și modalitățile de plată a dividendelor și datele de identificare a agentului de plată.

În prezent, distribuirea de dividende în cadrul Emitentului este guvernată, printre altele, și de OG 64/2001. Potrivit acesteia, în cazul societăților comerciale cu capital integral sau majoritar de stat, profitul contabil rămas după deducerea impozitului pe profit se repartizează, dacă prin legi speciale nu se prevede altfel, în dividende de minimum 50%.

Societatea nu a avut o politică oficială privind dividendele în perioada 2020-2022, cu excepția prevederilor speciale. Prin AGA din data de 22 iunie 2023, Societatea a aprobat o nouă politică de dividende, conformă cu informația din prezenta secțiune a Prospectului, și care este disponibilă pe pagina de internet a Emitentului. Pentru mai multe detalii legate de politica de dividende a Societății, vă rugăm să consultați politica disponibilă pe pagina de internet a Societății.

Exercițiul financiar al Societății începe la 1 ianuarie și se încheie la 31 decembrie.

Tabelul de mai jos prezintă dividendele distribuite de către Societate în anii 2023⁵, 2022, 2021 și 2020 și rata de distribuire pentru perioadele menționate:

⁵ Distribuirea dividendelor a fost aprobată de Adunarea Generală a Acționarilor în data de 28 aprilie 2023. Pentru mai multe detalii, a se vedea „Prezentarea și Analiza Conducerii asupra Situației Financiare și rezultatelor Operațiunilor – Evoluții și tendințe recente”.



Figura 1:

	<u>2023</u>	<u>2022</u>	<u>2021</u>	<u>2020</u>
		<i>(milioane RON)</i>		
Dividende totale distribuite către acționarii Societății	4.349,4	3.830,9	2.286,4	2.003,3
Dividende speciale ⁶ distribuite către acționarii Societății.....	435,0	1.000,0	1.000,0	750,0
Dividende normale distribuite către acționarii Societății din profitul net al anului anterior.....	3.914,4	2.830,9	1.286,4	1.253,3
Profit net conform situațiilor financiare individuale ale Societății întocmite în conformitate cu cadrul de raportare cu scop general aferent anului anterior	4.394,4	3.019,5	1.451,6	1.386,5
Rata de distribuire ⁷ (Total Dividende/Profitul Net)....	99,0%	126,9%	157,5%	144,5%

⁶ Dividende speciale distribuite din rezultatul raportat reprezentând rezerva din reevaluare amortizată.

⁷ Rata calculată în baza Profitului net al situațiilor financiare individuale ale Societății întocmite în conformitate cu cadrul de raportare cu scop general.



CAPITALIZARE ȘI INDATORARE

Tabelele următoare prezintă datoria curentă și pe termen lung, capitalurile proprii capitalizarea totală și datoria financiară netă în baza datelor istorice la data de 31 martie 2023.

Tabelele următoare trebuie citite împreună cu informațiile din secțiunile „*Selecție de informații financiare și operaționale*”, „*Motivele Ofertei și utilizarea fondurilor obținute*”, „*Prezentarea și analiza conducerii asupra situației financiare și rezultatelor operațiunilor*”, „*Activitatea Societății*” și Situațiile Financiare Consolidate Interimare Simplificate Neauditare și notele aferente acestora.

Capitalizare

	La 31 martie 2023
	<i>(în milioane RON)</i>
Datorii curente totale	99,6
Împrumuturi bancare.....	93,5
Datorii aferente contractelor de leasing.....	6,1
Datorii totale pe termen lung	375,2
Împrumuturi bancare.....	367,9
Datorii aferente contractelor de leasing.....	7,3
Capitaluri proprii	23.321,0
Capital social.....	5.513,5
Contribuții în avans ale acționarilor.....	10,8
Rezerva din reevaluare.....	10.917,1
Alte rezerve.....	1.023,2
Rezultat reportat.....	5.856,5
Capitalizare totală	23.795,7

Datorie financiară netă

	La 31 martie 2023
	<i>(în milioane RON)</i>
A. Numerar și echivalente de numerar ⁽¹⁾	1.233,2
B. Investiții în depozite.....	3.677,3
C. Lichiditate (A)+(B)	4.910,4
D. Datorii totale curente.....	99,6
E. Datorii totale pe termen lung.....	375,2
F. Datorie financiară totală (D)+(E)	474,8
G. Datorie financiară netă (F)-(C)	(4.435,7)

(1) Include conturi bancare, depozite bancare cu scadență mai mică de trei luni, casa și echivalente de numerar.

Datorii contingente și alte obligații financiare

Datoriile contingente erau în valoare de 882,9 milioane RON la data de 31 martie 2023 (31 decembrie 2022: 882,9 milioane RON; 31 decembrie 2021: 736,7 milioane RON; 31 decembrie 2020: 692,8 milioane RON). La data prezentului Prospect, Societatea nu înregistrează modificări semnificative ale datoriilor contingente comparativ cu 31 martie 2023.



Modificări semnificative

Nu au existat modificări semnificative în situația capitalizării și îndatorării Societății începând cu 31 martie 2023.

Declarație privind capitalul circulant

În opinia Societății, capitalul circulant al Grupului este suficient pentru a satisface necesitățile actuale pentru o perioadă de cel puțin 12 luni de la data prezentului Prospect.



SELECȚIE DE INFORMAȚII FINANCIARE ȘI OPERAȚIONALE

Informațiilor financiare și operaționale consolidate prezentate mai jos prezintă rezumatul Grupului privind Situațiile Financiare Consolidate Auditate și Situațiile Financiare Consolidate Interimare Simplificate Neauditare pentru perioadele indicate. Cu excepția anumitor indicatori operaționali esențiali, informațiile financiare incluse în „Măsuri care nu intră sub incidența IFRS” se referă la informații financiare care nu au fost extrase din Situațiile Financiare Consolidate Auditate sau din Situațiile Financiare Consolidate Interimare Simplificate Neauditare, care au fost totuși extrase sau care rezultă din evidențele de gestiune sau din evidențele contabile.

Rezumatul informațiilor financiare consolidate și operaționale trebuie citit împreună cu „Dezbaterea și analiza de către conducere a situației financiare și a rezultatelor operațiunilor”, „Prezentarea informațiilor financiare și a altor informații”, precum și cu Situațiile Financiare Consolidate Auditate și cu notele la acestea și Situațiile Financiare Consolidate Interimare Simplificate Neauditare și cu notele la acestea, astfel cum sunt cuprinse în altă parte în prezentul Prospect.

Informații privind situația consolidată a profitului sau pierderii și a altor elemente ale rezultatului global

	Trei luni încheiate la 31 martie		Anul încheiat la 31 decembrie		
	2023	2022	2022	2021	2020
	<i>(milioane RON)</i>				
Venituri.....	3.272,1	2.491,6	9.452,0	6.489,3	3.841,4
Alte venituri.....	10,4	29,6	46,2	175,3	68,8
Apă uzinată.....	(163,6)	(110,9)	(451,0)	(540,1)	(307,1)
Cheltuieli cu beneficiile angajaților.....	(157,9)	(130,1)	(630,7)	(589,8)	(490,3)
Transportul și distribuția energiei electrice.....	(250,4)	(74,4)	(498,1)	(110,4)	(72,8)
Energie electrică achiziționată.....	(160,2)	(40,4)	(697,1)	(90,1)	(15,4)
Cheltuieli cu certificatele verzi.....	(36,9)	(35,0)	(183,2)	(53,7)	(14,0)
Amortizarea imobilizărilor corporale și necorporale.....	(198,2)	(191,9)	(772,2)	(760,5)	(720,5)
Reluarea pierderilor / (Pierderi) din deprecierea imobilizărilor corporale.....	0,1	33,9	(23,9)	(359,3)	(106,0)
Pierderi din deprecierea creanțelor comerciale.....	(35,0)	(2,7)	(43,5)	(11,3)	(0,1)
Reparații, întreținere, materiale și consumabile.....	(18,3)	(15,6)	(82,3)	(70,7)	(104,6)
Taxa pentru producătorii de energie electrică.....	(230,6)	(369,0)	(671,7)	(133,4)	0,0
Alte cheltuieli de exploatare.....	(46,8)	(38,5)	(236,2)	(189,5)	(205,7)
Profit din exploatare.....	1.984,7	1.546,5	5.208,4	3.755,7	1.874,0
Venituri financiare.....	87,8	28,3	247,2	73,2	62,0
Cheltuieli financiare.....	(10,8)	(9,9)	(38,1)	(44,1)	(29,4)
Rezultat financiar net.....	77,0	18,4	209,1	29,1	32,6
Profit înainte de impozitare.....	2.061,7	1.564,9	5.417,4	3.784,8	1.906,6
Cheltuiala cu impozitul pe profit.....	(338,4)	(277,0)	(953,4)	(668,6)	(348,6)
Profitul net pentru trei luni încheiate la 31 martie / anul încheiat la 31 decembrie.....	1.723,4	1.287,9	4.464,0	3.116,1	1.558,0
Rezultat pe acțiune.....					
Rezultatul pe acțiune de bază și cel diluat (RON).....	3,84	2,87	9,95	6,95	3,48
Alte elemente ale rezultatului global.....					
Reevaluarea imobilizărilor corporale, net de impozit.....	0,0	0,0	1.777,8	3.856,6	0,0
Modificări ale obligațiilor privind beneficiile determinate ale angajaților, net de impozit.....	0,0	0,0	(7,5)	(13,3)	(7,9)
Pierderi din deprecierea imobilizărilor corporale recunoscute în rezerva din reevaluare, net de impozit.....	0,0	0,0	0,0	0,0	(24,4)
Total alte elemente ale rezultatului global.....	0,0	0,0	1.770,3	3.843,3	(32,3)
Rezultatul global.....	1.723,4	1.287,9	6.234,3	6.959,5	1.525,8



Informații privind poziția financiară consolidată

	La 31	La 31 decembrie		
	martie	2022	2021	2020
	2023	<i>(milioane RON)</i>		
Active				
Active imobilizate				
Imobilizări corporale	19.368,5	19.521,4	18.001,0	13.817,5
Imobilizări necorporale.....	6,4	6,3	7,2	4,6
Numerar restricționat.....	101,1	101,1	0,0	10,3
Creanțe privind impozitul amânat.....	0,0	0,0	15,1	13,3
Investiții în obligațiuni corporative.....	358,0	351,3	0,0	0,0
Alte active imobilizate.....	217,0	218,2	219,9	220,3
Total active imobilizate	20.050,8	20.198,2	18.243,2	14.065,9
Active circulante				
Stocuri.....	74,6	72,4	65,3	68,3
CertIFICATE VERZI.....	0,0	0,0	34,8	0,0
Creanțe comerciale	2.314,9	1.350,7	663,5	338,0
Investiții în depozite și obligațiuni guvernamentale.....	3.677,3	3.034,7	2.561,5	1.730,1
Numerarul și echivalente de numerar	1.233,2	660,7	1.104,9	354,8
Numerar restricționat.....	0,0	0,0	10,3	0,0
Alte active circulante.....	177,4	115,4	78,3	36,7
Total active circulante	7.477,3	5.234,0	4.518,5	2.527,9
Total active	27.528,2	25.432,2	22.761,7	16.593,9
Capitaluri proprii				
Capitalul social	5.513,5	5.513,5	5.513,5	5.513,3
Contribuții în avans la capitalul social	10,8	0,0	0,0	0,0
Rezervă din reevaluare	10.917,1	11.021,3	9.612,9	6.094,9
Alte rezerve	1.023,2	1.023,2	962,1	780,5
Rezultat reportat	5.856,5	4.028,9	3.095,1	2.121,6
Total capitaluri proprii	23.321,0	21.586,9	19.183,5	14.510,3
Datorii				
Datorii pe termen lung				
Împrumuturi bancare	367,9	390,5	483,9	3,4
Datorii aferente contractelor de leasing	7,3	7,6	8,9	14,6
Venituri în avans.....	180,2	181,5	187,2	190,2
Datorii privind impozitul amânat	1.311,9	1.315,9	1.017,2	350,4
Beneficiile angajaților.....	122,2	121,8	122,9	117,1
Provizioane	825,2	817,1	728,6	660,5
Datorii comerciale	25,5	0,4	2,5	5,6
Alte datorii.....	8,9	5,8	18,9	30,9
Total datorii pe termen lung	2.848,9	2.840,6	2.570,2	1.372,8
Datorii curente				
Împrumuturi bancare	93,5	94,0	93,9	28,5
Datorii aferente contractelor de leasing	6,1	7,8	3,6	6,4
Datorii comerciale	390,0	283,0	171,4	172,7
Datorii aferente contractelor cu clienții.....	70,9	84,7	93,3	73,7
Datorii privind impozitul pe profit curent.....	514,4	172,0	123,4	81,4
Venituri în avans.....	5,7	5,7	5,7	5,5
Beneficiile angajaților.....	99,3	105,8	94,4	111,4
Provizioane	121,7	121,8	116,5	196,3
Taxa pentru producătorii de energie electrică.....	23,9	91,4	133,4	0,0
Alte datorii.....	32,7	38,6	172,3	34,8
Total datorii curente.....	1.358,3	1.004,7	1.008,0	710,8
Total datorii.....	4.207,2	3.845,4	3.578,2	2.083,6
Total capitaluri proprii și datorii.....	27.528,2	25.432,2	22.761,7	16.593,9



Informații privind Situația Fluxurilor de trezorerie consolidate

	Trei luni încheiate la 31 martie		Anul încheiat la 31 decembrie		
	2023	2022	2022	2021	2020
	(milioane RON)				
Fluxul de numerar din activități de exploatare:					
Profit net pentru trei luni încheiate la 31 martie / anul încheiat la 31 decembrie.....	1.723,4	1.287,9	4.464,0	3.116,1	1.558,0
Ajustări pentru:					
Amortizarea imobilizărilor corporale	197,7	191,3	770,0	758,1	719,3
Amortizarea imobilizărilor necorporale.....	0,5	0,6	2,2	2,4	1,2
Pierderi / (Reversarea pierderilor) din deprecierea imobilizărilor corporale, net	(0,1)	(33,9)	23,9	359,3	106,0
Pierderi din deprecierea creanțelor comerciale, net	35,0	2,7	43,5	11,3	0,1
Reducerea valorii stocurilor.....	0,0	0,0	0,6	5,1	0,8
Castig în urma combinarilor de întreprinderi	0,0	0,0	0,0	(31,5)	(26,3)
Pierderi / (Câștig) din cedări de imobilizări corporale	0,0	(0,0)	2,1	3,6	6,5
(Câștiguri) / Pierderi din diferențe de curs valutar	(0,1)	(0,2)	0,6	8,8	1,8
Venituri din dobânzi	(86,5)	(28,3)	(243,7)	(72,1)	(62,0)
Cheltuieli cu dobânzile	2,8	1,2	10,6	15,9	11,0
Cheltuiala cu impozitul pe profit.....	338,4	277,0	953,4	668,6	348,6
	2.210,9	1.698,3	6.027,1	4.845,7	2.665,0
Modificări în:					
Creanțe comerciale	(998,9)	(277,0)	(730,6)	(332,3)	(9,6)
Stocuri	(2,2)	(2,8)	(7,8)	(2,0)	(3,8)
Numerar restricționat	0,0	(0,8)	(90,8)	0,0	0,0
Alte active.....	(52,7)	(64,5)	14,3	(14,1)	(18,6)
Datorii comerciale.....	139,9	46,2	91,0	30,4	(12,7)
Venituri în avans.....	(1,4)	(1,4)	(5,7)	(2,9)	(5,5)
Beneficiile angajaților	(6,2)	(6,7)	(4,8)	(27,1)	13,2
Provizioane	8,0	7,7	88,4	(37,2)	69,6
Alte datorii	(84,1)	(167,1)	(215,0)	264,6	33,8
Numerar generat din activități de exploatare	1.213,3	1.232,0	5.166,2	4.725,0	2.731,5
Dobânzi plătite.....	(2,8)	(0,4)	(2,7)	(1,6)	(1,5)
Impozit pe profit plătit.....	0,0	0,0	(928,2)	(675,9)	(453,3)
Numerar net din activitatea de exploatare	1.210,5	1.231,5	4.235,3	4.047,5	2.276,7
Flux de numerar din activitatea de investiții:					
Plăți pentru achiziția de imobilizări corporale	(41,8)	(29,8)	(169,0)	(176,8)	(167,3)
Plăți pentru achiziția de imobilizări necorporale	(0,6)	0,0	(1,2)	(2,4)	(2,4)
Încasări din vânzarea de imobilizări corporale	0,0	0,2	0,2	0,0	0,5
Plăți pentru achiziția de obligațiuni corporative	0,0	0,0	(351,3)	0,0	0,0
Plăți pentru depozite deținute în scop investițional	(3.630,0)	(2.250,0)	(8.575,0)	(5.013,0)	(3.210,0)
Încasări din depozite deținute în scop investițional.....	2.980,0	100,0	7.898,0	4.430,0	3.215,0
Plăți pentru achiziția de obligațiuni guvernamentale.....	0,0	0,0	0,0	(235,4)	0,0
Încasări din obligațiuni guvernamentale ajunse la scadență	0,0	235,4	235,4	0,0	0,0
Dobânzi încasate.....	79,0	14,2	212,0	53,9	63,8
Plăți pentru achiziționarea de filiale, net de numerarul dobândit	0,0	0,0	0,0	(598,3)	9,4
Numerar net utilizat în activitatea de investiții	(613,4)	(1.930,0)	(750,9)	(1.541,9)	(91,0)
Fluxuri de numerar din activitatea de finanțare:					
Încasări din emisiunea de acțiuni	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4
Trageri din împrumuturi	0,0	0,0	0,0	635,2	0,0
Rambursări de împrumuturi.....	(22,8)	(23,0)	(93,3)	(97,6)	(44,3)
Plăți aferente contractelor de leasing	(1,9)	(1,4)	(4,4)	(6,8)	(6,6)
Dividende plătite.....	0,0	0,0	(3.830,9)	(2.286,4)	(2.003,3)
Numerar net utilizat în activitatea de finanțare.....	(24,7)	(24,3)	(3.928,6)	(1.755,5)	(2.053,8)
Cresterea/(descresterea) netă a numerarului și echivalentelor de numerar	572,4	(722,8)	(444,2)	750,0	131,9
Numerar și echivalente de numerar la 1 ianuarie.....	660,7	1.104,9	1.104,9	354,8	223,0
Numerar și echivalente de numerar la 31 martie / 31 decembrie.....	1.233,2	382,1	660,7	1.104,9	354,8



Măsuri care nu intră sub incidența IFRS
EBITDA și EBITDA Ajustata

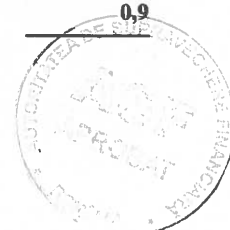
	Trei luni încheiate la 31 martie		Anul încheiat la 31 decembrie		
	2023	2022	2022	2021	2020
	<i>(milioane RON)</i>				
Profitul net	1.723,4	1.287,9	4.464,0	3.116,1	1.558,0
Cheltuiala cu impozitul pe profit.....	338,4	277,0	953,4	668,6	348,6
Venituri din dobânzi	(86,5)	(28,3)	(243,7)	(72,1)	(62,0)
Cheltuieli cu dobânzile, inclusiv actualizarea provizioanelor pe termen lung.....	10,8	8,1	38,9	33,0	27,6
Amortizarea imobilizărilor corporale si necorporale	198,2	191,9	772,2	760,5	720,5
EBITDA	2.184,3	1.736,6	5.984,8	4.506,2	2.592,7
(Reversarea pierderilor)/ Pierderi din deprecierea imobilizărilor corporale	(0,1)	(33,9)	23,9	359,3	106,0
Câștig din achiziția de întreprinderi în condiții avantajoase	0,0	0,0	0,0	(31,5)	(26,3)
EBITDA Ajustata	2.184,2	1.702,7	6.008,6	4.834,0	2.672,4
Venituri.....	3.272,1	2.491,6	9.452,0	6.489,3	3.841,4
Marja EBITDA	66,8	69,7	63,3	69,4	67,5
Marja EBITDA Ajustată (%).....	66,8	68,3	63,6	74,5	69,6

Datoria Netă /(Numerar) Ajustat și Raportul Datoria Netă /(Numerar) Ajustat la EBITDA Ajustată

	La data de și pentru trei luni încheiate la 31 martie		La data de și pentru anul încheiat la 31 decembrie		
	2023	2022	2022	2021	2020
	<i>(milioane RON)</i>				
Împrumuturi bancare	461,4	484,5	577,8	31,9	31,9
Datorii aferente contractelor de leasing.....	13,4	15,4	12,5	21,0	21,0
Numerarul și echivalențe de numerar	(1.233,2)	(660,7)	(1.104,9)	(354,8)	(354,8)
Investiții pe termen scurt (investiții în depozite și obligațiuni guvernamentale).....	(3.677,3)	(3.034,7)	(2.561,5)	(1.730,1)	(1.730,1)
Datorie Netă /(Numerar) Ajustat.....	(4.435,7)	(3.195,6)	(3.076,1)	(2.032,0)	(2.032,0)
EBITDA Ajustat.....	2.184,2	6.008,6	4.834,0	2.672,4	2.672,4
Raportul Datoria Netă/(Numerar) Ajustat la EBITDA Ajustată (%).....	(2,0)	(0,5)	(0,6)	(0,8)	(0,8)

Conversia Numerarului Ajustată

	Trei luni încheiate la 31 martie		Pentru anul încheiat la 31 decembrie		
	2023	2022	2022	2021	2020
	<i>(milioane RON)</i>				
Numerar net din activitatea de exploatare..	1.210,5	1.231,5	4.235,3	4.047,5	2.276,7
EBITDA Ajustata	2.184,2	1.702,7	6.008,6	4.834,0	2.672,4
Conversia Numerarului Ajustată.....	0,6	0,7	0,7	0,8	0,9



PREZENTAREA ȘI ANALIZA CONDUCERII ASUPRA SITUAȚIEI FINANCIARE ȘI REZULTATELOR OPERAȚIUNILOR

Următoarea prezentare și analiză a conducerii asupra situației financiare și a rezultatelor operațiunilor Grupului pentru perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2023 și 2022 și anii încheiați la 31 decembrie 2022, 2021 și 2020 trebuie interpretate în coroborare cu restul prezentului Prospect, inclusiv Situațiile Financiare Consolidate Auditate și Situațiile Financiare Consolidate Interimare Simplificate Neauditare, notele explicative aferente acestora și raportul auditorului independent cu privire la acestea, care sunt incluse în alte părți ale acestui Prospect. Dacă nu se precizează alte surse, informațiile financiare din prezenta secțiune sunt preluate din Situațiile Financiare Consolidate Auditate, care au fost întocmite în conformitate cu IFRS-UE și Situațiile Financiare Consolidate Interimare Simplificate Neauditare, care au fost întocmite în conformitate cu IAS 34 Raportarea Financiară Interimară adoptată de Uniunea Europeană. Pentru o analiză a prezentării istoricului informațiilor financiare ale Grupului inclus în prezentul Prospect, a se vedea „Prezentarea informațiilor financiare și a altor informații”.

Informațiile prezentate mai jos cuprind declarații anticipative care implică riscuri și incertitudini. Viitoarele rezultate ale Grupului ar putea să fie semnificativ diferite de cele prezentate în cele ce urmează. A se vedea „Informații importante privitoare la acest Prospect – Notă de avertizare referitoare la declarațiile anticipative”. Printre factorii care ar putea produce sau contribui la asemenea diferențe se numără inclusiv, dar nu exclusiv, acei factori analizați în secțiunile intitulate „Factori de risc” și „Activitatea Societății” și în alte părți ale Prospectului.

Prezentare generală

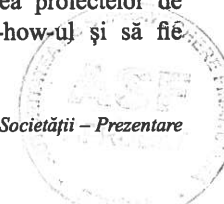
Societatea este principalul producător de energie electrică din România în funcție de energia electrică produsă (a se vedea figura 6 din secțiunea „Prezentarea sectorului de activitate și principalele tendințe”), un jucător important în domeniul hidroenergetic în Europa și principalul furnizor de servicii de sistem din România, jucând un rol important în securitatea SEN. Societatea deține și exploatează 182 de centrale hidroelectrice și cinci stații de pompare cu o capacitate totală instalată de producere a energiei hidroelectrice de 6,3 GW în martie 2023, care au înregistrat o producție netă⁸ de 13.245.412 MWh în anul încheiat la 31 decembrie 2022, și un parc eolian cu o putere instalată totală de 108 MW, constând în 36 de turbine tip Vestas V112 a câte 3 MW fiecare, care a înregistrat o producție netă de 298.874 MWh în anul încheiat la 31 decembrie 2022. Societatea urmărește îmbunătățirile tehnologice pentru a spori durata utilă de viață și performanțele activelor sale, acordând prioritate re tehnologizării și modernizării CHE existente față de realizarea de noi CHE. Grupul își propune să își mențină poziția de lider pe plan național și regional în producerea de energie verde și în sprijinirea tranziției către o economie cu o amprentă redusă de carbon și eficientă energetic. Cu scopul de a valorifica tendința pozitivă în direcția unui mediu al energiei regenerabile, Societatea caută să își dezvolte portofoliul de producție prin achiziționarea de noi proiecte în domeniul energiei verzi, în special instalații eoliene onshore și offshore și proiecte fotovoltaice.

Societatea s-a angajat să producă energie 100% din surse regenerabile încă de la înființare și a jucat, încă de la începuturile acestora, un rol esențial în proiectarea și crearea de concepte tehnologice și operaționale care au devenit standardul în sectorul său de activitate.

Totodată, Societatea este vânzător angro, precum și furnizor de energie electrică direct către clienții finali (vânzarea cu amănuntul), constând în clienți casnici (rezidențiali) și noncasnici (incluzând afaceri industriale, automobile, telecomunicații și construcții). La 31 decembrie 2022, Societatea a furnizat energie electrică la mai mult de 482.000 clienți (puncte la care a fost livrată energie) Ca producător de energie din sursă hidroelectrică și, mai recent, din sursă eoliană, Societatea beneficiază de o sinergie între portofoliul de producție și cel de furnizare, de diversificarea portofoliilor (de exemplu, extinderea către alte surse regenerabile, cum ar fi energia eoliană, în cadrul portofoliului de producție, și creșterea segmentului său de furnizare), și de schema certificatelor verzi (pentru mai multe detalii, a se vedea capitolul „Factori cheie cu impact asupra rezultatelor operațiunilor – Reglementări – Certificate verzi” de mai jos și „Activitatea Societății – Activitate și Operațiuni – Producția de energie – Certificate verzi”). Singura filială a Societății este Hidroserv, deținută integral și care prestează servicii de mentenanță și reparații pentru obiectivele hidroelectrice și este în cursul unei proceduri de insolvență începând din octombrie 2016.

Dimensiunea Grupului și experiența dovedită în ceea ce privește exploatarea și gestionarea proiectelor de producere a energiei hidroelectrice îi permit să își maximizeze competitivitatea și know-how-ul și să fie

⁸ Producția netă se referă la producția brută de energie electrică minus energia consumată intern (a se vedea „Activitatea Societății – Prezentare generală”)



poziționat strategic pentru a beneficia de multiplele oportunități de creștere oferite de tranziția energetică în România și la nivel regional.

Segmente operaționale

Grupul a identificat două segmente raportabile în funcție de autorizațiile de funcționare deținute:

- producerea de energie electrică: producerea de energie electrică prin exploatarea hidrocentralelor, microhidrocentralelor („MHC”) și turbinelor eoliene, prestarea de servicii de sistem către operatorul de sistem (punerea la dispoziție a unei capacități de producție agreate pentru nevoile de echilibrare ale sistemului energetic); energia electrică produsă este vândută în principal furnizorilor de energie electrică și entităților care comercializează energie electrică pe piața angro de energie electrică, precum și furnizată consumatorilor finali prin intermediul segmentului de furnizare a energiei electrice (prin transfer intern); segmentul de producere a energiei electrice include, de asemenea, serviciile de sistem și producerea de energie electrică pentru echilibrarea sistemului, care sunt facturate operatorului de sistem, Transelectrica SA; și
- furnizarea de energie electrică: furnizarea de energie electrică consumatorilor finali non-casnici și casnici. Energia electrică furnizată consumatorilor finali este produsă, în principal, de segmentul de producere a energiei electrice, iar în cazul în care există un deficit, acesta este acoperit prin achiziții de energie electrică spot sau forward.

Grupul a prezentat pentru prima dată informații pe segmente în situațiile sale financiare la data de și pentru exercițiul încheiat la data de 31 decembrie 2022, împreună cu informații comparative pentru anii încheiați la 31 decembrie 2021 și 2020. Pentru anii încheiați la 31 decembrie 2021 și 2020, veniturile și profitul înainte de impozitare ale segmentului de furnizare de energie electrică au reprezentat mai puțin de 10% din veniturile totale ale Grupului și, respectiv, profitul înainte de impozitare al Grupului.

Directoratul Societății revizuieste rapoartele de management ale fiecărui segment. Profitul înainte de impozitare al segmentului este utilizat pentru a evalua performanța, deoarece conducerea consideră că aceasta informație este una dintre cele mai relevante în evaluarea rezultatelor segmentelor. Activele și datoriile totale pe segmente nu sunt incluse în rapoartele de management examinate de Directorat.

Tabelul de mai jos prezintă principalele elemente de venituri și cheltuieli ale segmentelor Grupului pentru perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2023 și 2022 și pentru anii încheiați la 31 decembrie 2022, 2021 și 2020:

Perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2023	Producerea de energie electrica	Furnizarea de energie electrica	Total segmente raportabile	Eliminări între segmente	Total consolidat
	<i>(in milioane RON)</i>				
Venituri externe.....	2.117,1	1.155,0	3.272,1	0,0	3.272,1
Venituri între segmente.....	368,1	0,0	368,1	(368,1)	0,0
Venituri ale segmentului.....	2.485,1	1.155,0	3.640,2	(368,1)	3.272,1
Profit înainte de impozitare al segmentului.....	1.703,6	358,1	2.061,7	0,0	2.061,7
Venituri/(cheltuieli) financiare nete	75,7	1,2	77,0	0,0	77,0
Amortizarea imobilizarilor.....	(198,2)	(0,0)	(198,2)	0,0	(198,2)
Reversarea pierderilor din deprecierea imobilizarilor corporale	0,1	0,0	0,1	0,0	0,1
Energie electrica achizitionata	(43,6)	(423,2)	(466,9)	306,7	160,2
Cheltuieli cu certificatele verzi.....	0,0	(98,3)	(98,3)	61,4	(36,9)
Cheltuieli privind beneficiile angajatilor.....	(155,4)	(2,5)	(157,9)	0,0	(157,9)
Apa uzinata.....	(163,6)	0,0	(163,6)	0,0	(163,6)
Taxa pentru producatorii de energie electrica.....	(230,6)	0,0	(230,6)	0,0	(230,6)
Transport si distributie de energie electrica	(16,1)	(234,3)	(250,4)	0,0	(250,4)
Alte cheltuieli.....	(60,3)	(39,8)	(100,1)	0,0	(100,1)



Perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2022	Producerea de energie electrică	Furnizarea de energie electrică	Total segmente raportabile	Eliminări între segmente	Total consolidat
	<i>(în milioane RON)</i>				
Venituri externe.....	2.045,5	446,1	2.491,6	0,0	2.491,6
Venituri între segmente.....	158,3	0,0	158,3	(158,3)	0,0
Venituri ale segmentului.....	2.203,8	446,1	2.649,9	(158,3)	2.491,6
Profit înainte de impozitare al segmentului.....	1.379,5	185,3	1.564,9	0,0	1.564,9
Venituri/(cheltuieli) financiare nete	18,2	0,1	18,4	0,0	18,4
Amortizarea imobilizărilor.....	(191,9)	(0,0)	(191,9)	0,0	(191,9)
Reversarea pierderilor din deprecierea imobilizărilor corporale	33,9	0,0	33,9	0,0	33,9
Energie electrică achiziționată	(40,4)	(154,5)	(195,0)	154,5	(40,4)
Cheltuieli cu certificatele verzi.....	(2,9)	(35,9)	(38,7)	3,8	(35,0)
Cheltuieli privind beneficiile angajaților.....	(128,4)	(1,7)	(130,1)	0,0	(130,1)
Apa uzinată.....	(110,9)	0,0	(110,9)	0,0	(110,9)
Taxa pentru producătorii de energie electrică.....	(369,0)	0,0	(369,0)	0,0	(369,0)
Transport și distribuție de energie electrică	(9,0)	(65,4)	(74,4)	0,0	(74,4)
Alte cheltuieli.....	(53,5)	(3,3)	(56,8)	0,0	(56,8)

Anul încheiat la 31 decembrie 2022	Producerea de energie electrică	Furnizarea de energie electrică	Total segmente raportabile	Eliminări între segmente	Total consolidat
	<i>(în milioane RON)</i>				
Venituri externe.....	7.303,0	2.149,0	9.452,0	0,0	9.452,0
Venituri între segmente.....	854,3	0,0	854,3	(854,3)	0,0
Venituri ale segmentului.....	8.157,2	2.149,0	10.306,2	(854,3)	9.452,0
Profit înainte de impozitare al segmentului.....	4.911,3	506,2	5.417,4	0,0	5.417,4
Venituri/(cheltuieli) financiare nete	204,7	4,4	209,1	0,0	209,1
Amortizarea imobilizărilor.....	(772,1)	(0,0)	(772,2)	0,0	(772,2)
Pierderi din deprecierea imobilizărilor corporale.....	(23,9)	0,0	(23,9)	0,0	(23,9)
Energie electrică achiziționată.....	(582,2)	(937,7)	(1.519,9)	822,8	(697,1)
Cheltuieli cu certificatele verzi.....	(34,8)	(179,9)	(214,7)	31,5	(183,2)
Cheltuieli privind beneficiile angajaților.....	(622,2)	(8,5)	(630,7)	0,0	(630,7)
Apă uzinată.....	(451,0)	0,0	(451,0)	0,0	(451,0)
Taxa pentru producătorii de energie electrică.....	(671,7)	0,0	(671,7)	0,0	(671,7)
Transport și distribuție de energie electrică	(43,3)	(454,8)	(498,1)	0,0	(498,1)
Alte cheltuieli.....	(295,8)	(66,2)	(362,0)	0,0	(362,0)

Anul încheiat la 31 decembrie 2021	Producerea de energie electrică	Furnizarea de energie electrică	Total segmente raportabile	Eliminări între segmente	Total consolidat
	<i>(în milioane RON)</i>				
Venituri externe.....	6.070,8	418,5	6.489,3	0,0	6.489,3
Venituri între segmente.....	229,6	0,0	229,6	(229,6)	0,0
Venituri ale segmentului.....	6.300,4	418,5	6.718,9	(229,6)	6.489,3
Profit înainte de impozitare al segmentului.....	3.717,2	67,6	3.784,8	0,0	3.784,8
Venituri/(cheltuieli) financiare nete	29,1	(0,0)	29,1	0,0	29,1
Amortizarea imobilizărilor.....	(760,3)	(0,2)	(760,5)	0,0	(760,5)
Pierderi din deprecierea imobilizărilor corporale.....	(359,3)	0,0	(359,3)	0,0	(359,3)
Energie electrică achiziționată.....	(90,1)	(222,5)	(312,6)	222,5	(90,1)
Cheltuieli cu certificatele verzi.....	(19,8)	(41,0)	(60,9)	7,2	(53,7)
Cheltuieli privind beneficiile angajaților.....	(585,6)	(4,3)	(589,8)	0,0	(589,8)
Apă uzinată.....	(540,1)	0,0	(540,1)	0,0	(540,1)
Taxa pentru producătorii de energie electrică.....	(133,4)	0,0	(133,4)	0,0	(133,4)
Transport și distribuție de energie electrică	(49,2)	(61,2)	(110,4)	0,0	(110,4)
Alte cheltuieli.....	(248,5)	(23,0)	(271,5)	0,0	(271,5)



Anul încheiat la 31 decembrie 2020	Producerea de energie electrică	Furnizarea de energie electrică	Total segmente raportabile	Eliminări între segmente	Total consolidat
	(în milioane RON)				
Venituri externe.....	3.619,1	222,4	3.841,4	0,0	3.841,4
Venituri între segmente.....	108,0	0,0	108,0	(108,0)	0,0
Venituri ale segmentului.....	3.727,1	222,34	3.949,5	(108,0)	3.841,4
Profit înainte de impozitare al segmentului.....	1.851,1	55,5	1.906,6	0,0	1.906,6
Venituri/(cheltuieli) financiare nete	32,6	0,0	32,6	0,0	32,6
Amortizarea imobilizărilor.....	(720,5)	(0,0)	(720,5)	0,0	(720,5)
Pierderi din deprecierea imobilizărilor corporale.....	(106,0)	0,0	(106,0)	0,0	(106,0)
Energie electrică achiziționată.....	(15,4)	(104,5)	(119,9)	104,5	(15,4)
Cheltuieli cu certificatele verzi.....	0,0	(17,5)	(17,5)	3,6	(14,0)
Cheltuieli privind beneficiile angajaților.....	(489,6)	(0,7)	(490,3)	0,0	(490,3)
Apă uzinată.....	(307,1)	0,0	(307,1)	0,0	(307,1)
Transport și distribuție de energie electrică.....	(31,9)	(40,9)	(72,8)	0,0	(72,8)
Alte cheltuieli.....	(310,2)	(0,2)	(310,3)	0,0	(310,3)

Alte cheltuieli raportate de segmente constau în următoarele elemente ale situațiilor consolidate ale profitului sau pierderii și altor elemente ale rezultatului global: reparații, întreținere, materiale și consumabile, pierderi din deprecierea creanțelor comerciale și alte cheltuieli de exploatare.

Veniturile între segmente includ valoarea energiei electrice produse și transferate în cadrul Societății din portofoliul de producere (segmentul de producere a energiei electrice) către portofoliul de furnizare (segmentul de furnizare a energiei electrice) în suma de 334,6 milioane RON și 139,4 milioane RON pentru perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2023 și 2022, respectiv de 714,1 milioane RON, 166,6 milioane RON și 104,5 milioane RON pentru anii încheiați la 31 decembrie 2022, 2021 și 2020, precum și valoarea certificatelor verzi și energia în echilibrare transferate din segmentul de producere în segmentul de furnizare. Veniturile între segmente pentru perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2023 și 2022 și pentru anii încheiați la 31 decembrie 2022 și 2021 au fost calculate pe baza unei metodologii aprobate de Directorat în 2021, iar pentru anul încheiat la 31 decembrie 2020 pe baza unei metodologii aprobate de Directorat în 2018. Metodologia folosită pentru perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2023 și 2022 și anii încheiați la 31 decembrie 2022 și 2021 pentru calcularea prețului de transfer între cele două segmente are la baza costul mediu de producere a energiei electrice în ultimele 12 luni încheiate cu două luni înaintea lunii de calcul, plus o marjă internă. Metodologia utilizată în 2020 are la baza costul de producere a energiei electrice lunar obținut cu două luni înaintea lunii de calcul, plus o marjă internă.

Factori cheie cu impact asupra rezultatelor operațiunilor

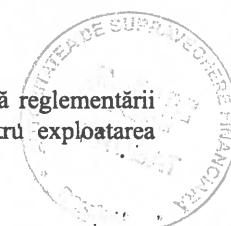
În continuare sunt prezentați factorii cheie care au avut și este preconizat să continue să aibă un impact asupra rezultatelor operațiunilor Grupului.

Reglementări

Grupul își desfășoară activitatea într-un sector reglementat la scară largă. Producția, tranzacționarea și furnizarea de energie electrică și serviciile de sistem sunt toate supuse unui spectru larg de regimuri de reglementare. A se vedea „Aspecte referitoare la reglementări” pentru mai multe informații privind reglementările aplicabile și „Factori de risc — Riscuri referitoare la activitatea Grupului și industria în care acesta activează — Modificarea reglementărilor sau politicilor guvernamentale, în special ca urmare a unui nivel crescut de intervenție a Guvernului pe piața energiei electrice, ar putea să aibă efecte semnificative și negative asupra activității Grupului”. Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012 („Legea Energiei”) stabilește cadrul de reglementare pentru societățile care își desfășoară activitatea pe piața energiei electrice din România, incluzând producătorii și furnizorii de energie electrică. Pe lângă mediul intens reglementat în care activează Grupul, Guvernul României are tendința să intervină în mod activ pe piețele de energie, printre altele, cu scopul de a controla prețurile energiei electrice. Societatea are licențele și permisele pentru exploatarea segmentelor de producere și de furnizare, astfel cum a fost detaliat în „Activitatea Societății — Principalele autorizații”.

Producție și tranzacționare

În România, producerea de energie electrică este reglementată de Legea Energiei și este supusă reglementării și licențierii din partea ANRE. Licența Societății nr. 332/2001 a fost obținută în 2001 pentru exploatarea



comercială a capacităților de producere a energiei, inclusiv pentru furnizarea de servicii de sistem. Licența de producere a Societății a fost actualizată în 2022 și va expira la data de 24 iulie 2026 (a se vedea „Aspecte referitoare la reglementări – Aspecte privind energia electrică – Licențe obținute de Societate pentru participarea la piața de energie electrică din România – Producerea de energie”). Ca producător de energie, Societatea intră sub incidența unor numeroase obligații, precum respectarea instrucțiunilor de dispecerizare emise de OTS, asigurarea activităților de măsurare a energiei electrice, și respectarea tuturor obligațiilor referitoare la protecția mediului și gospodărirea apelor.

Toate veniturile Grupului generate din producția și tranzacționarea de energie electrică sunt reflectate la vânzarea angro de energie electrică în situația consolidată a profitului sau pierderii și a altor elemente ale rezultatului global.

Istoric, tranzacționarea energiei produse de Societate a fost realizată pe piețele angro ale OPCOM, în conformitate cu regulile specifice ale fiecărei piețe. În general, prețurile aferente acestor tranzacții au fost stabilite de cererea și oferta de pe piața respectivă. Cu toate acestea, în 2020, Societatea a trebuit să livreze energie electrică pe piața reglementată cu un plafon de preț conform Ordinului ANRE 10/2019. Energia electrică a fost vândută direct către furnizorii de ultimă instanță, rezultând un preț plafonat mediu de 109,5 RON/MWh și o cantitate livrată pe piața reglementată de 3.154 TWh.

Prin MACEE, Societatea are în prezent obligația de a vinde către OPCOM, în calitate de cumpărător unic, la un preț fix de 450 RON/MWh, energia reprezentând: (i) un volum de 80% din cantitățile sale estimate anuale de energie disponibilă, aprobate de Transelectrica și comunicate către ANRE; și (ii) cantitatea sa de energie disponibilă estimată revizuită lunar. Pentru a calcula energia disponibilă, Societatea scade din cantitățile prognozate de energie următoarele: (i) cantitățile de energie care fac obiectul contractelor de vânzare angro și cu amănuntul în vigoare la data de 11 noiembrie 2022; (ii) cantitatea prognozată de energie necesară pentru echilibrare; și (iii) energia electrică produsă de active hidroelectrice cu o putere instalată mai mică de 10 MW și energia electrică produsă de capacitățile eoliene. Pentru mai multe detalii, a se vedea „Factori de risc–Riscuri referitoare la activitatea Grupului și industria în care acesta activează–Modificarea reglementărilor sau politicilor guvernamentale, în special ca urmare a unui nivel crescut de intervenție a Guvernului pe piața energiei electrice, ar putea să aibă efecte semnificative și negative asupra activității Grupului”.

Societatea este, de asemenea, obligată să contribuie la Fondul de Tranziție Energetică sub forma unei suprataxe pentru producătorii de energie electrică. Această contribuție este datorată în intervalul 1 septembrie 2022 – 31 martie 2025 și se percepe în cazul în care prețul lunar de vânzare a energiei electrice este mai mare de 450 RON/MWh (pentru mai multe detalii, a se vedea „Descrierea principalelor elemente ale situației veniturilor și cheltuielilor — Taxa pentru producătorii de energie electrică”)



Furnizare

Societatea își desfășoară activitățile de furnizare a energiei electrice în baza licenței sale de furnizor final. Licența de furnizare nr. 215/2020 a Societății este valabilă pentru o perioadă de 10 ani cu posibilitatea de a solicita o licență nouă cu cel puțin 60 de zile înainte de expirarea valabilității actualei licențe. Liberalizarea pieței de furnizare a energiei electrice din România a început în 2014, ultima etapă având loc în luna ianuarie 2021, când a fost liberalizată piața de furnizare pentru utilizatorii casnici (ceea ce înseamnă că tarifele de furnizare a energiei electrice au fost liberalizate pentru utilizatorii casnici). Toate veniturile generate de Grup din furnizarea de energie electrică sunt reflectate ca furnizarea de energie electrică consumatorilor finali (vânzarea cu amănuntul) în situația consolidată a profitului sau pierderii și a altor elemente ale rezultatului global. Veniturile din segmentul de furnizare al Grupului includ costurile transferate, care sunt costurile cu certificatele verzi, costurile de transport și distribuție de energie electrică, costurile de introducere de energie electrică în sistem și costurile aferente serviciilor de sistem. De asemenea, Grupul își clasifică veniturile corespunzătoare acestor costuri transferate ca venituri transferate⁹. Următorul tabel prezintă informația în legătură cu veniturile Grupului generate de segmentul de furnizare pentru perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2023 și pentru anii încheiați la 31 decembrie 2022, 2021 și 2020:

		Pentru perioada de trei luni încheiată la			
		31 martie		Pentru anul încheiat la 31 decembrie	
		2023	2022	2021	2020
Producție totală vândută ¹⁰	TWh	4,5	13,5	16,7	14,6
Achiziție externă ¹¹	TWh	0,4	1,1	0,6	1,4
Totalul vânzării de energie electrică¹²	TWh	4,8	14,7	17,4	16,0
Echilibrare ¹³	TWh	(0,1)	(0,9)	(0,9)	(0,5)
Vânzarea cu Amănuntul ¹⁴	TWh	(1,5)	(3,7)	(1,0)	(0,6)
Energia produsă vândută¹⁵	TWh	3,3	10,2	15,4	14,8
Volumul Furnizat ¹⁶	TWh	1,5	3,7	1,0	0,6
Prețurile de Furnizare (Ex-Transfer) ¹⁷	RON / MWh	556,4	414,4	310,0	262,0
Venituri din Furnizarea de Energia Livrată¹⁸	RONm	822,4	1.522,8	319,0	164,0
Venit Transferat Ajustat ¹⁹	RONm	332,6	626,2	99,5	58,4
Transfer Ajustat % ²⁰	%	40%	41%	31%	36%
Venit din energia electrică furnizată către consumatori finali (vânzarea cu amănuntul)	RONm	1.155,0	2.149,0	418,5	222,4

Prin OUG 119/2022 a fost stabilit un plafon al prețului energiei electrice aplicabil consumatorilor, după cum urmează: (i) în cazul consumatorilor casnici de energie electrică, printre alte criterii, în funcție de perioada de consum, consumul lunar, dacă se utilizează echipamente medicale, situația socială, între 0,68 RON/kWh și 1,3 RON/kWh; (ii) în cazul consumatorilor noncasnici, printre alte criterii, în funcție de încadrarea

⁹ „venituri transferate”: veniturile încasate de Grup pentru a acoperi toate costurile transferate care au fost facturate Grupului de către beneficiarii lor respectivi. La rândul său, Grupul a facturat aceste costuri (în numele beneficiarilor lor) către consumatorii finali ai Grupului, împreună cu veniturile obținute din certificatele verzi pe care Grupul le-a generat intern și din energia livrată (pentru care Grupul este beneficiar).

¹⁰ „Producție totală vândută” reprezintă volumul de energie electrică produsă de grup din sursele sale hidro și eoliene și vândută, mai puțin energia electrică pe care Grupul a consumat-o pe plan intern.

¹¹ „Achiziție externă” reprezintă volumul de energie electrică achiziționat de Grup de la părți terțe.

¹² „Totalul vânzării de energie electrică” reprezintă volumul total de energie electrică vândut de Grup pe toate piețele, incluzând piețele angro, cu amănuntul și de echilibrare.

¹³ „Echilibrare” reprezintă volumul de energie electrică vândut de Grup pe piața de echilibrare.

¹⁴ „Vânzarea cu Amănuntul” reprezintă volumul de energie electrică vândut de Grup către consumatorii finali în cadrul segmentului de furnizare.

¹⁵ „Energia produsă vândută” reprezintă volumul de energie electrică vândut de Grup în afară de Echilibrare și Vânzarea cu Amănuntul.

¹⁶ „Volumul Furnizat” reprezintă volumul de energie pe care Grupul l-a livrat și facturat către consumatorii finali.

¹⁷ „Prețurile de Furnizare (Ex-Transfer)” reprezintă prețul pentru volumul energiei electrice pe care Grupul l-a livrat și facturat către consumatorii finali.

¹⁸ „Venituri din Furnizarea de Energia Livrată” reprezintă veniturile generate de Grup din energia electrică livrată și facturată către consumatorii finali.

¹⁹ „Venit Transferat Ajustat” reprezintă orice venituri pe care Grupul le-a generat în segmentul său de furnizare, altele decât veniturile din furnizare. Veniturile Transferate Ajustate constau în venituri de transfer, precum și în veniturile rezultate din certificatele verzi generate de Grup pe plan intern.

²⁰ „Transfer Ajustat %” reprezintă Venitul Transferat Ajustat în procente din Totalul Veniturilor din Furnizare



consumatorului ca întreprindere mică și mijlocie, dacă este operator economic din domeniul industriei alimentare, dacă este autoritate sau instituție publică locală, spital public sau privat etc., între 1 RON/kWh și 1,3 RON/kWh. Se anticipează ca aceste măsuri de protecție să se aplice până la data de 31 martie 2025. A se vedea „Aspecte referitoare la reglementări – Aspecte privind energia – Piața energiei din România – Furnizarea de energie electrică – Măsuri luate pentru a proteja consumatorii împotriva majorării prețurilor la energia electrică”.

Deoarece Societatea este și producător de energie, obligațiile sale de furnizare sunt îndeplinite, în general, prin transferarea energiei produse în cadrul segmentul de producție către segmentul de furnizare prin intermediul unei proceduri interne. Pentru mai multe detalii în legătură cu metodologia Societății pentru calcularea veniturilor între segment a se vedea „Segmente operaționale”. Cu toate acestea, în cazul în care Societatea are nevoie de energie electrică suplimentară pentru segmentul de furnizare, pe baza licenței de furnizare, Societatea poate achiziționa cantitatea de energie electrică necesară de pe piață.

Servicii de sistem

Piața serviciilor de sistem este piața de energie pe care se tranzacționează serviciile de echilibrare (cu excepția acelor servicii de sistem care asigură stabilitatea frecvenței). Un serviciu de sistem poate fi orice serviciu necesar pentru funcționarea sistemelor de transport sau de distribuție, inclusiv serviciile de echilibrare și serviciile de sistem, cu excepția serviciilor de stabilitate a frecvenței, dar neincluzând gestionarea congestiilor. Toate veniturile Grupului din serviciile de sistem sunt reflectate în rubrica de venituri din serviciile de sistem.

OTS poate achiziționa servicii de sistem, de capacitate și de energie electrică de la toți participanții la piață care îndeplinesc cerințele tehnice necesare, inclusiv de la Societate, de la clienții dispecerizabili, de la operatorii de instalații de stocare a energiei și de la agregatori, pe baza unei proceduri transparente, nediscriminatorii și bazate pe regulile pieței, aprobată de ANRE. OTS derulează proceduri competitive pentru serviciile de sistem, achiziționându-le la tarife stabilite pe baza calculului efectuate în conformitate cu reglementările ANRE.

CertIFICATE VERZI

Schema de sprijin prin certificate verzi din România a fost adoptată pentru a stimula producerea de energie electrică din surse de energie regenerabile. Certificatele verzi pot fi acordate centralelor hidroelectrice cu o capacitate instalată de până la un maxim de 10 MWh, precum și parcurilor eoliene și altor tehnologii regenerabile. Numărul de certificate verzi pe care un producător este îndreptățit să îl primească depinde de tipul și vârsta centralelor electrice.

Parcul eolian al Societății, cu o putere instalată de 108 MW situat în județul Constanța, România („Crucea Wind Farm”) primește 0,75 certificate verzi pentru fiecare 1 MWh livrat în rețea din capacitățile eoliene până în 2029. Societatea primește de asemenea un număr mic de certificate verzi pentru unele dintre microhidrocentralele sale. Pentru mai multe detalii privind certificatele verzi, a se vedea „Aspecte referitoare la reglementări — Aspecte privind energia electrică — Licențe obținute de Societate pentru participarea la piața de energie electrică Română — Producerea de energie — Schema de sprijin prin certificate verzi”. Aceste certificate sunt ulterior vândute pe piețele specializate administrate de OPCOM către furnizori de energie electrică obligați prin lege să obțină un anumit număr de certificate în fiecare an pentru a își îndeplini obligațiile în legătură cu energia regenerabilă. Societatea poate să își transfere și își transferă certificatele verzi din portofoliul de generare în cel de furnizare, care sunt apoi incluse drept costuri transferate percepute clienților finali, în timp ce restul de certificate pot fi vândute pe piețele OPCOM. Acest lucru înseamnă că, în cazul în care cererea de certificate verzi pe piață nu este suficient de mare, Societatea își poate transfera certificatele verzi în portofoliul său de furnizare.

Condiții hidrologice și alte condiții meteorologice și climatice

Rezultatele operațiunilor Grupului sunt direct afectate de condițiile hidrologice, precum precipitații, evaporare, infiltrare, scurgere de suprafață, refacerea pânzei freatice și acumularea de apă în sistemele naturale, care influențează cantitatea de apă cu care sunt alimentate râurile sau lacurile de acumulare din arealul de captare al centralelor hidroelectrice. Aceste condiții pot fi supuse unor variații semnificative. Grupul deține 182 de centrale hidroelectrice și cinci stații de pompare în șapte sucursale de pe întreg teritoriul României. Toate centralele hidroelectrice ale Grupului sunt dependente de condițiile hidrologice prevalente în regiunile unde sunt amplasate sucursalele respective. În special, debitele mai ridicate conduc la o producție de energie electrică mai mare, în timp ce debitele reduse au drept rezultat o producție de energie electrică mai mică, în fiecare caz fără impact asupra cheltuielilor operaționale ale Grupului. Drept urmare, fluctuațiile debitelor apelor au, în general, un impact direct asupra veniturilor Grupului din vânzarea de

energie electrică și din furnizarea de energie electrică către utilizatorii finali. Impactul condițiilor hidrologice este mai evident în cazul centralelor hidroelectrice pe firul apei, față de centralele hidroelectrice cu acumulare (a se vedea „*Activitatea Societății — Activitate și operațiuni — Producerea de energie electrică*”). Utilizarea atât a centralelor hidroelectrice pe firul apei, cât și a centralelor hidroelectrice cu acumulare permite Societății să aibă o abordare flexibilă în ceea ce privește vânzarea energiei electrice pe piața angro și pe piața de furnizare, adaptându-se pentru a își îndeplini obligațiile contractuale și, în același timp, furnizând servicii de sistem către OTS. Grupul utilizează de asemenea furnizori terți pentru prognozarea energiei hidroelectrice, ceea ce îi oferă o vizibilitate a condițiilor de trei luni în avans, cu câteva grade de incertitudine. În plus, centralele hidroelectrice ale Grupului sunt expuse la probleme legate de condițiile meteorologice, precum secetă, temperaturi sau furtuni extreme, vânt puternic, descărcări electrice și grindină. Astfel de condiții meteorologice severe pot avaria instalațiile Grupului și pot întrerupe operațiunile Grupului, conducând la cheltuieli mai mari cu mentenanța și reparațiile (aferele avariilor pe care aceste condiții le pot cauza centralelor și echipamentelor hidroelectrice), precum și la venituri diminuate din vânzarea de energie electrică. A se vedea „*Factori de risc — Riscuri referitoare la activitatea Grupului și industria în care acesta activează — Producția de energie electrică de către Grup și cererea pentru energia electrică produsă de Grup sunt supuse condițiilor climatice care ar putea să fie independente de voința Grupului. Totodată, schimbările climatice și episoadele de evenimente meteorologice severe ar putea avea un efect negativ asupra echipamentelor de producție ale Grupului (puse în funcțiune și planificate a fi puse în funcțiune)*”.

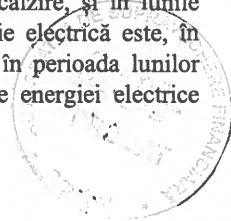
În general, în baza datelor statistice, cel mai mare aflux de apă se înregistrează în lunile martie, aprilie, mai și iunie datorită topirii zăpezii. În timpul acestor luni, centralele hidroelectrice ale Grupului, în special centralele pe firul apei, produc mai multă energie electrică față de restul anului. La nivel istoric, deși condițiile hidrologice din România au cunoscut variații, diversificarea geografică a portofoliului de producție al Grupului a redus în parte volatilitatea, indusă hidrologic, activităților de producere. Producția brută a Grupului de energie electrică din sursele sale hidroenergetice și eoline (fără a exclude electricitatea consumată la nivel intern în interiorul Grupului) a fost de 13,9 TWh, 17,1 TWh și, respectiv, 15,0 TWh în anii încheiați la 31 decembrie 2022, 2021 și 2020; media de 10 ani pentru producția brută de energie hidroelectrică în intervalul 2013-2022 a fost de 15,9 TWh pe an.

Și rezultatele operațiunilor Grupului sunt, într-o anumită măsură, influențate de condițiile de vânt, precum viteza și direcția acestuia. Grupul deține un parc eolian (Crucea Wind Farm) situat în județul Constanța, România. Condițiile eoliene pot impacta coeficienții de încărcare atinși de Crucea Wind Farm, și astfel capacitatea sa de generare a electricității. În cadrul planului său de diversificare și dezvoltare a surselor de energie regenerabilă, Grupul intenționează să își majoreze capacitatea eoliană și să dezvolte capacități solare, investind în parcuri eoliene onshore și offshore și în parcuri fotovoltaice. Producția de energie generată de aceste parcuri eoliene și fotovoltaice ar putea depinde de condițiile de vânt și solare. Chiar dacă prognozele pe termen lung ale Grupului cu privire la aceste condiții sunt evaluate corect, condițiile de vânt și solare efective ar putea să fluctueze de-a lungul oricărui an și să se abată de la coeficienții de încărcare medii pe termen lung, provocând o volatilitate de generare semnificativă a performanțelor parcurilor eoliene și fotovoltaice ale Grupului.

Prețurile energiei electrice

Rezultatele operațiunilor Grupului resimt și efectele prețurilor la care Grupul își vinde energia electrică din portofoliile sale de tranzacționare și furnizare. Prețurile de piață ale energiei electrice depind de cererea și oferta de energie electrică.

În cazul portofoliului său de tranzacționare a energiei electrice, Societatea este nevoită în temeiul OUG 153/2022 să vândă prin MACEE între 1 ianuarie 2023 și 31 martie 2025, la un preț fix de 450 RON/MWh, energia reprezentând: (i) un volum de 80% din cantitățile sale estimate anuale de energie disponibilă, astfel cum acestea au fost comunicate către Transelectrica și aprobat de către ANRE; și (ii) cantitatea sa de energie disponibilă estimată revizuită lunar. De asemenea, prin intermediul licitațiilor MACEE organizate lunar, Societatea vinde energia sa disponibilă lunară estimată și revizuită către OPCOM, în calitate de cumpărător unic, la un preț de 450 RON/MWh. Societatea poate vinde de asemenea cantitatea rămasă pe PZU și pe piața intrazilnică la prețurile pieței libere. În anii încheiați la 31 decembrie 2022, 2021 și 2020, Grupul a obținut venituri din vânzarea de energie electrică pe piața angro în valoare de 6.960,8 milioane RON, 5.629,0 milioane RON și, respectiv, 3.269,7 milioane RON. Prețurile de piață ale energiei electrice pe PZU și pe piața intrazilnică depind de cererea și oferta de energie electrică. Cererea de energie electrică, măsurată prin consum, crește de obicei în lunile de iarnă, ca urmare a necesităților de încălzire, și în lunile de vară, pe fondul utilizării instalațiilor de aer condiționat. Pe deasupra, cererea de energie electrică este, în general, mai mare în timpul orelor de program din timpul zilei și cu o durată mai lungă în perioada lunilor de toamnă și iarnă din cauza orelor de lumină naturală mai puține. Prețurile de piață ale energiei electrice



reflectă, de asemenea, mixul național de producere a energiei și poziționarea centralelor hidroelectrice în ordinea de merit. Prețurile energiei electrice pe piața spot sunt, în general, determinate de centralele electrice marginale (centrale termoelectrice pe bază de gaze și/sau cărbune), care acoperă diferența de cerere neacoperită de sarcina de bază sau de centralele electrice care produc energie din surse regenerabile. În timpul lunilor de primăvară, prețurile energiei electrice scad în general, datorită creșterii ofertei de energie electrică (pondere crescută în producerea de energie electrică a centralelor hidroelectrice) și a scăderii cererii de energie electrică. Deoarece Grupul a încheiat contracte de vânzare a energiei electrice cu aproximație între unu și doi ani înainte de data efectivă de livrare pe baza prognozei sale referitoare la producția de energie, Grupul este expus la riscul de fluctuație a prețurilor pe piață atunci când producția efectivă de energie electrică a Grupului este mai mică decât cantitatea de energie pe care Grupul este obligat să o livreze și, astfel, poate fi forțat să cumpere energie electrică pe PZU prin intermediul unor CCEE bilaterale la prețuri de piață pentru a își respecta obligațiile contractuale. A se vedea „*Factori de risc — Este posibil ca strategiile de acoperire a riscului ale Societății să nu fie eficiente în atenuarea fluctuațiilor de preț și a pierderilor potențiale*”.

Pentru portofoliul său de furnizare, Grupul vinde consumatorilor finali energie electrică la prețuri aflate sub rezerva reglementărilor care plafonează prețul. A se vedea „*Aspecte referitoare la reglementări — Aspecte privind energia — Piața energiei din România — Furnizarea de energie electrică — Măsuri luate pentru a proteja consumatorii împotriva majorării prețurilor la energia electrică*”. În anii încheiați la 31 decembrie 2022, 2021 și 2020, Grupul a obținut venituri în valoare de 2.149,0 milioane RON, 418,5 milioane RON și, respectiv, 222,4 milioane RON din portofoliul său de furnizare. Prețurile de piață ale energiei electrice furnizate consumatorilor finali depind și de cererea sau oferta de energie electrică, precum și de mixul național de producere a energiei și de poziția centralelor hidroelectrice în ordinea de merit. Deoarece Grupul transferă cu regularitate energia electrică produsă de acesta în portofoliul său de furnizare în loc de a achiziționa energie electrică de pe piețele angro, expunerea Grupului la riscul de volatilitate a prețurilor energiei electrice și la un dezechilibru între prețurile angro și prețurile cu amănuntul aferente portofoliului său de furnizare este limitată.

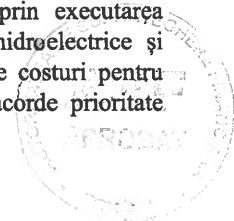
Condițiile macroeconomice în România

Toate operațiunile Grupului se desfășoară în România, iar, în perioadele analizate, toate veniturile Grupului au fost obținute în mod substanțial din vânzări în România. Condițiile macroeconomice pot avea un impact asupra PIB-ului României și, astfel, pot avea o influență semnificativă asupra performanțelor Grupului. Acest lucru poate, la rândul său, să afecteze consumul de energie electrică de către consumatorii industriali și casnici din România. Modificările structurale ale economiei României pot facilita o cerere mai mare pentru energia electrică pe care Grupul o produce în instalațiile sale. Creșterea gradului de industrializare are drept efect sporirea consumului de energie electrică al consumatorilor industriali, ceea ce, pe cale de consecință, majorează cererea generală de energie electrică. În plus, dezvoltarea condițiilor macroeconomice în România influențează consumul și veniturile disponibile ale populației, ceea ce sporește și mai mult cererea de energie electrică. Așadar, modificarea PIB-ului și PIB-ului pe cap de locuitor poate influența cererea de energie electrică, deoarece aceste schimbări au efecte asupra sumelor de bani pe care oamenii sunt dispuși să le cheltuiască pentru energie electrică. Pe deasupra, condițiile macroeconomice pot, de asemenea, să afecteze cursurile de schimb, prețurile pe piața internă și inflația, fiecare dintre acestea având un impact asupra cheltuielilor financiare și operaționale ale Grupului. A se vedea secțiunea „*Prezentarea sectorului de activitate și principalele tendințe*” pentru mai multe informații asupra condițiilor macroeconomice din România. Nivelurile ridicate ale inflației au tendința de a crește cheltuielile Grupului, în special cele cu salariile, tarifele pentru apă, stocurile și, într-o măsură mai mică, proiectele de investiții, care sunt indisolubil legate de nivelurile generale ale prețurilor în România.

Condițiile recesioniste pot, de asemenea, să crească numărul de incidente de neplată sau de întârzieri la plată din partea clienților Grupului și să împiedice Grupul să atragă noi clienți. A se vedea „*Factori de risc — Riscuri macroeconomice și geopolitice cu impact asupra Grupului*.”

Proiecte de re tehnologizare și modernizare

Grupul se află într-un proces de re tehnologizare și modernizare a centralelor sale hidroelectrice existente în vederea prelungirii ciclului lor de viață. A se vedea „*Activitatea Societății — Activitate și operațiuni — Proiecte de re tehnologizare și modernizare*”. Grupul intenționează să își continue planul de creștere care vizează dezvoltarea capacităților de producere a energiei electrice din surse regenerabile prin executarea acestor proiecte de re tehnologizare și modernizare, în același timp realizând noi centrale hidroelectrice și extinzându-se în domeniul energiei eoliene și solare, și, prin urmare, anticipează angajarea de costuri pentru aceste proiecte. Deși Grupul are un plan de creștere diversificat, strategia acestuia este să acorde prioritate



proiectelor de re tehnologizare și modernizare, deoarece costurile cu aceste proiecte sunt mai mici decât cele cu realizarea de noi centrale hidroelectrice. În plus, fluxul de venituri în cazul proiectelor de re tehnologizare și modernizare începe cu mult înainte de finalizarea acestora, ceea ce nu se poate spune despre proiectele de realizare a unor noi centrale hidroelectrice.

Grupul anticipează costuri cu executarea proiectelor înregistrate drept cheltuieli semnificativ mai mari în anii următori, din cauza planului său de investiții în raport cu nivelurile istorice.

Tarifele pentru apă

Structura de costuri a Grupului în ceea ce privește producția de energie electrică depinde de tarifele pentru apă, care sunt supuse inflației (a se vedea „*Factori cheie cu impact asupra rezultatelor operațiunilor—Condițiile macroeconomice în România*”). Tarifele pentru apă sunt taxe aferente apei folosite de centralele hidroelectrice ale Grupului pentru a produce energie electrică și sunt reflectate ca apă uzinată în situațiile de profit sau pierdere sau a altor elemente ale rezultatului global. ANAR stabilește anual taxa per mia de metri cubi de apă utilizată, pe baza indicelui de consum. În anii încheiați la 31 decembrie 2022, 2021 și 2020, taxa a fost de 1,23 RON, 1,17 RON și, respectiv, 1,12 RON per mia de metri cubi. Taxa a fost majorată la 1,40 RON per mia de metri cubi pentru anul 2023. În termen de șase luni de la introducerea tarifelor pentru apă, Societatea a avut obligația de a instala echipamente speciale pentru a contoriza cu precizie apa care curge prin unitățile sale de producere a energiei electrice în scopul calculării taxelor pentru apa uzinată (metoda directă) Cu toate acestea, neinstalând aceste echipamente, Societatea a fost supusă, până în prima parte a anului 2023, metodei indirecte de calcul a taxei pentru apa uzinată (adică cantitatea maximă de apă care ar putea trece prin unitățile de producere de energie (în loc de debitul efectiv de apă) înmulțită cu durata de funcționare a unităților). Recent, în data de 31 mai 2023, a fost adoptată Ordonanța de Urgență a Guvernului nr 52/2023 care a adus modificări asupra contribuției percepute de ANAR pentru apa uzinată, stabilind noul tarif la 37 RON/MWh produs și renunțând la indexarea anuală aferentă aplicării indicelui anual al prețurilor de consum, prevăzută în legislația precedentă (pentru mai multe detalii, a se vedea secțiunea „*Factorii de risc, — Grupul ar putea fi expus în viitor la plata către ANAR a unei taxe mai mari pe apa uzinată*”).

Caracterul sezonier

Activitatea Grupului este supusă fluctuațiilor sezoniere. De exemplu, producția de energie hidroelectrică variază în funcție de condițiile hidrologice și de alte condiții meteorologice și climatice apărute pe parcursul anului și tinde în mod obișnuit să fie la cel mai ridicat nivel din martie până în iunie și la cel mai mic nivel în septembrie. În timpul perioadei care începe în martie și se termină în iunie, Grupul produce cantități mai mari de energie electrică și, drept urmare, obține venituri mai mari la un anumit preț. Și prețurile de pe piața nereglementată fluctuează în funcție de cererea și oferta de pe piață. Cererea tinde să fie la cel mai ridicat nivel în lunile de iarnă și vară și la cel mai scăzut nivel în lunile de primăvară și toamnă.

Producția mai mare de energie electrică în timpul primăverii, datorată debitelor mai mari de apă, este, în general, contrabalansată parțial de prețurile mai mici de pe piața spot de energie electrică, din cauza cererii reduse de energie electrică din lunile de primăvară și cererii mai mari în lunile de toamnă și iarnă. Prin urmare, Grupul tinde să obțină profituri mai mari în lunile de primăvară și vară, din martie până în iulie.

Politici contabile semnificative și utilizarea raționamentelor și estimărilor

Politicile contabile semnificative ale Societății sunt indicate în Nota 6 la Situațiile Financiare Consolidate Auditate, iar utilizarea raționamentelor și estimărilor de către Grup este descrisă în Nota 4 la Situațiile Financiare Consolidate Auditate. Întocmirea Situațiilor Financiare Consolidate Auditate necesită elaborarea de raționamente și estimări de către conducerea Grupului care afectează aplicarea politicilor contabile ale Grupului și valoarea raportată a activelor, datoriilor, veniturilor și cheltuielilor. Rezultatele efective pot diferi de aceste estimări. Estimările și ipotezele care stau la baza acestora sunt revizuite periodic. Revizuirile estimărilor sunt recunoscute în perioadele viitoare.

Conducerea Grupului a identificat mai jos raționamente și estimări pe care le consideră esențiale în elaborarea informațiilor financiare ale Grupului.

Contract de concesiune

Ministerul a concesionat Societății amenajările hidroenergetice (precum baraje, diguri, ecluze, lacuri de acumulare) și terenurile pe care sunt amplasate acestea („**Bunuri din Domeniul Public**”) în baza Contractului de Concesiune (a se vedea „*Activitatea Societății — Contracte semnificative — Contract de*



concesiune”). Contractul de Concesiune prevede trei tipuri de bunuri: (1) Bunuri din Domeniul Public, (2) bunuri de preluare și (3) bunuri proprii.

Grupul a concluzionat că Contractul de Concesiune nu se află în sfera de aplicabilitate a IFRIC 12 (Acorduri de concesiune a serviciilor), deoarece Ministerul nu reglementează cui sau la ce preț trebuie să presteze astfel de servicii Societatea. Grupul a concluzionat că mecanismul de fixare a prețului introdus de Guvernul României începând cu 1 ianuarie 2023 (a se vedea „Aspecte referitoare la reglementări — Aspecte privind energia — Piața energiei din România — Impactul adoptării actelor legislative privind măsurile aplicabile clienților finali din sectorul energiei electrice și al gazelor naturale asupra producției de energie electrică — OUG 192/2022”) nu afectează această concluzie, deoarece mecanismul este temporar și se aplică numai unei părți a producției. Grupul recunoaște redevența aferentă Contractului de Concesiune în alte cheltuieli de exploatare ale Grupului.

Leasing și re tehnologizarea bunurilor de retur

Prin aplicarea IFRS 16 (Contracte de leasing), Grupul a concluzionat că Contractul de Concesiune conține un leasing, deoarece Ministerul Energiei a transferat Societății dreptul de a controla Bunurile din Domeniul Public în schimbul unei redevențe. Prin urmare, Grupul stabilește valoarea contabilă a activului aferent dreptului de utilizare și valoarea datoriei privind leasingul aferente acestui Contract de Concesiune ca fiind 0, deoarece plățile viitoare de leasing sunt variabile și depind de veniturile obținute de Societate, redevența fiind calculată ca procent din venituri.

Grupul a concluzionat că re tehnologizările efectuate asupra Bunurilor din Domeniul Public reprezintă modernizări ale activelor concesionate în regim de leasing pentru care Grupul are calitatea de „proprietar contabil”, deoarece aceste modernizări au servit intereselor Grupului, în calitate de locatar, de utilizare a activelor concesionate în regim de leasing.

Unități generatoare de numerar

Grupul a concluzionat că activele aferente centralelor hidroelectrice (cu excepția parcului eolian și a obiectivelor de investiții aferente activelor hidroelectrice cu funcții complexe sau multiple) reprezintă o singură unitate generatoare de numerar. Totodată, Grupul a concluzionat că parcul eolian este o singură unitate generatoare de numerar distinctă și că fiecare obiectiv de investiții aferent activelor hidroenergetice cu funcții complexe sau multiple reprezintă unități generatoare de numerar distincte.

Obligații de dezafectare

Societatea are obligația de a efectua o procedură de postutilizare sau o procedură de abandonare, după caz, a barajelor (inclusiv a barajelor, centralelor hidroelectrice și a ecluzelor) pe care le exploatează Grupul, în conformitate cu Ordinul Ministerului Apelor și Mediului nr. 119 din 11 februarie 2002. Societatea trebuie să efectueze (1) procedura de postutilizare când un baraj și-a îndeplinit stagiul normal de funcționare, dar poate fi folosit în alte scopuri decât cele pentru care a fost realizat sau (2) procedura de abandonare când un baraj finalizat sau nefinalizat, cu sau fără durata de viață depășită, (i) nu mai poate fi ținut în funcțiune sau trecut prin procedurile de postutilizare din cauza imposibilității tehnice sau unor costuri exagerat de mari și (ii) reprezintă un potențial pericol pentru populație și mediu. Grupul consideră că abandonarea este necesară numai în situații extreme, când barajele devin un risc inacceptabil cu efect asupra mediului și populației.

De asemenea, Grupul estimează că, până la terminarea Contractului de Concesiune, este improbabilă apariția unor situații care să necesite trecerea în postutilizare sau abandonare a barajelor, având în vedere durata de viață îndelungată a acestora, care se poate extinde semnificativ peste 100 de ani prin mentenanță și îmbunătățiri. În consecință, Grupul recunoaște provizioane pentru dezafectare numai în momentul în care conducerea Grupului a luat decizia de abandonare a unui activ sau de trecere în postutilizare sau nu are altă alternativă reală decât să procedeze astfel înainte de finalul Contractului de Concesiune. Provizioanele sunt recunoscute în baza costurilor rezultate din documentațiile tehnice întocmite de specialiști în domeniu angajați de către Grup.

Contracte de vânzare-cumpărare a energiei electrice

Grupul a concluzionat că contractele sale de vânzare-cumpărare a energiei electrice pentru perioadele supuse evaluărilor nu intră în sfera de aplicare a IFRS 9 (Instrumente financiare), deoarece Grupul a concluzionat că aceste contracte intră sub incidența excepției aferente utilizării proprii potrivit IFRS 9 datorită următorilor factori: (1) Grupul este producător de energie electrică și singura sa intenție și singurul său scop este să vândă întreaga cantitate de energie electrică produsă; (2) contractele de vânzare la termen sunt încheiate cu intenția unică de a livra energia electrică produsă; (3) Grupul nu acționează ca broker sau dealer de energie



electrică; (4) tranzacțiile de vânzare-cumpărare pe piețele spot (piața pentru ziua următoare, piața intrazilnică și piața de echilibrare) sunt încheiate exclusiv în scopul îndeplinirii propriei responsabilități și necesități a Grupului în ceea ce privește echilibrarea; (5) în 2020, Grupul a început să fie activ în sectorul de furnizare a energiei electrice; și (6) Grupul a utilizat în mod limitat contracte la termen de vânzare-cumpărare a energiei electrice, al căror scop a fost să acopere necesitățile legate de angajamentele contractuale referitoare la livrările către consumatorii finali.

Taxa pentru producătorii de energie electrică

Începând cu 1 noiembrie 2021, Guvernul României a introdus o nouă taxă aplicată producătorilor de energie electrică în cotă de 80% (pentru perioada 1 noiembrie 2021 – 31 august 2022) și în cotă de 100% (pentru perioada 1 septembrie 2022 – 31 martie 2025) din prețul lunar mediu net de vânzare care depășește valoarea de 450 RON/MWh (a se vedea „Aspecte referitoare la reglementări – Aspecte referitoare la reglementări – Aspecte privind energia – Piața energiei din România – Impactul adoptării actelor legislative privind măsurile aplicabile clienților finali din sectorul energiei electrice și al gazelor naturale asupra producției de energie electrică”). Grupul a concluzionat că această taxă este o impunere care se încadrează în prevederile IFRIC 21 (Cotizatii) și nu în cele ale IAS 12 (Impozitul pe profit).

Descrierea principalelor elemente ale situației veniturilor și cheltuielilor

Mai jos este prevăzută o scurtă descriere a componenței anumitor elemente ale situației consolidate a situațiilor consolidate ale profitului sau pierderii și altor elemente ale rezultatului global. Această descriere trebuie interpretată în coroborare cu politicile contabile semnificative prevăzute în alte părți ale prezentei secțiuni și în nota explicativă 6 la Situațiile Financiare Consolidate Auditate.

Venituri: acestea constau în

- **vânzarea angro a energiei electrice**, care include vânzarea de energie electrice produse pe baza contractelor forward cu furnizorii și traderii de energie electrică, pe piața spot (PZU) către operatorul pieței (OPCOM) și pe piața de echilibrare către operatorul de sistem (Transelectrica);
- **furnizarea de energie electrică consumatorilor finali (vânzarea cu amănuntul)**, care include tarifele de transport și distribuție, care sunt furnizate de operatorii de transport și distribuție și facturate către Grup, precum și cheltuielile cu certificate verzi obligatorii, care sunt facturate de Grup consumatorilor finali;
- **servicii de sistem**, care constau în punerea la dispoziție de către Grup a unei capacități de producție convenite către operatorul de sistem (Transelectrica), care folosește serviciile în procesul de echilibrare a sistemului energetic;
- **vânzări de certificate verzi**, care includ vânzările pe piața spot a acestor certificate obținute prin schema de suport de către Crucea Wind Farm; și
- **servicii de mentenanță**, care includ serviciile prestate de Hidroserv către terțe părți.

Alte venituri: reprezintă venituri din subvenții, câștig din achiziții de întreprinderi în condiții avantajoase, despăgubiri, amenzi și penalități de la furnizori și alte venituri.

Apa uzinată: reprezintă apa utilizată de centralele hidroelectrice pentru a produce energie electrică. (pentru mai multe detalii, a se vedea „Factori cheie cu impact asupra rezultatelor operațiunilor — Tarifele pentru apă”)

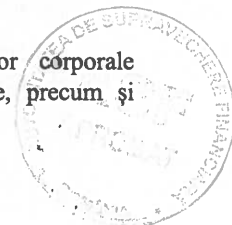
Cheltuieli cu beneficiile angajaților: reprezintă planuri de beneficii determinate, alte beneficii pe termen lung ale salariaților, salarii, contribuții de asigurări sociale, impozit pe salarii și alte cheltuieli.

Transport și distribuția de energie electrică: reprezintă tarife reglementate pentru transportul energiei electrice și distribuția energiei electrice, în principal în legătură cu activitățile de furnizare, unde aceste tarife sunt refacturate către consumatorii finali.

Energie electrică achiziționată: reprezintă energia achiziționată de Grup în principal pentru a compensa deficitul dintre energia electrică contractată la vânzare și energia electrică efectiv produsă.

Cheltuieli cu certificatele verzi: reprezintă costul certificatelor verzi achiziționate pentru activitățile de furnizare care sunt refacturate către consumatorii finali.

Amortizarea imobilizărilor corporale și necorporale: reprezintă deprecierea imobilizărilor corporale (constând în principal în centrale hidroelectrice, stații de pompare, microhidrocentrale, ecluze, precum și



hidroagregate, echipamente și instalații și turbine eoliene), active privind dreptul de utilizare a activelor închiriate (care constau în principal în terenuri, clădiri și echipamente) și amortizarea imobilizărilor necorporale.

Reversarea pierderilor din deprecierea imobilizărilor corporale: reprezintă ajustările de valoare în principal a activelor în curs de execuție. Pentru anii încheiați la 31 decembrie 2021 și 2022, și rezultatele reevaluării imobilizărilor corporale care afectează situațiile profitului sau pierderii și altor elemente ale rezultatului global au fost incluse în calcul.

Pierderi din deprecierea creanțelor comerciale: o ajustare de depreciere pentru pierderile de credit preconizate (ECL) în legătură cu activele financiare evaluate la costul amortizat și activele aferente contractelor cu clienții.

Reparații, întreținere, materiale și consumabile: reprezintă în principal piesele de schimb și mentenanța echipamentelor și construcțiilor aparținând Societății.

Taxa pentru producătorii de energie electrică: reprezintă o nouă taxă, introdusă de guvern în 2021, fiind aplicabilă producătorilor de energie electrică. Taxa este calculată prin aplicarea procentului de 80% (pentru perioada 1 noiembrie 2021 – 31 august 2022) și 100% (pentru perioada 1 septembrie 2022 – 31 martie 2025) asupra diferenței dintre prețul mediu net lunar de vânzare și pretul de 450 RON pe MWh. Prețul mediu net lunar de vânzare este calculat pe baza vânzărilor lunare de energie electrică ale segmentului de producere de energie electrică minus cheltuielile lunare cu energia electrică achiziționată, tarifele de administrare a pieței și tarifele de tranzacționare.

Alte cheltuieli de exploatare: reprezintă mișcări în provizioane, taxe și impozite locale, pază, sponsorizări, servicii profesionale, servicii în legătură cu investițiile abandonate, contribuția către ANRE, câștiguri sau pierderi din cedarea de imobilizări corporale.

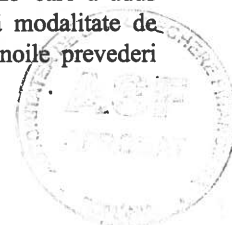
Venituri financiare: reprezintă venituri din dobânzi și alte venituri financiare, ca, de exemplu, penalități legate de contractele cu clienții.

Cheltuieli financiare: reprezintă cheltuieli cu dobânzile, actualizarea provizioanelor pe termen lung, câștig net/(pierdere netă) din diferențe de curs valutar și ale cheltuieli financiare.

Evoluții și tendințe recente

Începând cu 31 martie 2023, cele mai importante evoluții care au un impact asupra activității și rezultatelor Grupului, precum și asupra operațiunilor sunt următoarele:

- În data de 22 februarie 2023, Grupul a fost anunțat drept câștigător al procedurii de vânzare directă a liniilor de afaceri ale platformei ABC și Calnicel, care sunt proprietatea UCM Resita S.A. Grupul și UCM Resita S.A. nu au semnat încă un contract de vânzare-cumpărare în legătură cu liniile de afaceri, dar se așteaptă această semnare să aibă loc până la finalul anului 2023. Valoarea tranzacției este de 67,9 milioane RON.
- În data de 15 martie 2023, Adunarea Generală a Acționarilor a aprobat un joint venture între Societate și Masdar pentru înființarea unei societăți mixte (fie ca o societate cu răspundere limitată, fie ca o societate pe acțiuni) în București, România. Scopul societății mixte este de a dezvolta, investi, construi și exploata proiecte de energie regenerabilă, concentrându-se exclusiv pe parcuri fotovoltaice plutitoare și parcuri eoliene offshore fixe și plutitoare, în România. Fiecare dintre Societate și Masdar va deține 50% din joint venture. Pentru mai multe detalii, a se vedea „Activitatea Societății — Contracte semnificative — Asocierea în participațiune cu Abu Dhabi Future Energy Company-PJSC- Masdar (EAU) („Masdar”)”.
- În data de 28 aprilie 2023, Adunarea Generală a Acționarilor a aprobat distribuirea: (1) dividendelor în valoare de 3.914,4 milioane RON din profiturile anului încheiat la 31 decembrie 2022, reprezentând 90% din profitul net anual individual distribuibil din același an; și (2) dividende distribuite din rezultatul reportat reprezentând rezerva din reevaluare amortizată și transferată în valoare de 435,0 milioane RON din situațiile financiare de sine stătătoare ale Societății. Dividendele în valoare de 3.914,4 milioane RON și de 435,0 milioane RON sunt programate să fie plătite în data de 16 iunie 2023 și, respectiv, 29 septembrie 2023, către acționarii care dețineau această calitate la data de 28 aprilie 2023.
- În data de 31 mai 2023, Guvernul României a adoptat Ordonanța de Urgență nr 52/2023 care a adus modificări asupra contribuției percepute de ANAR pentru apa uzată, stabilind o nouă modalitate de cuantificare a acesteia, respectiv un nou tarif de 37 RON/MWh produs. Totodată, prin noile prevederi



s-a renunțat și la indexarea anuală aferentă aplicării indicelui anual al prețurilor de consum (pentru mai multe detalii, a se vedea secțiunea “Factorii de risc., — Grupul ar putea fi expus în viitor la plata către ANAR a unei taxe mai mari pe apa uzinată”).



Rezultatele operațiunilor

Perioadele de trei luni încheiate la 31 martie 2023 și 2022

Tabelul de mai jos prezintă rezultatele operațiunilor Grupului în perioadele de trei luni încheiate la 31 martie 2023 și 2022:

	Pentru perioada de trei luni încheiată la 31 martie	
	2023	2022
	<i>(in milioane RON)</i>	
Venituri		
<i>Vânzarea angro a energiei electrice</i>	2.047,9	1.929,3
<i>Furnizare de energie electrica consumatorilor finali (vânzarea cu amănuntul)</i>	1.155,0	446,1
<i>Servicii de sistem</i>	69,1	110,3
<i>Vânzări de certificate verzi</i>	0,0	3,6
<i>Servicii de mentenanță</i>	0,0	2,2
Venituri totale:	3.272,1	2.491,6
Alte venituri	10,4	29,6
Apa uzinată	(163,6)	(110,9)
Cheltuieli cu beneficiile angajaților.....	(157,9)	(130,1)
Transport și distribuție de energie electrică	(250,4)	(74,4)
Energie electrică achiziționată	(160,2)	(40,4)
Cheltuieli cu certificatele verzi	(36,9)	(35,0)
Amortizarea imobilizărilor corporale și necorporale	(198,2)	(191,9)
Reversarea pierderilor din deprecierea imobilizărilor corporale.....	0,1	33,9
Pierderi din deprecierea creanțelor comerciale	(35,0)	(2,7)
Reparații, întreținere, materiale și consumabile	(18,3)	(15,6)
Taxa pentru producătorii de energie electrica	(230,6)	(369,0)
Alte cheltuieli de exploatare.....	(46,8)	(38,5)
Profit din exploatare	1.984,7	1.546,5
Venituri financiare.....	87,8	28,3
Cheltuieli financiare.....	(10,8)	(9,9)
Rezultat financiar net	77,0	18,4
Profit înainte de impozitare	2.061,7	1.564,9
Cheltuiala cu impozitul pe profit.....	(338,4)	(277,0)
Profit pentru perioadă	1.723,4	1.287,9
Rezultat pe actiune		
Rezultatul pe actiune de baza si diluat (RON).....	3,84	2,87
Rezultat global	1.723,4	1.287,9

Venituri

Veniturile au crescut cu 31,3% la 3.272,1 milioane RON în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2023 de la 2.491,6 milioane RON în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2022. Această majorare s-a datorat în principal creșterii volumului de energie electrică produsă și vândută ca urmare a ameliorării condițiilor hidrologice în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2023 comparativ cu perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2022.



Alte venituri

Alte venituri au scăzut cu 64,9% la 10,4 milioane RON în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2023 de la 29,6 milioane RON în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2022. Această diminuare a fost cauzată în principal de plățile de compensații încasate de Grup de la terți în perioada încheiată la 31 martie 2022, apărute ca urmare a neîndeplinirii obligațiilor contractuale, care au afectat doar perioada respectivă.

Apa uzinată

Cheltuielile cu apa uzinată au crescut cu 47,5% la 163,6 milioane RON în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2023 de la 110,9 milioane RON în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2022. Această creștere a fost cauzată în principal de majorarea cantității de apă uzinată utilizată pentru a produce energie electrică, precum și de majorarea tarifului stabilit de ANAR la 1,40 RON per mia de metri cubi în 2023 de la 1,23 RON per mia de metri cubi în 2022.

Cheltuieli cu beneficiile angajaților

Cheltuielile cu beneficiile angajaților s-au majorat cu 21,4% la 157,9 milioane RON în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2023, de la 130,1 milioane RON în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2022. Această creștere a fost în principal cauzată de majorările salariale rezultate din negocierile avute cu sindicatul salariaților și, într-o mai mică măsură, de creșterea numărului de salariați ai Grupului.

Transportul și distribuția de energie electrică

Tabelul de mai jos prezintă cheltuielile totale cu transportul și distribuția energiei electrice în perioadele de trei luni încheiate la 31 martie 2023 și 2022:

	Perioada de trei luni încheiată la	
	31 martie 2023	31 martie 2022
	(milioane RON)	
Injecția energiei electrice produse în sistemul național.....	10,6	4,9
Distribuția energiei electrice furnizate.....	184,7	45,4
Transportul energiei electrice furnizate.....	55,1	24,0
Total.....	250,4	74,4

Cheltuielile cu transportul și distribuția energiei electrice au crescut cu 236,6% la 250,4 milioane RON în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2023 de la 74,4 milioane RON în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2022. Această creștere a fost cauzată în principal de extinderea portofoliului de furnizare, ale cărui venituri s-au majorat cu 158,9% la 1.155,0 milioane RON în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2023 de la 446,1 milioane RON în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2022 și, într-o mai mică măsură, de o majorare a tarifelor de transport și distribuție pentru furnizarea energiei electrice către consumatorii finali.

Energie electrică achiziționată

Cheltuielile cu energia electrică achiziționată au crescut cu 296,5% la 160,2 milioane RON în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2023 de la 40,4 milioane RON în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2022. Această creștere a survenit în principal ca urmare a achizițiilor în beneficiul portofoliului de furnizare în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2023, comparativ cu un nivel 0 de achiziții în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2022, Societatea neavând niciun contract de cumpărare a energiei electrice în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2023.

Cheltuieli cu certificatele verzi

Cheltuielile cu certificatele verzi au crescut cu 5,4% la 36,9 milioane RON în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2023 de la 35,0 milioane RON în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2022. Această creștere a fost cauzată în principal de extinderea portofoliului de furnizare, care a fost mai mare decât majorarea valorii certificatelor verzi transferate din portofoliul de producție.



Amortizarea imobilizarilor corporale si necorporale

Amortizarea imobilizarilor corporale si necorporale a crescut cu 3,3% la 198,2 milioane RON în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2023 de la 191,9 milioane RON în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2022. Această creștere a provenit în principal din reevaluarea activelor efectuată la finalul anului 2022, care a avut drept rezultat o majorare a valorii juste a acestora și o majorare a valorii activelor, datorită lucrărilor de reparații și mentenanță a echipamentelor executate în anul încheiat la 31 decembrie 2022 și care au îndeplinit criteriile de capitalizare.

Reversarea pierderilor din deprecierea imobilizărilor corporale

Pierderile din deprecierea imobilizărilor corporale reversate au scăzut cu 99,7% la 0,1 milioane RON în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2023 de la 33,9 milioane RON în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2022. Această reducere a apărut în principal ca urmare a reluării depreciilor aferentă unui obiectiv în curs de execuție în februarie 2022.

Pierderi din deprecierea creanțelor comerciale

Pierderi din deprecierea creanțelor comerciale au crescut cu 1.196,3% la 35,0 milioane RON în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2023 de la 2,7 milioane RON în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2022. Această majorare a fost cauzată în principal de creșterea portofoliului de furnizare al Grupului și de întârzierile în facturarea energiei electrice furnizate. În plus, o reversare a depreciilor în valoare de 16,6 milioane RON a fost înregistrată în februarie 2022 la plăți efectuate de clienți, ceea ce a condus la o diminuare a pierderilor din depreciere recunoscute în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2022.

Reparații, întreținere, materiale și consumabile

Cheltuielile cu reparații, întreținere, materiale și consumabile s-au majorat cu 17,3% la 18,3 milioane RON în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2023 de la 15,6 milioane RON în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2022. Această majorare a fost provocată în principal creșterii numărului de programe de mentenanță în perioada de trei luni încheiate la 31 martie 2023, în comparație cu perioada de trei luni încheiate la 31 martie 2022.

Taxa pentru producătorii de energie electrică

Taxa impusă producătorilor de energie electrică s-a diminuat cu 37,5% la 230,6 milioane RON în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2023 de la 369,0 milioane RON în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2022. Această scădere s-a datorat în principal metodei de calcul bazată pe Legea nr. 357/2022 (pentru mai multe detalii, a se vedea secțiunea „Aspecte referitoare la reglementări — Aspecte privind energia — Piața energiei din România — Impactul adoptării actelor legislative privind măsurile aplicabile clienților finali din sectorul energiei electrice și al gazelor naturale asupra producției de energie electrică — Legea 357/2022”).

Alte cheltuieli de exploatare

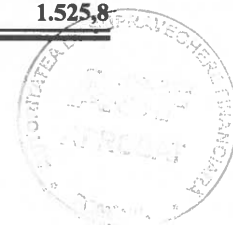
Alte cheltuieli de exploatare au crescut cu 21,6% la 46,8 milioane RON în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2023 de la 38,5 milioane RON în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2022. Această majorare a apărut în principal pe fondul unei creșteri a cheltuielilor cu serviciile ca urmare a majorării generale a prețurilor pe piață din cauza condițiilor economice (de exemplu, majorarea salariului minim și creșterea prețurilor materiilor prime).



Anii încheiați la 31 decembrie 2022, 2021 și 2020

Tabelul de mai jos prezintă rezultatele operațiunilor Grupului în anii încheiați la 31 decembrie 2022, 2021 și 2020:

	Anul încheiat la 31 decembrie		
	2022	2021	2020
	(milioane RON)		
Venituri			
Vânzarea angro a energiei electrice	6.960,8	5.629,0	3.269,7
Furnizare de energie electrica consumatorilor finali (vânzarea cu amănuntul)	2.149,0	418,5	222,4
Servicii de sistem	316,5	416,0	336,1
Vânzări de certificate verzi	24,6	23,2	0,0
Servicii de mentenanță	1,1	2,5	13,3
Venituri totale:	9.452,0	6.489,3	3.841,4
Alte venituri			
Venituri din subvenții	5,7	5,8	5,5
Castig din achizitii de întreprinderi in conditii avantajoase	0,0	31,5	26,3
Despăgubiri, amenzi și penalități de la furnizori	26,6	118,8	20,2
Alte venituri	14,0	19,2	16,8
Total alte venituri:	46,2	175,3	68,8
Cheltuieli cu apa uzinată	(451,0)	(540,1)	(307,1)
Cheltuieli cu beneficiile angajaților	(630,7)	(589,8)	(490,3)
Transport și distribuție de energiei electrice	(498,1)	(110,4)	(72,8)
Energie electrică achiziționată	(697,1)	(90,1)	(15,4)
Cheltuieli cu certificatele verzi	(183,2)	(53,7)	(14,0)
Amortizarea imobilizărilor corporale si necorporale	(772,2)	(760,5)	(720,5)
Pierderi din deprecierea imobilizărilor corporale	(23,9)	(359,3)	(106,0)
Pierderi din deprecierea creanțelor comerciale	(43,5)	(11,3)	(0,1)
Reparații, întreținere, materiale și consumabile	(82,3)	(70,7)	(104,6)
Taxa pentru producătorii de energie electrică	(671,7)	(133,4)	0,0
Alte cheltuieli de exploatare	(236,2)	(189,5)	(205,7)
Profit din exploatare:	5.208,4	3.755,7	1.874,0
Venituri financiare	247,2	73,2	62,0
Cheltuieli financiare	(38,1)	(44,1)	(29,4)
Rezultat financiar net:	209,1	29,1	32,6
Profit înainte de impozitare:	5.417,4	3.784,8	1.906,6
Cheltuiala cu impozitul pe profit	(953,4)	(668,6)	(348,6)
Profitul net:	4.464,0	3.116,1	1.558,0
Rezultat pe acțiune			
Rezultat pe acțiune de bază și diluat (RON)	9,95	6,95	3,48
Alte elemente ale rezultatului global			
Reevaluarea imobilizărilor corporale, net de impozit	1.777,8	3.856,6	0,0
Modificari ale obligațiilor privind beneficiile determinate ale angajaților, net de impozit	(7,5)	(13,3)	(7,9)
Pierderi din deprecierea imobilizărilor corporale recunoscute în rezerva din reevaluare, net de impozit	0,0	0,0	(24,4)
Total alte elemente ale rezultatului global:	1.770,3	3.843,3	(32,3)
Rezultat global:	6.234,3	6.959,5	1.525,8



Venituri

Veniturile au crescut cu 45,7% la 9.452,0 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2022 de la 6.489,3 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2021. Această creștere s-a datorat în principal (i) majorării prețurilor medii atât pentru segmentul de vânzare angro (de exemplu, prețurile OPCOM au crescut la 519 RON/MWh pentru anul încheiat la 31 decembrie 2022, de la 300 RON/MWh pentru anul încheiat la 31 decembrie 2021), cât și pentru segmentul de furnizare (prețul mediu al energiei electrice pentru energia furnizată către consumatorii finali a crescut la 414,4 RON/MWh pentru anul încheiat la 31 decembrie 2022, de la 310,0 RON/MWh pentru anul încheiat la 31 decembrie 2021) și (ii) creșterii portofoliului de furnizare (volumul de energie electrică furnizată consumatorilor finali a crescut la 3,7 TWh pentru anul încheiat la 31 decembrie 2022 de la 1,0 TWh pentru anul încheiat la 31 decembrie 2021), care a avut ca rezultat o creștere a veniturilor din energia electrică furnizată către consumatorii finali (vânzarea cu amănuntul) la 2.149,0 milioane RON pentru anul încheiat la 31 decembrie 2022, de la 418,5 milioane RON pentru anul încheiat la 31 decembrie 2021.

Veniturile au crescut cu 68,9% la 6.489,3 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2021 de la 3.841,4 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2020. Această creștere s-a datorat în principal (i) majorării prețurilor medii atât pentru segmentul de vânzare angro (de exemplu, prețurile OPCOM au crescut la 300 RON/MWh pentru anul care se încheie la 31 decembrie 2021, de la 206 RON/MWh pentru anul încheiat la 31 decembrie 2020), cât și pentru segmentul de furnizare (prețul mediu al energiei electrice pentru energia activă furnizată consumatorilor finali a crescut la 310,0 RON/MWh pentru anul încheiat la 31 decembrie 2021, de la 262,0 RON/MWh pentru anul încheiat la 31 decembrie 2020) și (ii) majorării prețului mediu de vânzare a energiei electrice, precum și creșterii volumului de energie produsă vândută, datorită condițiilor hidrologice favorabile din perioada respectivă (producția netă de electricitate a Grupului din surse hidroenergetice și eoliene a crescut la 16,7 TWh pentru anul încheiat la 31 decembrie 2021 de la 14,6 TWh pentru anul încheiat la 31 decembrie 2020).

Alte venituri

Alte venituri au scăzut cu 73,6% la 46,2 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2022 de la 175,3 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2021. Această reducere a fost cauzată în principal de plățile compensatorii pentru lucrări defectuoase efectuate de terți, ca urmare a deciziilor de arbitraj favorabile Societății, dar și de câștiguri din achiziții de întreprinderi în condiții avantajoase (Crucea Wind Farm și Hidroelectrică Wind Services) realizate în anul încheiat la 31 decembrie 2021.

Alte venituri au crescut cu 154,8% la 175,3 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2021 de la 68,8 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2020. Această creștere s-a datorat în principal plăților compensatorii pentru lucrări defectuoase efectuate de terți, ca urmare a deciziilor de arbitraj favorabile Societății, dar și de câștiguri din achiziții de întreprinderi în condiții avantajoase realizate în anul încheiat la 31 decembrie 2021.

Apa uzinată

Cheltuielile cu apa uzinată au scăzut cu 16,5% la 451,0 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2022 de la 540,1 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2021. Această scădere s-a înregistrat în principal pe fondul reducerii volumului de energie produsă, ca urmare a condițiilor hidrologice nefavorabile.

Cheltuielile cu apa uzinată au crescut cu 75,9% la 540,1 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2021 de la 307,1 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2020. Această creștere s-a înregistrat în principal pe fondul creșterii volumului de energie produsă, ca urmare a condițiilor hidrologice favorabile (461.630,7 milioane metri cubi de apă pentru anul încheiat la 31 decembrie 2021, în comparație cu 274.651,8 milioane metri cubi pentru anul încheiat la 31 decembrie 2020) și a majorării tarifului per mia de metri cub.

Cheltuieli cu beneficiile angajaților

Cheltuielile cu beneficiile angajaților au crescut cu 6,9% la 630,7 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2022 de la 589,8 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2021. Cheltuielile cu beneficiile salariaților au crescut cu 20,3% la 589,8 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2021 de la 490,3 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2020. Creșterile din perioadele analizate au fost în principal cauzate de majorările salariale rezultate din negocierile avute cu sindicatul salariaților și, într-o măsură mică măsură, de creșterea numărului de salariați ai Grupului.



Transport și distribuție de energie electrică

Tabelul de mai jos prezintă cheltuielile totale cu transportul și distribuția energiei electrice pentru anii încheiați la 31 decembrie 2022, 2021 și 2020:

	<u>2022</u>	<u>2021</u>	<u>2020</u>
	<i>(în milioane RON)</i>		
Injecția energiei electrice produse în sistemul național	30,9	21,8	14,1
Distribuția energiei electrice furnizate.....	343,0	54,1	54,2
Transportul energiei electrice furnizate	124,2	34,6	4,5
Total	498,1	110,4	72,8

Cheltuielile cu transportul și distribuția energiei electrice au crescut cu 351,2% la 498,1 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2022 de la 110,4 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2021. Această majorare a fost provocată în principal de creșterea portofoliului de furnizare, ale cărui venituri au crescut cu 413,5% la 2.149,0 milioane RON pentru anul încheiat la 31 decembrie 2022, de la 418,5 milioane RON pentru anul încheiat la 31 decembrie 2021.

Cheltuielile cu transportul și distribuția energiei electrice au crescut cu 51,6% la 110,4 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2021 de la 72,8 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2020. Această majorare a fost provocată în principal de creșterea portofoliului de furnizare, ale cărui venituri au crescut cu 88,2% la 418,5 milioane RON pentru anul încheiat la 31 decembrie 2022, de la 222,4 milioane RON pentru anul încheiat la 31 decembrie 2020.

Energie electrică achiziționată

Cheltuielile cu energia electrică achiziționată au crescut cu 673,7% la 697,1 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2022 de la 90,1 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2021. Această majorare a fost cauzată în principal de hidraulicitatea deficitară în 2022, coroborată cu achizițiile suplimentare ale Grupului pe piața de echilibrare, ceea ce a avut drept rezultat cumpărarea de energie electrică de către Grup în al treilea trimestru al anului 2022 pentru a își îndeplini obligațiile contractuale.

Cheltuielile cu energia electrică achiziționată au crescut cu 485,1% la 90,1 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2021 de la 15,4 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2020. Această majorare a fost cauzată în principal de creșterile semnificative ale prețurilor energiei electrice începând cu al patrulea trimestru al anului încheiat la 31 decembrie 2021.

Cheltuieli cu certificatele verzi

Cheltuielile cu certificatele verzi au crescut cu 241,2% la 183,2 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2022 de la 53,7 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2021. Această majorare a fost provocată în principal de dezvoltarea activității de furnizare a Grupului.

Cheltuielile cu certificatele verzi au crescut cu 283,6% la 53,7 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2021 de la 14,0 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2020. Această majorare a fost cauzată în principal de creșterea portofoliului de furnizare și de combinarea de întreprinderi care a avut loc în 2021 (cheltuielile cu certificatele verzi ale Crucea Wind Farm, în valoare de 19,8 milioane RON, au fost consolidate în Situațiile Financiare Consolidate Auditare ale Grupului).

Amortizarea imobilizărilor corporale și necorporale

Amortizarea imobilizărilor corporale și necorporale a crescut cu 1,5% la 772,2 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2022 de la 760,5 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2021. Această creștere a provenit în principal din reevaluarea activelor efectuată la finalul anului 2021, care a avut drept rezultat o majorare a valorii juste a acestora și o majorare a valorii activelor, datorită costurilor de mentenanță capitalizate.

Amortizarea imobilizărilor corporale și necorporale au crescut cu 5,6% la 760,5 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2021 de la 720,5 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2020. Această creștere s-a datorat în principal majorării valorii activelor ca urmare a intrării în funcțiune a unor obiective de investiții, precum CHE Racovița și ca urmare a achizițiilor prin combinarea de întreprinderi (Crucea Wind Farm și Hidroelectrică Wind Services).



Pierderi din deprecierea imobilizărilor corporale

Pierderile din deprecierea imobilizărilor corporale au scăzut cu 93,3% la 23,9 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2022 de la 359,3 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2021. Această scădere a fost cauzată în principal de reevaluarea activelor la finalul anului 2021, rezultând o pierdere netă de 255,6 milioane RON în situațiile de profit sau pierdere și a altor elemente ale rezultatului global și a testului de depreciere efectuat în legătură cu activele în curs de execuție la finalul anului 2021, rezultând într-o pierdere netă de 102,9 milioane RON ca urmare a actualizării costurilor estimate pentru finalizarea anumitor proiecte și a actualizării graficului de lucrări până la finalizare, precum și de o scădere a capacității instalate pentru anumite proiecte. Reevaluarea activelor de la finalul anului 2022 a avut drept rezultat un câștig net de 40,0 milioane RON, și testul de depreciere efectuat asupra activelor în curs de execuție la finalul anului 2022, a avut drept rezultat o pierdere netă de 63,9 milioane RON.

Pierderi din deprecierea imobilizărilor corporale au crescut cu 239,0% la 359,3 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2021 de la 106,0 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2020. Această creștere a fost cauzată în principal de reevaluarea activelor efectuată la finalul anului 2021, rezultând o pierdere netă de 255,6 milioane RON.

Pierderi din deprecierea creanțelor comerciale

Pierderi din deprecierea creanțelor comerciale au crescut cu 285,0% la 43,5 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2022 de la 11,3 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2021. Această majorare a fost provocată în principal de ajustările pentru clienții îndoielnici preconizați și întârzierile de plată ca rezultat al dezvoltării activității de furnizare.

Pierderi din deprecierea creanțelor comerciale au crescut cu 11.200,0% la 11,3 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2021 de la 0,1 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2020. Această creștere a fost provocată în principal de ajustările aferente clienților incerți și întârzierilor la plată, care sunt corelate cu creșterea activității de furnizare.

Reparații, întreținere, materiale și consumabile

Cheltuielile cu reparații, întreținere, materiale și consumabile au crescut cu 16,4% la 82,3 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2022 de la 70,7 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2021. Această creștere s-a datorat în principal creșterii volumului lucrărilor de întreținere programate pentru anul încheiat la 31 decembrie 2022, în comparație cu anul încheiat la 31 decembrie 2021.

Cheltuielile cu reparații, întreținere, materiale și consumabile s-au redus cu 32,4% la 70,7 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2021 de la 104,6 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2020. Această diminuare s-a datorat în principal prin recâștigarea de către Societate, în septembrie 2020, a controlului asupra Hidroserv, furnizorul principal de mentenanță al Hidroelectrica.

Taxa pentru producătorii de energie electrică

Taxa pentru producătorii de energie electrică a crescut cu 403,5% la 671,7 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2022 de la 133,4 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2021. Această majorare a fost cauzată în principal de introducerea unei taxe în noiembrie 2021, conform prevederilor OUG 118/2021 privind stabilirea unei scheme de compensare pentru consumul de energie electrică și gaze naturale pentru sezonul rece 2021-2022, precum și pentru completarea Ordonanței Guvernului nr. 27/1996 privind acordarea de facilități persoanelor care domiciliază sau lucrează în unele localități din Munții Apuseni și în Rezervația Biosferei „Delta Dunării” („OUG 118/2021”).

Taxa pentru producătorii de energie electrică a crescut la 133,4 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2021 de la 0,0 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2020; taxa pe veniturile suplimentare înregistrate de producătorii de energie electrică se aplică începând din noiembrie 2021.

Alte cheltuieli de exploatare

Alte cheltuieli de exploatare au crescut cu 24,6% la 236,2 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2022 de la 189,5 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2021. Această creștere s-a datorat în principal reevaluării provizioanelor de dezafectare recunoscute în contul de profit sau pierdere în ceea ce privește activele pentru care Grupul a luat decizia de abandon. Creșterea provizionului în 2022 este determinată de evoluția inflației în 2022 și de creșterea inflației prognozată pentru perioada până la efectuarea activității de dezafectare, ceea ce a dus la o creștere a valorii estimate a costurilor de dezafectare.



Alte cheltuieli de exploatare au scăzut cu 7,9% la 189,5 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2021 de la 205,7 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2020. Această scădere s-a datorat în principal reevaluării provizioanelor de taxe în legătură cu activele pentru care Grupul a luat decizia de abandon.

Lichiditate și resurse de capital

Resurse de capital

Situația financiară și lichiditatea Grupului au fost și vor fi în continuare influențate de o varietate de factori, printre care:

- capacitatea sa de a genera fluxuri de numerar din operațiunile sale;
- necesarul de cheltuieli de capital;
- nivelul de îndatorare și dobânzile pe care Grupul are obligația să le achite în legătură cu această îndatorare, care îi afectează cerințele privind serviciul datoriei; și
- capacitatea sa de a continua să împrumute fonduri de la bănci.

Principalele surse de lichiditate a Grupului au fost reprezentate în mod tradițional de fluxul de numerar generat de operațiunile sale și de finanțare Grupul anticipează că va continua să se bazeze pe aceste surse în viitor. A se vedea — „Acorduri de finanțare” de mai jos pentru mai multe informații.

Informația situației fluxurilor de numerar

Perioadele de trei luni încheiate la 31 martie 2023 și 2022

Tabelul următor sintetizează fluxurile de numerar ale Grupului pentru cele trei luni încheiate la 31 martie 2023 și 2022:

	Trei luni încheiate la 31 martie	
	2023	2022
	(in milioane RON)	
Fluxuri de numerar din activitatea de exploatare:		
Profit net	1.723,4	1.287,9
<i>Ajustări pentru:</i>		
Amortizarea imobilizărilor corporale	197,7	191,3
Amortizarea imobilizărilor necorporale.....	0,5	0,6
Reversarea pierderilor din deprecierea imobilizărilor corporale, net.....	(0,1)	(33,9)
Pierderi din deprecierea creanțelor comerciale, net	35,0	2,7
Castig din cedări de imobilizări corporale.....	0,0	(0,0)
Castiguri din diferențe de curs valutar.....	(0,1)	(0,2)
Venituri din dobânzi	(86,5)	(28,3)
Cheltuieli cu dobânzile.....	2,8	1,2
Cheltuiala cu impozitul pe profit.....	338,4	277,0
	2.210,9	1.698,3
<i>Modificari în:</i>		
Creanțe comerciale	(998,9)	(277,0)
Stocuri.....	(2,2)	(2,8)
Numerar restrictionat	0,0	(0,8)
Alte active.....	(52,7)	(64,5)
Datorii comerciale.....	139,9	46,2
Venituri în avans.....	(1,4)	(1,4)
Beneficiile angajaților	(6,2)	(6,7)
Provizioane	8,0	7,7
Alte datorii.....	(84,1)	(167,1)
Numerar generat din activități de exploatare	1.213,3	1.232,0

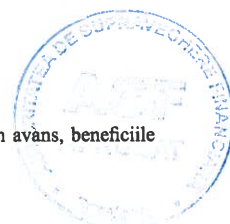


	Trei luni încheiate la 31 martie	
	2023	2022
	(in milioane RON)	
Dobânzi plătite.....	(2,8)	(0,4)
Impozit pe profit plătit.....	0,0	0,0
Numerar net din activitatea de exploatare.....	1.210,5	1.231,5
Fluxuri de numerar din activitatea de investiții:		
Plăți pentru achiziția de imobilizări corporale.....	(41,8)	(29,8)
Plăți pentru achiziția de imobilizări necorporale.....	(0,6)	0,0
Încasări din vânzarea de imobilizări corporale.....	0,0	0,2
Plăți pentru depozite detinute în scop investitional.....	(3.630,0)	(2.250,0)
Încasări din depozite detinute în scop investitional.....	2.980,0	100,0
Încasări din obligațiuni guvernamentale ajunse la scadența.....	0,0	235,4
Dobânzi încasate.....	79,0	14,2
Numerar net utilizat în activitatea de investiții.....	(613,4)	(1.930,0)
Fluxuri de numerar din activitatea de finanțare:		
Rambursări de împrumuturi.....	(22,8)	(23,0)
Plăți aferente contractelor de leasing.....	(1,9)	(1,4)
Numerar net utilizat în activitatea de finanțare.....	(24,7)	(24,3)
Creșterea/(descreșterea) netă a numerarului și echivalentelor de numerar.....	572,4	(722,8)
Numerar și echivalente de numerar la 1 ianuarie.....	660,7	1.104,9
Numerar și echivalente de numerar la 31 martie.....	1.233,2	382,1

Numerar net din activitatea de exploatare

Numerarul net din activitatea de exploatare a fost în sumă de 1.210,5 milioane RON în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2023, comparativ cu numerarul net din activitățile de exploatare în cuantum de 1.231,5 milioane RON în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2022. Numerarul din activitățile de exploatare înaintea variației capitalului circulant²¹ a crescut de la 1.698,3 milioane RON la 2.210,9 milioane RON cu 512,6 milioane RON (30,2%), în principal datorită unei majorări a veniturilor Grupului ca urmare a factorilor descriși în „—Rezultatele operațiunilor—Perioadele de trei luni încheiate la 31 martie 2023 și 2022” de mai sus, care au condus la o majorare a profitului înainte de impozitare de la 1.564,9 milioane RON la 2.061,7 milioane RON (cu 31,7%). Majorarea numerarului din activitățile de exploatare înaintea variației capitalului circulant a fost contrabalansată de efectul creșterii variației capitalului circulant în valoare de 531,2 milioane RON în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2023 comparativ cu perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2022. În perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2023, variația capitalului circulant a condus la ieșiri de numerar în valoare de 997,6 milioane RON, comparativ cu ieșiri de numerar în valoare de 466,4 milioane RON în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2022. Creșterea de 997,6 milioane RON a capitalului circulant (ieșiri de numerar) în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2023 a reprezentat în principal efectul creșterii soldului creanțelor comerciale (rezultată din dezvoltarea portofoliului de furnizare al Grupului, majorarea prețului de vânzare și întârzierile în facturare din cauza numeroaselor modificări legislative). Creșterea de 466,4 milioane RON a capitalului circulant (ieșiri de numerar) în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2022 a reprezentat în principal efectul (i) creșterii soldului creanțelor comerciale (rezultată din dezvoltarea portofoliului de furnizare al Grupului, majorarea prețului de vânzare și întârzierile în facturare din cauza numeroaselor modificări legislative) și (ii) unei diminuări a altor datorii, în principal ca urmare a sumei de 114,5 milioane RON achitate în 2022 în urma deciziilor de arbitraj emise în legătură cu litigiile cu Andritz Hydro.

²¹ „capital circulant” include creanțe comerciale, stocuri, numerar restricționat, alte active, datorii comerciale, venituri în avans, beneficiile salariaților, provizioane și alte datorii



Numerar net utilizat în activitatea de investiții

Numerar net utilizat în activitatea de investiții a fost în sumă de 613,4 milioane RON în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2023, comparativ cu numerar net utilizat în activitățile de investiții în cuantum de 1.930,0 milioane RON în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2022. Această scădere s-a datorat în principal unei creșteri a veniturilor din depozite deținute în scop de investiții (intrări de numerar) de la 100,0 milioane RON la 2.980,0 milioane RON cu 2.880,0 milioane RON, deoarece aceste investiții au ajuns la maturitate. Aceste intrări de numerar au fost parțial contrabalansate de o creștere a plăților pentru depozite deținute în scop investițional (ieșiri de numerar) de la 2.250,0 milioane RON la 3.630,0 milioane RON cu 1.380,0 milioane RON (ca urmare a unei majorări a numerarului disponibil).

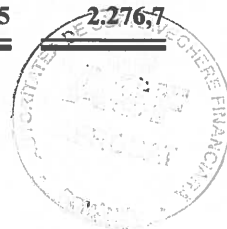
Numerar net utilizat în activitatea de finanțare

Numerarul net utilizat în activitatea de finanțare a fost în sumă de 24,7 milioane RON în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2023, comparativ cu numerarul net utilizat în activitățile de finanțare în cuantum de 24,3 milioane RON în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2022. Această modificare s-a datorat în principal unei valori mai mari a plăților de leasing ca urmare a creșterii numărului de contracte de leasing în perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2023 comparativ cu perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2022.

Anii încheiați la 31 decembrie 2022, 2021 și 2020

Tabelul următor sintetizează fluxurile de numerar ale Grupului în anii încheiați la 31 decembrie 2022, 2021 și 2020:

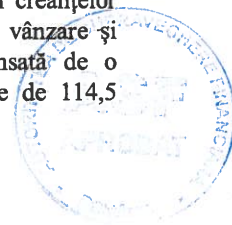
	Anul încheiat la 31 decembrie		
	2022	2021	2020
	(milioane RON)		
Fluxuri de numerar din activitățile de exploatare:			
Profitul net	4.464,0	3.116,1	1.558,0
<i>Ajustări pentru:</i>			
Amortizarea imobilizărilor corporale	770,0	758,1	719,3
Amortizarea imobilizărilor necorporale.....	2,2	2,4	1,2
Pierderi din deprecierea imobilizărilor corporale, net.....	23,9	359,3	106,0
Pierderi din deprecierea creanțelor comerciale, net	43,5	11,3	0,1
Reducerea valorii stocurilor.....	0,6	5,1	0,8
Câștig în urma combinarilor de întreprinderi.....	0,0	(31,5)	(26,3)
Pierdere din cedări de imobilizări corporale	2,1	3,6	6,5
Pierdere din diferențele de curs valutar	0,6	8,8	1,8
Venituri din dobânzi	(243,7)	(72,1)	(62,0)
Cheltuieli cu dobânzile.....	10,6	15,9	11,0
Cheltuiala cu impozitul pe profit.....	953,4	668,6	348,6
	6.027,1	4.845,7	2.665,0
<i>Modificări în:</i>			
Creanțe comerciale	(730,6)	(332,3)	(9,6)
Stocuri	(7,8)	(2,0)	(3,8)
Numerar restricționat	(90,8)	0,0	0,0
Alte active.....	14,3	(14,1)	(18,6)
Datorii comerciale.....	91,0	30,4	(12,7)
Venituri în avans	(5,7)	(2,9)	(5,5)
Beneficiile angajaților	(4,8)	(27,1)	13,2
Provizioane	88,4	(37,2)	69,6
Alte datorii	(215,0)	264,6	33,8
Numerar generat din activități de exploatare	5.166,2	4.725,0	2.731,5
Dobânzi plătite.....	(2,7)	(1,6)	(1,5)
Impozit pe profit plătit.....	(928,2)	(675,9)	(453,3)
Numerar net din activitatea de exploatare	4.235,3	4.047,5	2.276,7



	Anul încheiat la 31 decembrie		
	2022	2021	2020
	<i>(milioane RON)</i>		
Fluxuri de numerar din activitatea de investiții:			
Plăți pentru achiziția de imobilizări corporale	(169,0)	(176,8)	(167,3)
Plăți pentru achiziția de imobilizări necorporale	(1,2)	(2,4)	(2,4)
Încasări din vânzarea de imobilizări corporale	0,2	0,0	0,5
Plăți pentru achiziții de obligațiuni corporative.....	(351,3)	0,0	0,0
Plăți pentru depozite deținute în scop investițional.....	(8.575,0)	(5.013,0)	(3.210,0)
Încasări din depozite deținute în scop investițional.....	7.898,0	4.430,0	3.215,0
Plăți pentru achiziții de obligațiuni guvernamentale.....	0,0	(235,4)	0,0
Încasări din obligațiuni guvernamentale ajunse la scadență.....	235,4	0,0	0,0
Dobânzi încasate	212,0	53,9	63,8
Plăți pentru achiziția de filiale, net de numerarul dobândit.....	0,0	(598,3)	9,4
Numerar net utilizat în activitatea de investiții.....	(750,9)	(1.541,9)	(91,0)
Fluxuri de numerar din activitatea de finanțare:			
Incasari din emisiunea de actiuni	0,0	0,0	0,4
Trageri din împrumuturi	0,0	635,2	0,0
Rambursari de împrumuturi.....	(93,3)	(97,6)	(44,3)
Plăți aferente contractelor de leasing	(4,4)	(6,8)	(6,6)
Dividende plătite.....	(3.830,9)	(2.286,4)	(2.003,3)
Numerar net utilizat în activitatea de finanțare.....	(3.928,6)	(1.755,5)	(2.053,8)
Creșterea/(descreșterea) netă a numerarului și echivalentelor de numerar	(444,2)	750,0	131,9
Numerar și echivalente de numerar la 1 ianuarie.....	1.104,9	354,8	223,0
Numerar și echivalente de numerar la 31 decembrie	660,7	1.104,9	354,8

Numerar net din activitatea de exploatare

Numerarul net din activitatea de exploatare a fost în sumă de 4.235,3 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2022, comparativ cu numerarul net din activitățile de exploatare în cuantum de 4.047,5 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2021. Numerarul din activitățile de exploatare înaintea variației capitalului circulant a crescut cu 1.181,4 milioane RON (24,4%), în principal datorită unei majorări a veniturilor Grupului ca urmare a factorilor descriși în „—Rezultatele operațiunilor—Anii încheiați la 31 decembrie 2022, 2021 și 2020” de mai sus, care au condus la o majorare a profitului înainte de impozitare de la 3.784,8 milioane RON la 5.417,4 milioane RON cu 1.632,6 milioane RON (43,1%). Această majorare a numerarului din activitățile de exploatare înaintea variației capitalului circulant a fost contrabalansată de efectul negativ al creșterii capitalului de circulant cu 740,4 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2022 comparativ cu anul încheiat la 31 decembrie 2021. În anul încheiat la 31 decembrie 2022, variația capitalului circulant a condus la ieșiri de numerar în valoare de 861,0 milioane RON, comparativ cu ieșiri de numerar în valoare de 120,6 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2021. Creșterea de 861,0 milioane RON a capitalului circulant (ieșiri de numerar) în anul încheiat la 31 decembrie 2022 a reprezentat în principal efectul (i) creșterii soldului creanțelor comerciale (rezultată din dezvoltarea portofoliului de furnizare al Grupului, majorarea prețului de vânzare și întârzierile în facturare din cauza numeroaselor modificări legislative) și (ii) unei majorări a numerarului restricționat și a altor datorii (ieșiri de numerar) (în principal ca urmare a (a) sumei de 114,5 milioane RON datorată la 31 decembrie 2021 (care a fost achitată în anul încheiat la 31 decembrie 2022), în urma deciziilor de arbitraj emise în legătură cu litigiile cu Andritz Hydro (pentru mai multe detalii, a se vedea „—Angajamente și datorii contingente — Provizioane pentru litigii și dispute”) și (b) diminuării sumei datorate la 31 decembrie 2022 în contul taxei impuse producătorilor de energie electrică. Creșterea de 120,6 milioane RON a capitalului circulant (ieșiri de numerar) în anul încheiat la 31 decembrie 2021 a reprezentat în principal efectul creșterii soldului creanțelor comerciale (rezultată din dezvoltarea portofoliului de furnizare al Grupului, majorarea prețului de vânzare și întârzierile în facturare din cauza numeroaselor modificări legislative), care a fost contrabalansată de o majorare a altor datorii (intrări de numerar) (rezultată în principal din suma datorată în valoare de 114,5



milioane RON la 31 decembrie 2021, în urma deciziilor de arbitraj emise în legătură cu litigiile cu Andritz Hydro, și din suma datorată aferentă taxei impuse producătorilor de energie electrică, care a fost introdusă în 2021).

Numerarul net din activitatea de exploatare a fost în sumă de 4.047,5 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2021, comparativ cu numerarul net din activitățile de exploatare în cuantum de 2.276,7 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2020. Numerarul din activitățile de exploatare înaintea variației capitalului circulant a crescut cu 2.180,7 milioane RON (81,8%), în principal datorită unei majorări a veniturilor Grupului ca urmare a factorilor descriși în „—Rezultatele operațiunilor—Anii încheiați la 31 decembrie 2022, 2021 și 2020” de mai sus, care au condus la o majorare a profitului înainte de impozitare de la 1.906,6 milioane RON la 3.784,8 milioane RON (cu 98,5%). Majorarea numerarului din activitățile de exploatare înaintea variației capitalului circulant a fost contrabalansată de efectul negativ al creșterii capitalului circulant în valoare de 187,0 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2021 comparativ cu anul încheiat la 31 decembrie 2020. În anul încheiat la 31 decembrie 2021, variația capitalului circulant a condus la ieșiri de numerar în valoare de 120,6 milioane RON, comparativ cu intrări de numerar în valoare de 66,4 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2020. Creșterea de 120,6 milioane RON a capitalului circulant (ieșiri de numerar) în anul încheiat la 31 decembrie 2021 a reprezentat în principal efectul creșterii soldului creanțelor (rezultată din dezvoltarea portofoliului de furnizare al Grupului și majorarea prețului de vânzare). Scăderea de 66,4 milioane RON a capitalului circulant (ieșiri de numerar) în anul încheiat la 31 decembrie 2020 a fost în principal rezultatul unei creșteri a provizioanelor pentru litigii și dispute.

Numerar net utilizat în activitatea de investiții

Numerarul net utilizat în activitatea de investiții a fost în sumă de 750,9 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2022, comparativ cu numerarul net utilizat în activitatea de investiții în cuantum de 1.541,9 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2021. Această scădere s-a datorat în principal plăților pentru achiziționarea de filiale în 2021 în valoare de 598,3 milioane RON.

Numerarul net utilizat în activitatea de investiții a fost în sumă de 1.541,9 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2021, comparativ cu numerarul net utilizat în activitatea de investiții în cuantum de 91,0 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2020. Această creștere a fost în principal provocată de creșterea plăților pentru achiziționarea de filiale în anul încheiat la 31 decembrie 2021 de 598,3 milioane RON, plăți pentru depozite deținute în scop investițional de 1.803,0 milioane RON, care a fost parțial contrabalansată de creșterea veniturilor din depozite deținute în scop investițional cu 1.215,0 milioane RON.

Numerar net utilizat în activitatea de finanțare

Numerarul net utilizat în activitatea de finanțare a fost în sumă de 3.928,6 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2022, comparativ cu numerarul net utilizat în activitatea de finanțare în cuantum de 1.755,5 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2021. Această creștere a reprezentat în principal efectul unei majorări a dividendelor plătite cu 1.544,5 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2022 comparativ cu anul încheiat la 31 decembrie 2021 și al fondurilor din împrumuturi bancare pentru achiziția de filiale în valoare de 635,2 milioane RON înregistrate în anul încheiat la 31 decembrie 2021.

Numerarul net utilizat în activitatea de finanțare a fost în sumă de 1.755,5 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2021, comparativ cu numerarul net utilizat în activitatea de finanțare în cuantum de 2.053,8 milioane RON în anul încheiat la 31 decembrie 2020. Această scădere a reprezentat în principal efectul fondurilor din împrumuturi bancare pentru achiziția de filiale în valoare de 635,2 milioane RON înregistrate în anul încheiat la 31 decembrie 2021, care au fost parțial contrabalansate de o majorare a dividendelor plătite cu 283,1 milioane RON pentru anul încheiat la 31 decembrie 2021 comparativ cu anul încheiat la 31 decembrie 2020.

Cheltuieli de capital și investiții

Cheltuielile de capital și investițiile Grupului, inclusiv în principal proiectele de rețehnologizare și modernizare și proiectele de dezvoltare de hidrocentrale noi.



Istoricul cheltuielilor de capital și investițiilor

Tabelul următor prezintă o sinteză a cheltuielilor de capital și investițiilor Grupului în anii încheiați la 31 decembrie 2022, 2021 și 2020:

	Anul încheiat la 31 decembrie		
	2022	2021	2020
	<i>(milioane RON)</i>		
Plăți pentru achiziții de imobilizări corporale și necorporale.....	170,2	179,2	169,7
Plati pentru achiziția de filiale, net de numerarul dobândit*.....	0,0	598,3	(9,4)
Total.....	170,2	777,5	160,3

*2021: legat de achiziția Crucea Wind Farm și Hidroelectrică Wind Services; 2020: legat de Hidroserv

Cheltuielile de capital și investițiile în active corporale constau în centrale hidroelectrice, stații de pompare, microhidrocentrale, ecluze, precum și hidroagregate, echipamente și instalații și turbine eoliene, în timp ce cheltuielile de capital și investițiile în active necorporale constau în software.

Cheltuielile de capital și investițiile în filiale în anul încheiat la 31 decembrie 2021 au fost efectuate în legătură cu achiziționarea Crucea Wind Farm și Hidroelectrică Wind Services, net de numerar dobândit. Cheltuielile de capital și investițiile în filiale pentru anul încheiat la 31 decembrie 2020 legat de redobândirea controlului în Hidroserv, net de numerar dobândit.

Planul de investiții al Grupului în perioada 2023-2025 este în valoare de 3.080 milioane RON, care include suma de 1.910 milioane RON pentru construirea de noi centrale hidroelectrice și extinderea către alte surse regenerabile, suma de 855 milioane RON pentru re tehnologizarea și modernizarea centralelor hidroelectrice existente și suma de 315 milioane RON pentru mentenanța centralelor hidroelectrice și alte cheltuieli.

Sursa anticipată de finanțare pentru aceste investiții principale și pentru cheltuielile de capital ale Grupului în general este reprezentată de numerar și echivalente de numerar și împrumuturi bancare

Acorduri financiare

Tabelul următor prezintă împrumuturile Grupului în anii încheiați la 31 decembrie 2022, 2021 și 2020:

Descriere	31 decembrie	31 decembrie	31 decembrie
	2022	2021	2020
	<i>(în milioane RON)</i>		
Banca Internațională pentru Reconstrucție și Dezvoltare din 13 iulie 2005, în valoare de 66 milioane EUR care este un împrumut contractat pentru reabilitarea unei hidrocentrale și pentru asistență în dezvoltarea instituțională a Societății (din punct de vedere tehnic, financiar și al managementului riscului), în supravegherea lucrărilor de reabilitare și în gestionarea contractelor. Rambursare: tranșe semestriale egale în perioada 15 martie 2010 – 15 septembrie 2021. Anul scadenței: 2021	0,0	0,0	26,9
BRD Groupe Societe Generale – ING Bank din 7 aprilie 2020, în sumă de 50 milioane EUR, care este un împrumut contractat pentru finanțare generală. Rambursare: 20 de tranșe trimestriale egale până la 23 decembrie 2020 Dobânda este legată de EURIBOR 3 luni plus o marja. Anul scadenței 2020.	0,0	0,0	0,0



Descriere	31 decembrie 2022	31 decembrie 2021	31 decembrie 2020
		(în milioane RON)	
BRD Groupe Societe Generale din 4 martie 2021, în sumă de 1.250 milioane RON, care este un împrumut contractat în vederea finanțării achiziției Crucea Wind Farm și Hidroelectrică Wind Services. Suma trasă din împrumut: 635,2 milioane RON Rambursare: tranșe trimestriale în perioada 11 iunie 2021 – 11 martie 2028. Dobânda este legată de EURIBOR 3 luni plus o marjă. Anul scadenței 2028.	483,0	574,4	0,0
Banca Transilvania – Linie de credit a filialei Hidroserv clasificată pe termen lung la 31 decembrie 2021 și 31 decembrie 2020 în conformitate cu prevederile planului de reorganizare; Rambursare: tranșe trimestriale până în trimestrul al doilea al anului 2023. Anul scadenței: 2023	1,5	3,4	5,0
Total împrumuturi	484,5	577,8	31,9
Porțiunea curentă	94,0	93,9	28,5
Porțiunea pe termen lung	390,5	483,9	3,4

Tabelul următor prezintă o imagine de ansamblu cu privire la rambursările programate ale împrumuturilor luate și acordate de Grup în perioada 2023 – 2026, la data de 31 decembrie 2022:

	Fluxuri de numerar contractuale			
	2023	2024	2025	2026
		(în milioane RON)		
Împrumuturi bancare.....	103,1	99,8	97,7	95,2

Tabelul următor prezintă scadențele contractuale rămase pentru datoriile financiare ale Grupului, împreună cu termenele de rambursare, la data de 31 decembrie 2022. Scadențele contractuale sunt calculate în funcție de data cea mai apropiată la care Grupul ar putea avea obligația de rambursare:

	Fluxuri de numerar contractuale					
	Valoare contabilă	Total fluxuri de numerar contractuale	Termen mai mic de 3 luni	3 luni – 1 an	1 – 5 ani	Peste 5 ani
			(în milioane RON)			
Împrumuturi bancare	484,5	513,2	26,4	76,9	386,8	23,1
Datorii aferente contractelor de leasing ..	15,4	17,9	2,0	6,3	4,7	4,9
Datorii comerciale.....	117,8	117,8	104,5	12,9	0,4	0,0
Datorii către parti legate*.....	165,6	165,6	165,6	0,0	0,0	0,0
Total	783,3	814,5	298,5	96,1	391,9	28,0

*Datoriile către părțile legate sunt deduse din datorii comerciale

Operațiuni în afara bilanțului

Grupul nu a avut operațiuni în afara bilanțului la 31 decembrie 2022, 2021 și 2020 care să aibă sau care să fie susceptibile în mod rezonabil să aibă un impact semnificativ asupra poziției sale financiare actuale sau viitoare.



Angajamente și datorii contingente

Pe lângă acordurile financiare, Grupul are diverse angajamente și datorii contingente, sintetizate mai jos.

Angajamente contractuale

Grupul are angajamente contractuale pentru achiziționarea de imobilizări corporale și active necorporale, constând în *software*, în valoarea 545,2 milioane RON, 761,1 milioane RON și, respectiv, 711,0 milioane RON la 31 decembrie 2022, 2021 și 2020.

Garanții

Grupul a emis garanții de bună execuție în valoare de 35,2 milioane RON, 48,0 milioane RON și, respectiv, 86,6 milioane RON în la data de 31 decembrie 2022, 2021 și 2020, în principal în legătură cu obligațiile sale de a livra energie electrică și cu obligațiile sale de plată aferente tranzacțiilor de achiziționare a energiei electrice pe piața pentru ziua următoare și pe piața intrazilnică.

Litigii, dispute și incertitudini fiscale

Principalele litigii în care este implicat Grupul, cu o expunere potențială totală în valoare de 882,9 milioane RON, 736,7 milioane RON și, respectiv, 692,8 milioane RON la data de 31 decembrie 2022, 2021 și 2020, sunt prezentate pe scurt mai jos.

- Litigiul cu Ministerul Energiei cu o potențială expunere în valoare de 373,1 milioane RON la data de 31 decembrie 2022, 2021 și 2020. A se vedea „*Activitatea Societății — Proceduri judiciare — Litigiul cu Ministerul Energiei (dosar nr. 3200/2/2018)*”.
- Litigiu cu autoritățile fiscale în legătură cu tratamente fiscale din anii precedenți cu o expunere potențială în valoare de 214,4 milioane RON la data de 31 decembrie 2022, 2021 și 2020. A se vedea „*Activitatea Societății — Proceduri judiciare — Litigiu fiscal (dosar nr. 3288/2/2015)*”.
- Litigiu cu privire la impozitul pe producerea de energie, cu o potențială expunere de 62,1 milioane RON la data de 31 decembrie 2022. A se vedea „*Activitatea Societății — Proceduri Judiciare — Proceduri legate de impozitul pe producerea de energie*”.
- Litigiul cu Hidroconstructia S.A. cu o expunere potențială în valoare de 98,8 milioane RON la data de 31 decembrie 2022. A se vedea „*Activitatea Societății — Proceduri judiciare — Litigii cu Hidroconstructia S.A.*”.
- Procedura de arbitraj cu Romelectro S.A cu o expunere potențială în valoare de 29,3 milioane RON la data de 31 decembrie 2022 și de 43,9 milioane RON la data de 31 decembrie 2021. Grupul a formulat o cerere de arbitraj pentru penalități aferente întârzierii lucrărilor, iar Romelectro S.A. a depus cerere reconvențională. Având în vedere insolvența Romelectro S.A., Grupul va avea dreptul de a -și introduce pretenția în cadrul insolvenței. Pretențiile formulate de Romelectro S.A. prin cererea reconvențională se mențin și este în curs de elaborare o expertiză financiar-contabilă la solicitarea curții de arbitraj. A se vedea „*Activitatea Societății — Proceduri judiciare — Diferend supus arbitrajului cu Romelectro S.A.*”.
- Litigiul cu Hidroconstructia S.A. cu o expunere potențială în valoare de 32,8 milioane RON la data de 31 decembrie 2022, 2021 și 2020. Hidroconstructia S.A. a formulat pretenții reprezentând contravaloarea costurilor generate de sistarea lucrărilor de construcție aferente unor proiecte de investiții în curs de execuție ale Grupului. În martie 2018, instanța de fond a respins pretențiile și Hidroconstructia S.A. a contestat decizia. La Curtea de Apel, cauza a fost retrimisă spre rejudecare la instanța de fond și a fost dispusă elaborarea unei expertize de către un expert în construcții hidrotehnice și a unei expertize contabile. A se vedea „*Activitatea Societății — Proceduri judiciare — Litigii cu Hidroconstructia S.A.*”.
- Litigiul cu Beny Alex S.R.L. cu o expunere potențială în valoare de 43,6 milioane RON la data de 31 decembrie 2022, 2021 și 2020. Beny Alex S.R.L. solicită pretenții pentru valoarea lucrărilor suplimentare executate în baza contractului de subcontractare încheiat cu Hidroserv. Beny Alex S.R.L. a declarat apel la respingerea de către instanța de fond a cererii de chemare în judecată. În data de 30 mai 2023, Tribunalul București a admis în parte acțiunea formulată de reclamantă și a dispus Hidroelectrica să plătească suma de 40,1 milioane RON. A se vedea „*Activitatea Societății — Proceduri judiciare — Litigiul cu Beny Alex S.R.L. (dosarul 36646/3/2018*)*”.



- Litigiul cu Hidroconstrucția S.A. cu o expunere potențială în valoare de 29,0 milioane RON la data de 31 decembrie 2022, 2021 și 2020. Hidroconstrucția S.A. a formulat pretenții împotriva Societății în legătură cu lucrările la site-ul Surduc-Siriu, presupus suportate de Hidroconstrucția S.A. ca urmare a presupusului eșec al Societății de a finanța proiectul. În septembrie 2022, expertul independent a emis un raport care stabilea o obligație de plată potențială cuprinse între 8,9 milioane RON și 31,2 milioane RON. Expertul independent nu a analizat dacă Grupul și-a încălcat sau nu obligația de a finanța proiectul. În data de 10 aprilie 2023 cererea a fost respinsă de Tribunalul București, Hidroconstrucția S.A. înregistrând apel împotriva acestei hotărâri. Cauza urmează a fi înaintată spre soluționare la Curtea de Apel București. A se vedea „Activitatea Societății — Proceduri judiciare — Litigii cu Hidroconstrucția S.A.”

Provizioane

Tabelul de mai jos prezintă provizioanele Grupului la 31 decembrie 2022, 2021 și 2020:

	31 decembrie					
	2022		2021		2020	
	Curente	Pe termen lung	Curente	Pe termen lung	Curente	Pe termen lung
	(milioane RON)					
Litigii și dispute.....	120,4	0,0	116,3	0,0	196,3	0,0
Dezafectare.....	0,0	724,0	0,0	642,1	0,0	561,2
Provizioane fiscale.....	0,0	93,1	0,0	86,6	0,0	99,3
Alte provizioane.....	1,4	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0
Total.....	121,8	817,1	116,5	728,6	196,3	660,5

Provizioane pentru litigii și dispute

La 31 decembrie 2022, 2021 și 2020, provizioanele pentru litigii includ suma de 67,6 milioane RON în legătură cu litigiul cu asocierea Romelectro S.A., Hidroconstrucția S.A. și ISPH Project Development S.A., început în 2013. A se vedea „Activitatea Societății — Proceduri judiciare — Litigiu cu Romelectro S.A., Hidroconstrucția S.A. și ISPH Project Development S.A. (dosar nr. 40314/3/2013*)”. În 2021, Grupul a utilizat provizioane în valoare de 88,7 milioane RON în urma sentințelor pronunțate în dosarele arbitrale nr. ICC 22482/MHM, nr. ICC 22047/MHM și nr. 20540 / MHM, între Andritz Hydro și Hidroelectrica, potrivit cărora Societatea a fost obligată la plata sumei de 139,7 milioane RON (din care 88,7 milioane RON reprezintă provizioane utilizate și 51,0 milioane RON reprezintă datorii comerciale). În 2021, Societatea a stins prin compensație creanțe de la Andritz în valoare de 25,2 milioane RON, restul reprezentând suma de 114,5 milioane RON fiind inclus în alte datorii ce au fost achitate în 2022.

Provizioane pentru dezafectare

În anii 2018 și 2019, conducerea Societății a decis abandonarea anumitor proiecte de investiții în curs de execuție. În consecință, Societatea a recunoscut provizioane pentru dezafectare în profit sau pierdere la valoarea actualizată a lucrărilor estimate a fi necesare în vederea abandonării activelor respective. Costurile de dezafectare au fost estimate în baza studiilor efectuate de un expert tehnic extern în 2017, ajustate cu inflația sau cu creșterea estimată a costurilor în industria construcțiilor și a transporturilor. Aceste dispoziții erau recunoscute și astfel reevaluările anuale sunt calculate cu impact atât asupra bilanțului, cât și a situației privind profitul sau pierderile și alte venituri globale.

În 2021, Grupul a preluat un provizion pentru dezafectare în valoare de 25,5 milioane RON în legătură cu parcul eolian al subsidiarei, Crucea Wind Farm. Efectele modificărilor apărute în ipotezele care stau la baza costurilor de dezafectare aferente parcurilor eoliene sunt recunoscute în imobilizări corporale.

Provizioane fiscale

Provizioanele fiscale în valoare de 93,1 milioane RON la 31 decembrie 2022, 86,6 milioane RON la 31 decembrie 2021, și 99,3 milioane RON la 31 decembrie 2020 reprezintă valoarea actualizată a TVA preconizată a se achita la momentul casării proiectelor de investiții abandonate.

Lipsa modificărilor semnificative

Nu au existat modificări semnificative ale poziției financiare a Grupului începând cu 31 martie 2023, cu excepția celor descrise în „Evoluții și tendințe recente”.



Managementul riscului financiar

Prezentare generală

În cadrul desfășurării activităților sale comerciale obișnuite, Grupul este expus la o diferite tipuri de riscuri financiare, printre care riscul de credit, riscul de lichiditate și riscuri de piață, inclusiv riscul valutar, riscul ratei dobânzii și alte riscuri de preț. Mai jos se regăsește un rezumat al modului în care aceste riscuri afectează activitatea Grupului și al obiectivelor, proceselor și politicilor aplicate de Grup pentru a își gestiona riscurile financiare individuale. Obiectivele principale ale funcției de management al riscului financiar sunt să stabilească limitele de risc și să se asigure ca expunerea la riscuri să se încadreze în acele limite. Pentru mai multe informații, a se vedea Nota 27 la Situațiile Financiare Consolidate Auditate.

Risc de credit

Riscul de credit este riscul ca Grupul să suporte o pierdere financiară, dacă un client sau o contrapartidă la un instrument financiar nu își îndeplinește obligațiile contractuale, iar acest risc derivă în principal din creanțele comerciale, din numerar și echivalentele de numerar și din alte investiții.

Numerarul și depozitele bancare sunt plasate la instituții financiare considerate a avea o bonitate ridicată.

Expunerea la riscul de credit

Valoarea contabilă a activelor financiare reprezintă expunerea maximă la riscul de credit.

	31 martie 2023	31 decembrie 2022	31 decembrie 2021	31 decembrie 2020
		<i>(în milioane RON)</i>		
Creanțe comerciale.....	2.314,9	1.350,7	663,5	338,0
Numerar și echivalente de numerar	1.233,2	660,7	1.104,9	354,8
Numerar restricționat.....	101,1	101,1	10,3	10,3
Investiții în obligațiuni corporative, depozite și obligațiuni guvernamentale	4.035,2	3.386,1	2.561,5	1.730,1
Total.....	7.684,3	5.498,6	4.340,1	2.433,2

Creanțe comerciale

Expunerea Grupului la riscul de credit este în principal influențată de caracteristicile individuale ale fiecărui client. Grupul a stabilit o politică de credit potrivit căreia fiecare nou client comercial este analizat separat din punctul de vedere al bonității înainte de încheierea unui contract, astfel încât vânzarea să se efectueze către clienți cu bonitate adecvată. În cazul clienților casnici, nu se efectuează o asemenea analiză a riscului de credit, având în vedere natura și numărul acestor clienți. Ajustările pentru deprecierea creanțelor comerciale reflectă pierderile din credite preconizate, calculate pe baza ratelor de pierderi.

Creșterea valorii creanțelor comerciale în perioada de trei luni încheiate la 31 martie 2023 a fost datorată veniturilor nefacturate semnificative din cauza întârzierilor în facturarea energiei electrice către consumatorii finali ca urmare a implementării unui nou sistem de facturare pentru activitatea de furnizare și a unei creșteri semnificative a numărului de clienți noi. Valoarea veniturilor nefacturate incluse în creanțele comerciale este de 2.044,7 milioane RON la 31 martie 2023 (1.116,0 milioane RON la 31 decembrie 2022).

Creșterea valorii creanțelor comerciale în anul încheiat la 31 decembrie 2022 a fost determinată de venituri substanțiale nefacturate din cauza întârzierilor în facturarea energiei electrice furnizate către consumatorii finali ca urmare a implementării unui nou sistem de facturare pentru activitatea de furnizare și a unei creșteri semnificative a numărului de clienți noi. Valoarea veniturilor nefacturate cuprinse în creanțele comerciale este de 1.116,0 milioane RON la 31 decembrie 2022 (540,5 milioane RON la 31 decembrie 2021, 264,8 milioane RON la 31 decembrie 2020).



Tabelul următor prezintă informații cu privire la expunerea la riscul de credit și pierderile din credit preconizate (ECL) aferente creanțelor comerciale la data de 31 martie 2023:

	Rata medie ponderată a pierderilor	Valoarea contabilă brută	Ajustare pentru depreciere	Creanțe comerciale nete
		<i>(în milioane RON)</i>		
Nerestante	2,32%	1.927,7	(44,6)	1.883,0
Restante – de la 0 la 3 luni.....	28,82%	44,6	(12,9)	31,7
Restante – de la 3 la 6 luni.....	85,84%	23,9	(20,5)	3,4
Restante – de la 6 luni la 1 an.....	100,00%	13,7	(13,7)	0,0
Restante – mai mult de 1 an.....	100,00%	20,8	(20,8)	0,0
Total.....		2.030,6	(112,5)	1.918,2
Clienți analizați individual.....		396,7	0,0	396,7
Total creanțe comerciale		2.427,3	(112,5)	2.314,9

Tabelul următor prezintă informații cu privire la expunerea la riscul de credit și pierderile din credit preconizate (ECL) aferente creanțelor comerciale la data de 31 decembrie 2022:

	Rata medie ponderată a pierderilor	Valoarea contabilă brută	Ajustare pentru depreciere	Creanțe comerciale nete
		<i>(în milioane RON)</i>		
Nerestante	2,45%	1.014,9	(24,9)	990,0
Restante – de la 0 la 3 luni.....	36,40%	39,5	(14,4)	25,1
Restante – de la 3 la 6 luni.....	62,86%	13,5	(8,5)	5,0
Restante – de la 6 luni la 1 an.....	100,00%	19,0	(19,0)	0,0
Restante – mai mult de 1 an.....	100,00%	10,7	(10,7)	0,0
Total.....		1.097,6	(77,5)	1.020,1
Clienți analizați individual.....		330,6	0,0	330,6
Total creanțe comerciale		1.428,2	(77,5)	1.350,7

Tabelul următor prezintă informații cu privire la expunerea la riscul de credit și pierderile din credit preconizate (ECL) aferente creanțelor comerciale la data de 31 decembrie 2021:

	Rata medie ponderată a pierderilor	Valoarea contabilă brută	Ajustare pentru depreciere	Creanțe comerciale nete
		<i>(în milioane RON)</i>		
Nerestante	1,95%	163,2	(3,2)	160,0
Restante – de la 0 la 3 luni.....	40,29%	7,9	(3,2)	4,7
Restante – de la 3 la 6 luni.....	88,77%	3,7	(3,3)	0,4
Restante – de la 6 luni la 1 an.....	100,00%	3,4	(3,4)	0,0
Restante – mai mult de 1 an.....	100,00%	21,0	(21,0)	0,0
Total.....		199,2	(34,0)	165,1
Clienți analizați individual.....		498,4	0,0	498,4
Total creanțe comerciale		697,6	(34,0)	663,5



Tabelul următor prezintă informații cu privire la expunerea la riscul de credit și pierderile din credit preconizate (ECL) aferente creanțelor comerciale la data de 31 decembrie 2020:

	Rata medie ponderata a pierderilor	Valoarea contabilă brută	Ajustare pentru depreciere	Creanțe comerciale nete
		<i>(în milioane RON)</i>		
Nerestante	1,62%	176,6	(2,9)	173,7
Restante – de la 0 la 3 luni.....	50,12%	11,9	(6,0)	5,9
Restante – de la 3 la 6 luni.....	100,00%	6,2	(6,2)	0,0
Restante – de la 6 luni la 1 an.....	100,00%	3,4	(3,4)	0,0
Restante – mai mult de 1 an.....	100,00%	4,3	(4,3)	0,0
Total.....		202,3	(22,7)	179,6
Clienți analizați individual.....		158,4	0,0	158,4
Total creanțe comerciale		360,7	(22,7)	338,0

Clienții analizați individual reprezintă clienți cu solduri restante pentru care Grupul consideră că există risc nesemnificativ de neîncasare a creanțelor.

Ratele pierderilor pentru cele trei luni încheiate la 31 martie 2023 se bazează pe pierderile din creditare înregistrate efectiv în ultimele trei trimestre având în vedere creșterea segmentului de furnizare și întârzierile în facturarea energiei electrice furnizate (la 31 decembrie 2022, ultimii cinci ani).

Ratele pierderilor pentru anul încheiat la 31 decembrie 2022 se bazează pe pierderile din creditare înregistrate efectiv în ultimii cinci ani (pentru 2021, ultimii patru ani, și pentru 2020, ultimii trei ani).

Grupul are garanții primite de la clienți în valoare de 470,4 milioane RON la 31 martie 2023 (907,6 milioane RON la 31 decembrie 2022). Acestea sunt garanții de plată sub formă de scrisori de garanție bancare primite în legătură cu contractele de vânzare a energiei electrice. Scăderea numărului de garanții primite de la clienți în cele trei luni încheiate la 31 martie 2023 se datorează implementării pieței bazate pe mecanismul de achiziție centralizată a energiei electrice. Tranzacțiile pe această piață se fac prin OPCOM în calitate de intermediar, ceea ce înseamnă că Grupul a încheiat un contract privind vânzarea pe piața angro cu OPCOM, acest lucru ducând la scăderea numărului de contracte privind vânzarea pe piața angro în perioada de trei luni încheiate la 31 martie 2023.

Grupul are garanții primite de la clienți în valoare de 907,6 milioane RON la 31 decembrie 2022 (593,0 milioane RON la 31 decembrie 2021, 432,9 milioane RON la 31 decembrie 2020). Acestea sunt garanții de plată sub formă de scrisori de garanție bancare primite în legătură cu contractele de vânzare a energiei electrice.

Risc de lichiditate

Riscul de lichiditate reprezintă riscul ca Grupul să întâmpine dificultăți în onorarea obligațiilor asociate datoriilor financiare care sunt decontate prin transferul numerarului sau altui activ financiar. Grupul are numerar și echivalente de numerar și investiții pe termen scurt semnificative, astfel încât nu se confruntă cu un risc de lichiditate semnificativ.

Grupul monitorizează nivelul intrărilor de numerar previzionate din încasarea creanțelor comerciale, precum și nivelul ieșirilor de numerar previzionate pentru plata împrumuturilor, datoriilor comerciale și altor datorii. Grupul urmărește menținerea unui nivel al conturilor bancare curente și al depozitelor bancare care să depășească ieșirile de numerar previzionate pentru plata datoriilor financiare.



Expunerea la riscul de lichiditate

Tabelul următor prezintă scadențele contractuale ale datoriilor financiare la data de raportare. Fluxurile de numerar contractuale sunt prezentate ca valoare brută și neactualizată și includ plățile estimate de dobândă.

31 decembrie 2022	Fluxuri de numerar contractuale				
	Valoare contabilă	Total	< 12 luni	1 – 5 ani	> 5 ani
	<i>(în milioane RON)</i>				
Datorii financiare					
Datorii comerciale.....	283,4	283,4	283,0	0,4	0,0
Împrumuturi bancare.....	484,5	513,2	103,3	386,8	23,1
Datorii privind leasingul financiar.....	15,4	17,9	8,3	4,7	4,9
Total.....	783,3	814,5	394,6	391,9	28,0

31 decembrie 2021	Fluxuri de numerar contractuale				
	Valoare contabilă	Total	< 12 luni	1 – 5 ani	> 5 ani
	<i>(în milioane RON)</i>				
Datorii financiare					
Datorii comerciale.....	173,9	173,9	171,4	2,5	0,0
Împrumuturi bancare.....	577,8	581,5	95,3	371,2	115,0
Datorii privind leasingul financiar.....	12,5	15,5	4,5	5,2	5,8
Total.....	764,2	771,0	271,2	379,0	120,8

31 decembrie 2020	Fluxuri de numerar contractuale				
	Valoare contabilă	Total	< 12 luni	1 – 5 ani	> 5 ani
Datorii financiare					
Datorii comerciale.....	178,4	178,4	172,7	5,6	0,0
Împrumuturi bancare.....	31,9	32,0	29,1	3,0	0,0
Datorii privind leasingul financiar.....	21,0	21,6	8,6	13,1	0,0
Total.....	231,3	232,1	210,4	21,7	0,0

Risc de piață

Riscul de piață reprezintă riscul ca modificări ale prețurilor pieței (adică cursul de schimb valutar și rata dobânzii) să afecteze profitul Grupului sau valoarea instrumentelor financiare deținute. Obiectivul gestionării riscului de piață este menținerea expunerilor la riscul de piață în limite acceptabile și optimizarea rezultatelor.



Riscul de rată a dobânzii

Grupul are împrumuturi bancare pe termen lung cu rate de dobândă variabile, care pot expune Grupul la riscul de rată a dobânzii.

	<u>31 decembrie</u> <u>2022</u>	<u>31 decembrie</u> <u>2021</u>	<u>31 decembrie</u> <u>2020</u>
	<i>(în milioane RON)</i>		
Instrumente cu rată fixă			
Active financiare			
Numerar restricționat.....	101,1	10,3	10,3
Investiții în obligațiuni corporative, depozite și obligațiuni guvernamentale.....	3.386,1	2.561,5	1.730,1
Total	<u>3.487,1</u>	<u>2.571,7</u>	<u>1.740,3</u>
Datorii financiare			
Datorii aferente contractelor de leasing.....	(15,4)	(12,5)	(21,0)
Total	<u>(15,4)</u>	<u>(12,5)</u>	<u>(21,0)</u>
Instrumente cu rată variabilă			
Datorii financiare			
Împrumuturi bancare.....	(484,5)	(577,8)	(31,9)
Total	<u>(484,5)</u>	<u>(577,8)</u>	<u>(31,9)</u>

Analiza de sensibilitate a valorii juste a instrumentelor cu rata dobânzii fixă

Grupul nu are active financiare și datorii financiare cu o rată a dobânzii fixă recunoscute la valoare justă prin profit sau pierdere. Prin urmare, o modificare a ratelor dobânzii la data de raportare nu ar afecta profitul sau pierderea.

Analiza de sensibilitate a fluxurilor de numerar ale instrumentelor cu rata dobânzii variabilă

O modificare rezonabilă a ratelor dobânzii cu 50 de puncte de bază la data de raportare ar fi crescut (diminuat) profitul înainte de impozitare cu sumele de mai jos. Această analiză presupune că toate celelalte variabile, în special cursurile de schimb valutar, rămân constante.

	Creștere/ (diminuare) a Profitului înainte de impozitare	
	creștere cu 50 de puncte de bază	diminuare cu 50 de puncte de bază
	(în milioane RON)	
2022		
Instrumente cu rată variabilă.....	(2,4)	2,4
2021		
Instrumente cu rată variabilă.....	(0,8)	0,0
2020		
Instrumente cu rată variabilă.....	(0,2)	0,2

Riscul valutar

Grupul este expus la riscul valutar de tranzacționare în măsura în care există un dezechilibru între monedele în care efectuează vânzări, achiziții și în care sunt denominate creanțele și împrumuturile și monedele funcționale respective ale Grupului. Moneda funcțională a Grupului este Leul românesc (RON).



Moneda în care sunt denumite aceste tranzacții sunt în principal RON. Anumite datorii sunt denumite în valută, precum EUR și USD. Politica Grupului de gestionare a riscului este de a utiliza în principal moneda locală. Grupul nu utilizează instrumente derivate sau instrumente de acoperire a riscului.

31 decembrie 2022				
- echivalentul în milioane RON al valutei -				
	EUR	USD	CHF	HUF
Creanțe comerciale.....	0,2	0,0	0,0	0,0
Investiții în obligațiuni corporative.....	351,3	0,0	0,0	0,0
Numerar și echivalente de numerar.....	4,0	0,2	0,0	0,0
Datorii comerciale.....	(4,0)	0,0	0,0	0,0
Împrumuturi bancare.....	(483,0)	0,0	0,0	0,0
Datorii aferente contractelor de leasing.....	(13,6)	0,0	0,0	0,0
Expunere netă la nivelul situației poziției financiare.....	(145,0)	0,2	0,0	0,0

31 decembrie 2021				
- echivalentul în milioane RON al valutei -				
	EUR	USD	CHF	HUF
Creanțe comerciale.....	2,8	0,0	0,0	0,0
Numerar și echivalente de numerar.....	99,5	0,2	0,3	0,2
Datorii comerciale.....	(4,7)	(0,2)	0,0	0,0
Împrumuturi bancare.....	(574,4)	0,0	0,0	0,0
Datorii aferente contractelor de leasing.....	(8,7)	0,0	0,0	0,0
Expunere netă la nivelul situației poziției financiare.....	(485,4)	0,1	0,3	0,2

31 decembrie 2020				
- echivalentul în milioane RON al valutei -				
	EUR	USD	CHF	HUF
Numerar și echivalente de numerar.....	1,0	0,1	0,3	0,2
Datorii comerciale.....	(69,9)	(0,2)	0,0	0,0
Împrumuturi bancare.....	(26,9)	0,0	0,0	0,0
Datorii aferente contractelor de leasing.....	(16,1)	0,0	0,0	0,0
Expunere netă la nivelul situației poziției financiare.....	(111,9)	(0,0)	0,3	0,2

Au fost aplicate următoarele cursuri de schimb:

	31 decembrie 2022	31 decembrie 2021	31 decembrie 2020
RON / EUR.....	4,9474	4,9481	4,8694
RON / USD.....	4,6346	4,3707	3,966
RON / CHF.....	5,0289	4,7884	4,4997
RON / 100 HUF.....	1,2354	1,3391	1,3356



Analiza de senzitivitate

O apreciere cu 5% a leului românesc (RON) față de celelalte valute la 31 decembrie ar fi afectat profitul înainte de impozitare cu sumele indicate mai jos. Această analiză presupune că toate celelalte variabile rămân constante. Grupul are expunere limitată față de USD și CHF.

	Creștere/ (diminuare) a Profitului înainte de impozitare 2022 (milioane RON)	Creștere/ (diminuare) a Profitului înainte de impozitare 2021 (milioane RON)	Creștere/ (diminuare) a Profitului înainte de impozitare 2020 (milioane RON)
EUR.....	7,3	24,3	5,6
USD.....	(0,0)	(0,0)	0,0
CHF.....	0,0	0,0	0,0
100 HUF	0,0	0,0	0,0
Total.....	7,2	24,2	5,6

O depreciere cu 5% a leului românesc (RON) față de celelalte valute la 31 decembrie ar fi afectat profitul înainte de impozitare cu sumele indicate mai jos. Această analiză presupune că toate celelalte variabile rămân constante.

	Creștere/ (diminuare) a Profitului înainte de impozitare 2022 (milioane RON)	Creștere/ (diminuare) a Profitului înainte de impozitare 2021 (milioane RON)	Creștere/ (diminuare) a Profitului înainte de impozitare 2020 (milioane RON)
EUR.....	(7,3)	(24,3)	(5,6)
USD.....	0,0	0,0	(0,0)
CHF.....	0,0	0,0	0,0
100 HUF	0,0	0,0	0,0
Total.....	(7,2)	(24,2)	(5,6)



PREZENTAREA SECTORULUI DE ACTIVITATE ȘI PRINCIPALELE TENDINȚE

Informațiile următoare referitoare la sectorul de activitate sunt prezentate exclusiv cu scopul oferirii unui context. În prezentul Prospect, afirmațiile referitoare la piața și sectorul în care își desfășoară activitatea Societatea și la poziția sa pe acestea se bazează în principal pe publicații și studii specializate în domeniu, pe informații obținute de la organisme guvernamentale oficiale sau de la nivelul sectorului de activitate, inclusiv din surse terțe, și pe estimările Societății bazate pe informații obținute de la autorități de reglementare, organizații și asociații de afaceri și din sectorul de activitate, consultanți și alte surse din sectoarele în care își desfășoară activitatea Grupul, precum și pe experiența în afaceri și în domeniul de activitate a echipei superioare de conducere. Dacă nu se precizează altfel, toate datele referitoare la piață, sectorul de activitate, cota de piață și poziția concurențială prezentate în prezenta secțiune cu privire la piața pe care își desfășoară activitatea Grupul reprezintă estimări și trebuie tratate cu prudență, implică riscuri și incertitudini și pot face obiectul unor modificări în funcție de diverși factori. Informațiile au fost extrase din surse terțe pe care Societatea le consideră în mod rezonabil ca fiind de încredere, inclusiv din Raportul Wood Mackenzie, dar Societatea nu a verificat în mod independent respectivele informații și nu poate garanta exactitatea sau caracterul complet al acestora. Toate informațiile de piață și statistice puse la dispoziție de Wood Mackenzie (astfel cum a fost definit mai jos) și prezentate în această Secțiune („Prezentarea sectorului de activitate și principalele tendințe”) și în alte părți ale prezentului Prospect au fost reproduse din Raportul Wood Mackenzie. Factorii suplimentari care ar trebui avuți în vedere în evaluarea utilității datelor de piață și concurențiale sunt descriși în alte părți ale prezentului Prospect, inclusiv cei prevăzuți în secțiunea intitulată „Factori de risc” a prezentului Prospect. Drept urmare, nu trebuie manifestată o încredere neîntemeiată în legătură cu oricare dintre datele referitoare la piață, sectorul de activitate, cota de piață și poziția concurențială cuprinse în acest Prospect. A se vedea „Prezentarea informațiilor financiare și a altor informații”.

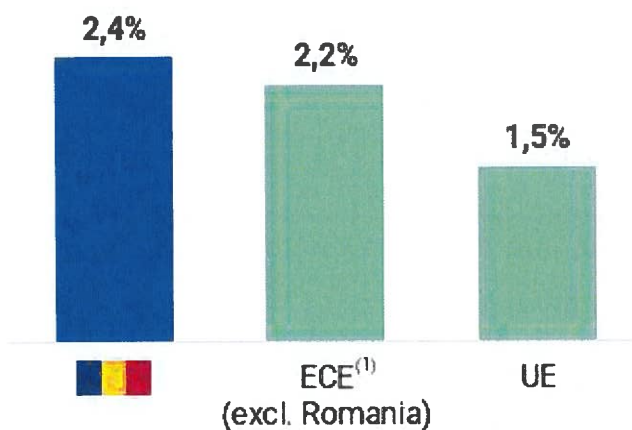
Informațiile incluse care provin din Raportul Wood Mackenzie, precum și orice actualizare a acestora, sunt publicate de grupul Wood Mackenzie („Wood Mackenzie”) și rămân supuse drepturilor de autor ale grupului Wood Mackenzie, ale licențiatorilor acestuia și ale oricărei părți terțe, după caz, și au fost puse la dispoziția SOCIETĂȚII DE PRODUCERE A ENERGIEI ELECTRICE ÎN HIDROCENTRALE “HIDROELECTRICA” S.A. și a Afiliaților acesteia în condițiile agreate între Wood Mackenzie și Acționarul Vanzător. Datele și informațiile furnizate de Wood Mackenzie nu trebuie interpretate drept consultanță. Nicio parte a acestora nu constituie o ofertă de cumpărare sau de vânzare de valori mobiliare sau o recomandare de investiții. Nu aveți dreptul să copiați sau să utilizați aceste date și informații, altfel decât în conformitate cu permisiunea expresă în scris din partea Wood Mackenzie. Wood Mackenzie nu oferă o analiză completă a poziției financiare sau a perspectivelor vreunei companii sau entități și nicio parte din conținutul prezentului document nu trebuie interpretată drept observații privind valoarea titlurilor de valoare ale vreunei entități.

Analiza macroeconomică a României și a Europei Centrale și de Est

Economia românească este bine poziționată pentru a beneficia de o mai mare integrare europeană și de conjunctura favorabilă oferită de politicile naționale. România contribuie cu aproximativ 19% la PIB-ul Europei Centrale și de Est și se anticipează că va fi una dintre economiile cu cele mai rapide creșteri economice din Europa, cu o creștere medie reală a PIB-ului de la an la an estimată de 2,4% pentru anii 2022-2026, în comparație cu 2,2% pentru restul Europei Centrale și de Est (media pentru Bulgaria, Republica Cehă, Estonia, Ungaria, Lituania, Letonia, Polonia și Slovacia).



Figura 2: Creșterea reală a PIB-ului între 2022 – 2026 (%)



Sursă: Raportul Wood Mackenzie

Note:

1. Bulgaria, Republica Cehă, Estonia, Ungaria, Lituania, Letonia, Polonia, România și Slovacia

Pe termen lung (2025 – 2035), PIB-ul real al României este prognozat să crească cu o rată de creștere anuală compusă („CAGR”) de 1,8% care poate fi în continuare defalcată în următoarele elemente macroeconomice cheie: (i) formare brută de capital fix de 1,4%, care încurajează creșterea producției industriale, (ii) investiții de capital și creșteri de productivitate de +0,8%, care compensează diminuarea forței de muncă și (iii) creștere negativă a componentei forței de muncă de -0,4%. Se anticipează că expansiunea sectorului serviciilor va reprezenta principalul vector al creșterii nominale, contribuind cu 65% din PIB până în 2035.

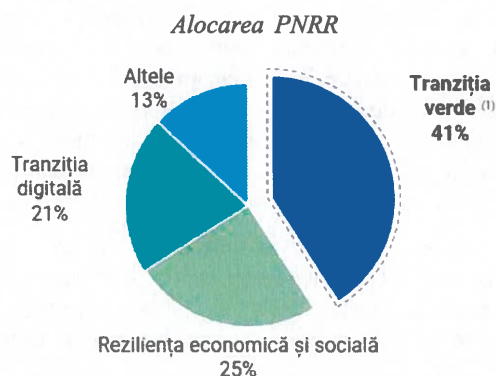
Inflația determinată de nivelul ofertei a crescut în ultimii doi ani, ceea ce a condus la rate ale inflației observate de 5,0% și 9,6% în 2021 și respectiv 2022, în timp ce în 2020 nivelul anual al inflației a fost de 2,6%.

România vizează să continue convergența cu Uniunea Europeană pentru a-și asigura susținere pe termen lung din partea programelor coordonate de UE. Aceste demersuri sunt clar vizibile prin planurile de i) accelerare a reformelor structurale și de consolidare a instituțiilor, ii) adoptare a monedei Euro până în 2029 și iii) aderare la spațiul Schengen. Dovada unui aflus de investiții de succes bazat pe aceste reforme este ilustrată de inițiativele de finanțare coordonate de UE, cum este Politica de coeziune a UE, prin care se așteaptă ca România să primească 31,5 miliarde de Euro între 2021 și 2027 cu scopul promovării coeziunii economice, sociale și teritoriale ale regiunilor sale și al tranziției sale verzi și digitale.

În cadrul procesului de dezvoltare a economiei României, au fost stabilite diverse obiective naționale de realizare a unor noi capacități de producere a energiei din surse regenerabile și nucleare, cum ar fi demersurile de stimulare a cadrului legislativ și de reglementare pentru investiții private în producerea de energie din surse regenerabile. Planul de redresare și reziliență al României („PNRR”) joacă un rol major în facilitarea dezvoltării producției de energie din surse regenerabile. Pachetul cuprinde o asistență în valoare de 29 miliarde EUR, aceste fonduri fiind repartizate către 107 investiții și 64 de reforme, cu obiectivul unei creșteri suplimentare a PIB-ului de 1,1% până în 2026. Graficul următor prezintă alocarea asistenței din pachet.



Figura 3:



Sursa: Comisia Europeană

Note:

- Printre inițiativele legate de tranziția verde se numără modernizarea căilor ferate, mobilitatea urbană, producerea de energie curată, eficiența energetică a clădirilor și biodiversitatea și protecția mediului

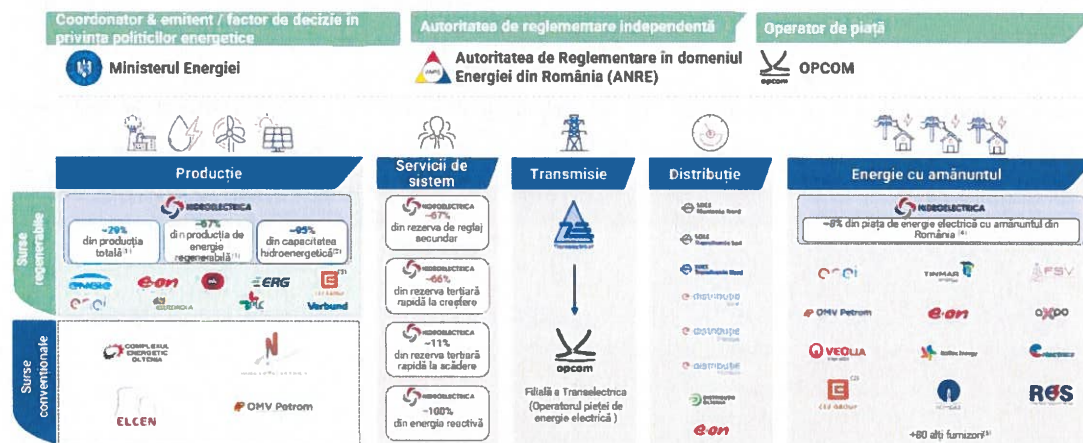
PNRR are scopul să sprijine investițiile României în: (i) infrastructura feroviară, inclusiv căi ferate electrificate sau cu emisii zero (3,9 miliarde EUR); (ii) mobilitatea urbană printr-o infrastructură pentru un transport urban verde și mai sigur (1,8 miliarde EUR); (iii) renovarea energetică din punctul de vedere al eficienței și consolidarea seismică a clădirilor (2,7 miliarde EUR); și (iv) producerea de energie verde (855 milioane EUR) prin eliminarea treptată a capacităților de producție a energiei pe bază de cărbune și lignit și instalarea unor capacități de producție din surse regenerabile și pe bază de hidrogen.

Participanți la piață

Hidroelectrica are un rol esențial în sectorul energetic al României, fiind platforma numărul 1 de producere a energiei, cu un portofoliu 100% verde și ambiții de creștere pe sectorul de furnizare a energiei cu amănuntul.

Figura 4:

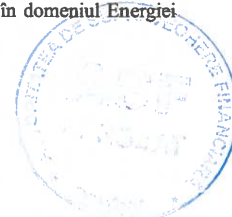
Graficul de mai jos prezintă structura sectorului energetic din România



Sursă: Rapoartele anuale ale ANRE

Note:

- Cote de piață medii între 2018 și 2022, pe baza cantității totale de energie livrată în rețea conform rapoartelor anuale ale Autorității Naționale de Reglementare în domeniul Energiei
- Pe baza capacității hidroenergetice de 6,3 GW a Hidroelectrica potrivit informațiilor Societății și estimărilor Wood Mackenzie privind capacitățile hidroenergetice din România la nivelul anului 2022
- Activele CEZ Group din România sunt deținute de Macquarie (MIRA) și nu mai fac parte din CEZ a.s.
- Pe baza cotelor de piață din anul curent ale furnizorilor conform raportului Autorității Naționale de Reglementare în domeniul Energiei pentru luna decembrie 2022
- Conform raportului Autorității Naționale de Reglementare în domeniul Energiei pentru luna noiembrie 2022



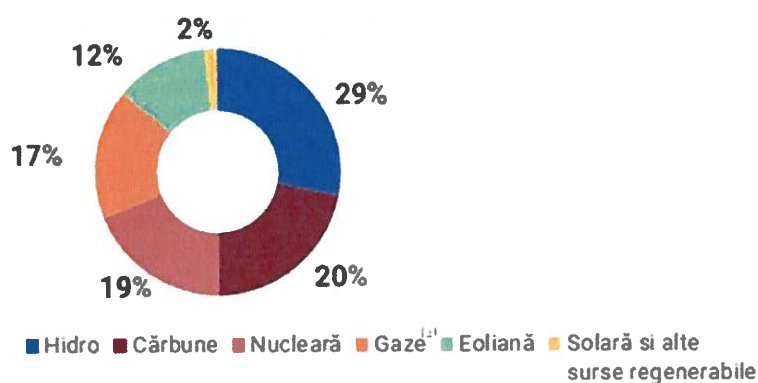
Sectorul energetic din România este reglementat de Ministerul Energiei, care poartă responsabilitatea pentru politicile energetice, monitorizarea respectării cerințelor și obligațiilor impuse de UE și administrarea generală a activelor publice din sectorul energetic. ANRE este un organism administrativ autonom sub control parlamentar, responsabil pentru adoptarea regulamentelor în sectoarele energiei electrice, energiei termice și gazelor naturale, precum și în domeniul eficienței energetice. În paralel, Agenția Națională pentru Protecția Mediului este responsabilă cu punerea în aplicare a normelor și politicilor legate de protecția mediului, fiind principalul organism de reglementare care eliberează autorizații. În mod similar, ANAR monitorizează și administrează apele și infrastructura hidrologică din domeniul public al statului român.

OPCOM este administratorul pieței de energie electrică, printre ale cărei responsabilități se numără: (i) organizarea și administrarea activităților pieței centralizate pentru tranzacționarea angro a energiei electrice; (ii) operațiuni de decontare pentru PZU și piața intrazilnică și piața de echilibrare; și (iii) organizarea tranzacționării angro pe termen mediu și lung a energiei electrice și a certificatelor verzi.

Societatea este cel mai mare actor de pe piața producției de energie electrică din România, cu o cotă de piață de aproximativ 29%, reprezentând aproximativ 67% din producția din surse regenerabile, în funcție de volumul mediu de energie livrat în rețea în perioada între 2018 și 2022. Totodată, Hidroelectrică exploatează aproximativ 95% din capacitățile hidroenergetice ale României la nivelul anului 2022.

Figura 5:

Defalcarea pieței de energie din România în perioada 2018 – 2022⁽¹⁾ (% TWh)



Sursă: ANRE

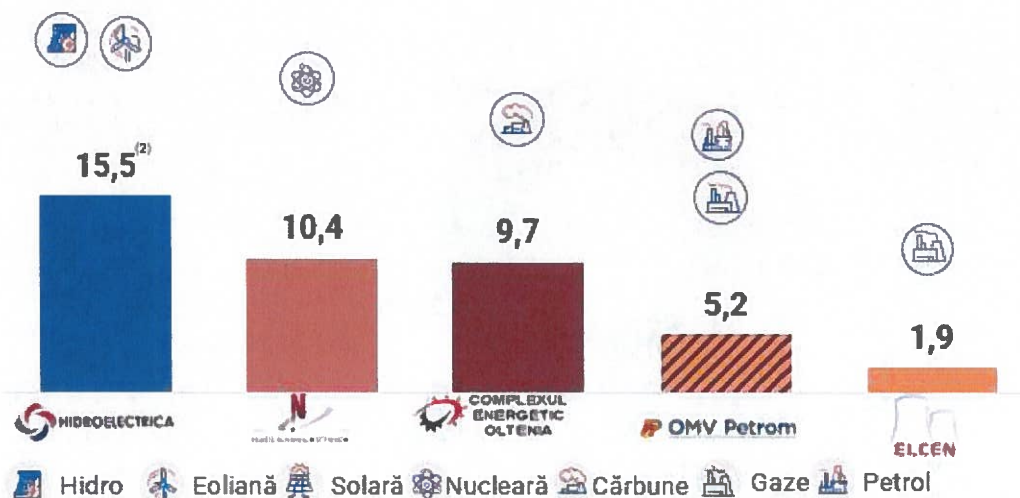
Note:

1. Pe baza cantității totale de energie electrică livrată în rețea, conform rapoartelor anuale ale Autorității Naționale de Reglementare în domeniul Energiei
2. Include ulei de încălzire (păcură)



Figura 6:

Producția medie de energie electrică a principalilor 5 producători în intervalul 2018-2022⁽¹⁾ (TWh)



Sursă: ANRE

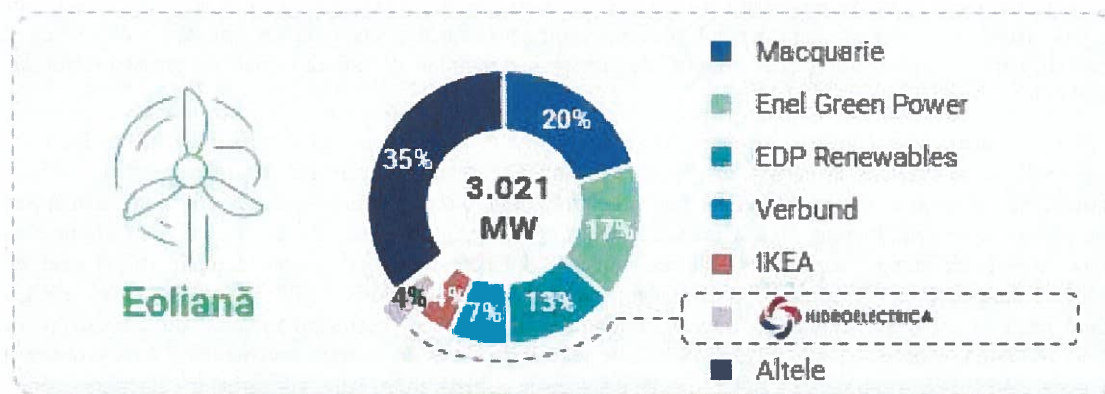
Note:

- Pe baza cantității totale de energie electrică livrată în rețea, conform rapoartelor anuale ale Autorității Naționale de Reglementare în domeniul Energiei
- Calculată ca suma dintre 15,2 TWh (cantitatea medie de energie livrată din surse hidroenergetice în intervalul 2018 și 2022) și 0,3 TWh (energia livrată în rețea de către parcul eolian în 2021)

Hidroelectrica a intrat recent în domeniul eolian prin achiziționarea Crucea Wind Farm (108 MW) de la STEAG GmbH în 2020/2021, reprezentând 4% din capacitatea eoliană totală la nivelul anului 2022. Hidroelectrica are planuri solide să își diversifice mixul energetic prin extinderea portofoliului de producere a energiei electrice din surse de energie regenerabilă, dezvoltându-și în continuare activitatea din domeniile eolian și solar. Cifrele de mai jos reprezintă defalcări ale capacităților totale eoliene în România la nivelul anului 2022.

Figura 7:

Cotele de piață în domeniul eolian în 2022 (% din capacitate)

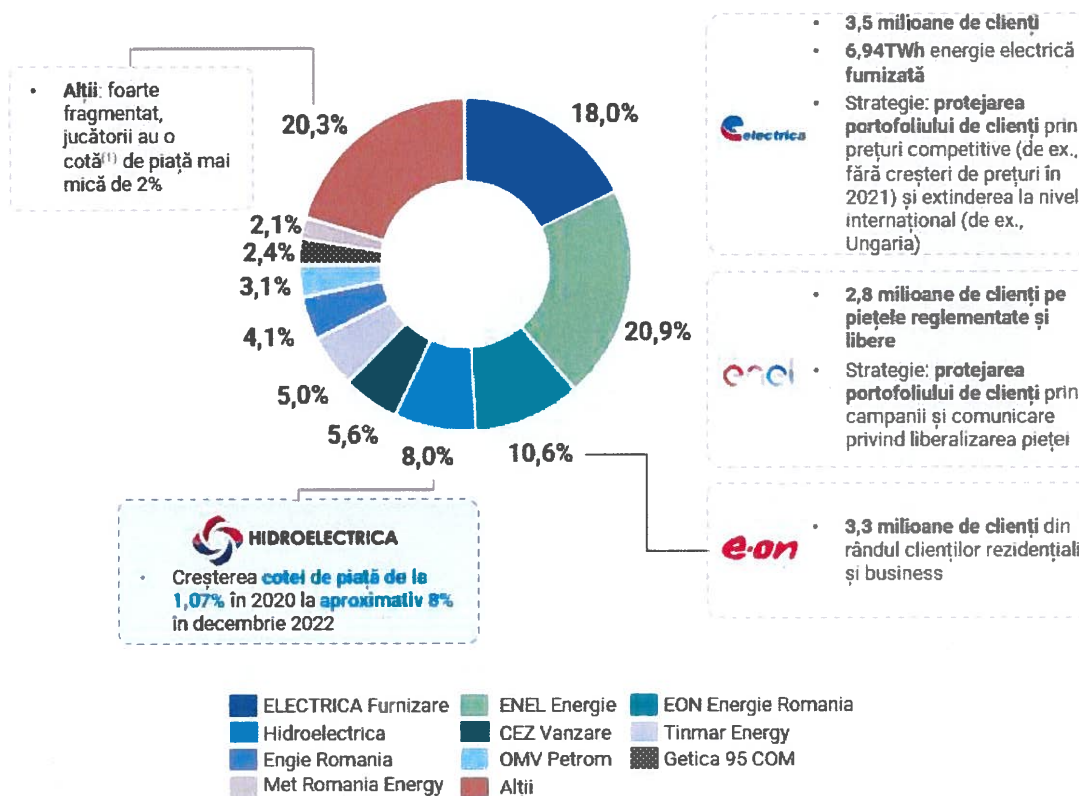


Începând cu 2020, Hidroelectrica a intrat pe piața de energie cu amănuntul, unde deținea o cotă de piață de aproximativ 8% în decembrie 2022. Societatea a înregistrat o creștere rapidă în acest sector și intenționează să își consolideze în continuare poziția pe piața de energie cu amănuntul din România, care cuprinde în prezent peste 90 de furnizori, principalii trei actori fiind Electrica Furnizare S.A., Enel S.A. și E.On Energie Romania S.A., deținând împreună o cotă de piață de aproximativ 49% la nivelul anului 2022.



Figura 8:

Cotele pe piața energiei cu amănuntul în Decembrie 2022 (% TWh)



Sursă: ANRE

Note:

1. Companii cu cote de piață de 1%- 2%: Renovatio, Nova Power and gas, Alro, Electrificare CFR, Next Energy Partners, Energy Distribution Services, CE Oltenia, Verbund Wind, EFT Furnizare și alți 74 de furnizori cu cote de piață individuale mai mici de 1%

Cerere și ofertă

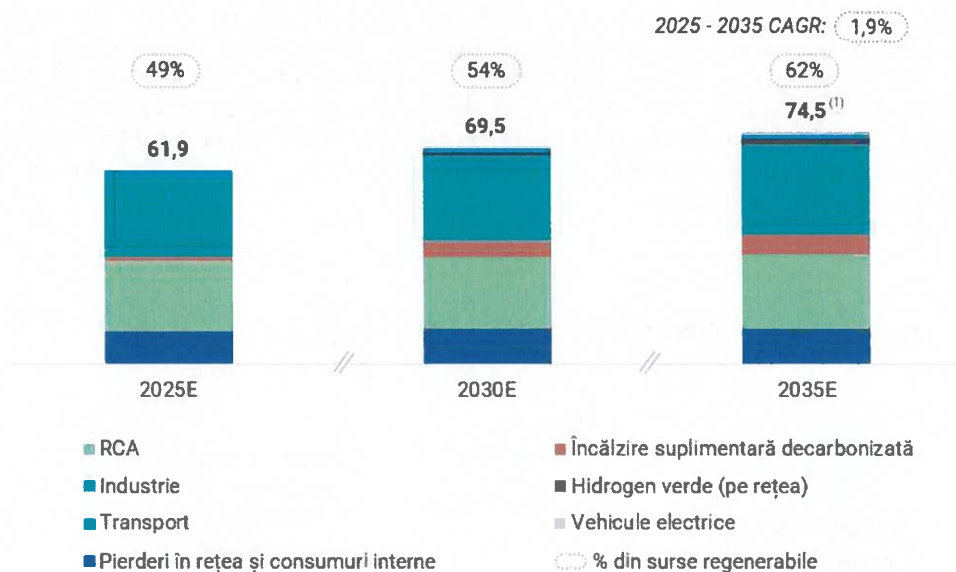
Expansiunea portofoliului de producere a energiei electrice din România este impulsionată de o majorare a cererii de bază, o accelerare suplimentară provenind din electrificare, susținută de finanțări substanțiale din partea UE, care încurajează creșterea ritmului de punere în funcțiune de noi capacități de producție din surse regenerabile.

Pe măsură ce economia României se dezvoltă, aproximativ 29% din creșterea cererii de până în 2035 va fi reprezentată de o creștere a cererii de bază. Pe lângă aceasta, electrificarea energiei termice, creșterea numărului de vehicule electrice și implementarea tehnologiilor bazate pe hidrogen vor contribui la majorarea creșterii totale a cererii. În plus, există o modificare a mixului de combustibili, pe măsură ce cărbunele este eliminat treptat, iar energia regenerabilă și cea nucleară dobândesc o pondere mai mare în mixul energetic. România anticipează că va atinge o independență de 100% față de combustibilii fosili în mixul energetic național până în 2050 și va elimina treptat cărbunele până în 2032, reducând emisiile de carbon cu 55% până în 2030 (comparativ cu nivelul din 1990). Pe partea de surse de energie regenerabilă, există obiectivul de a avea 10-11 GW suplimentari din proiecte de energie regenerabilă, care vor intra în funcțiune până în 2030. Deoarece cărbunele este eliminat treptat și construcția de noi capacități regenerabile este în curs, se preconizează că România va importa energie pe termen mediu, dar balanța se va inversa până în 2035, când se preconizează că România va produce cu 0,3 TWh de energie mai mult decât cererea sa internă. Cifrele de mai jos ilustrează separat cererea și producția de energie.



Figura 9:

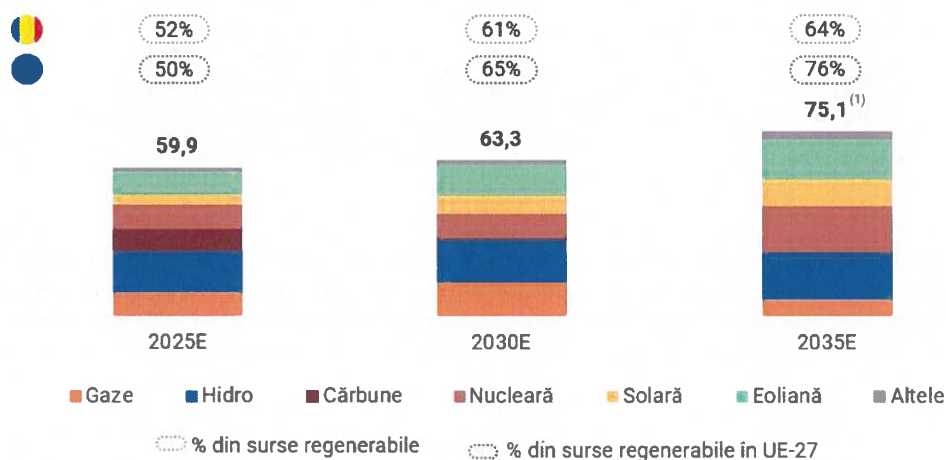
Cererea în România în funcție de surse (TWh)



Sursă: Raportul Wood Mackenzie

Figura 10:

Producția României în funcție de surse (TWh)



Sursă: Raportul Wood Mackenzie

Note:

1. Se preconizează că România va produce cu 0,3 TWh mai multă energie decât cererea sa internă în 2035.

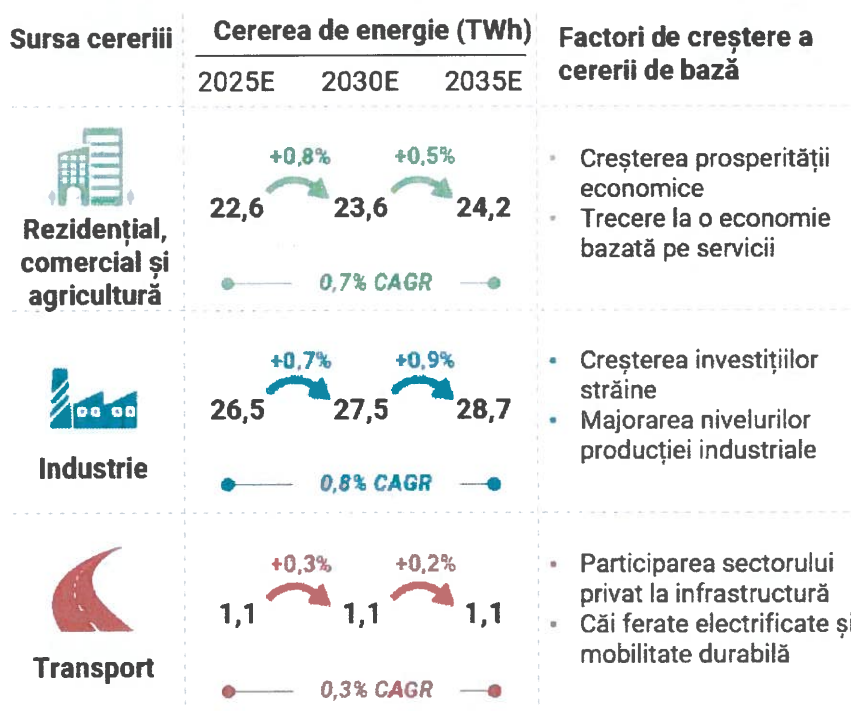
Potrivit raportului Wood Mackenzie, se preconizează că ponderea gazelor va crește, atingând un nivel maxim de 27% în 2027, în contextul eliminării treptate a cărbunelui și al inițierii rețehnologizării capacităților nucleare. Odată cu creșterea ponderii energiei din surse nucleare și regenerabile, ponderea gazelor este preconizată să coboare la un nivel de 9% până în 2035. În același timp, cota surselor regenerabile este preconizată să atingă 64% ca urmare a inițiativelor de decarbonizare și de conjunctura favorabilă a electrificării. Sursele eoliene, solare și hidro împreună sunt preconizate să furnizeze 30,2 TWh de energie în 2025, 37,4 TWh în 2030 și 46,1 TWh în 2035.

Creșterea cererii de energie a României poate fi împărțită în două categorii principale: (1) cererea de bază și (2) cererea provenind din electrificare.



Creșterea cererii de bază a României este împărțită în trei categorii principale: RCA (rezidențial, comercial și agricultură), industrie și transport. Creșterea anticipată a cererii provenind din sectorul RCA, cu o CAGR de 0,7% în intervalul 2025-2035 (de la 22,6 TWh în 2025E la 24,2 TWh în 2035E), este corelată cu o creștere a prosperității economice și cu o trecere la o economie bazată pe servicii. În același timp, creșterea investițiilor străine și majorarea nivelurilor producției industriale sunt așteptate să conducă la o creștere a cererii provenind din sectorul industrial a economiei cu o CAGR de 0,8% în intervalul 2025-2035 (de la 26,5 TWh în 2025E la 28,7 TWh în 2035E). În mod similar, se anticipează o majorare a cererii provenind din sectorul de transporturi, la o CAGR de 0,3% în perioada 2025-2035 (de la 1,1 TWh în 2025E la 1,1 TWh în 2035E), alimentată de o participare mai mare a sectorului privat în infrastructură, electrificarea căilor ferate și dezvoltarea mobilității durabile.

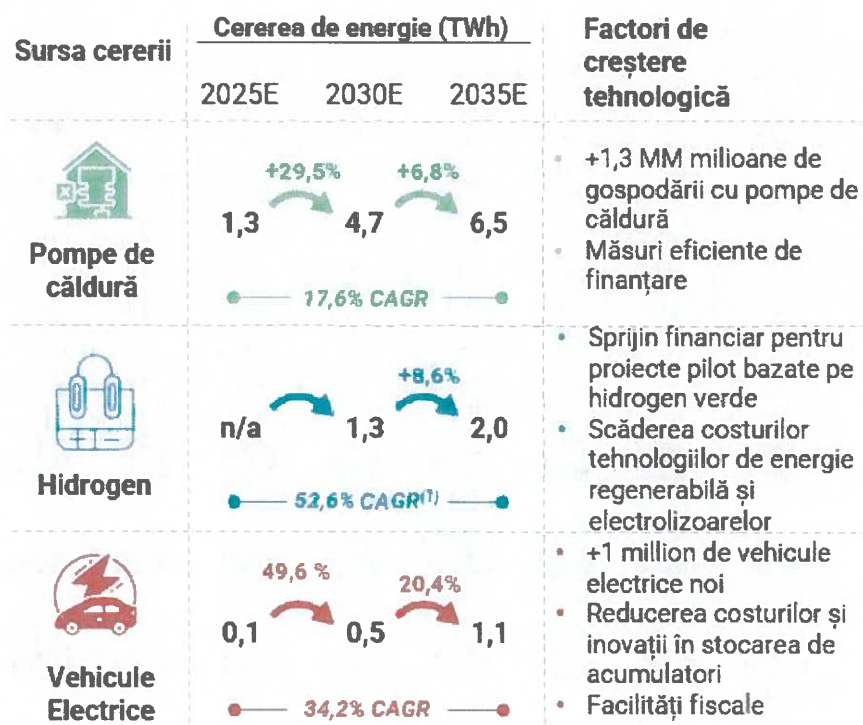
Figura 11.1:



Totodată, se preconizează o creștere accelerată a cererii datorită electrificării cu o cerere în creștere pentru vehicule electrice, electrolyzoare și pompe de căldură, după cum se poate observa în tabelul de mai jos.



Figura 11.2:



Sursă: Raportul Wood Mackenzie

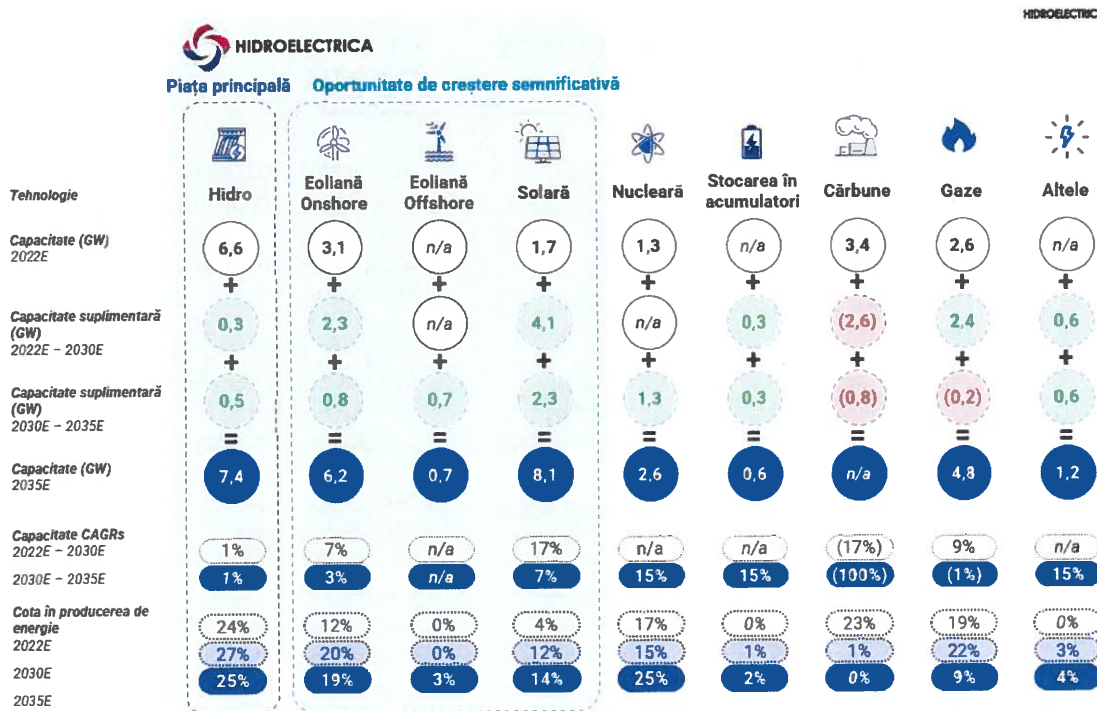
Note:

1. CAGR pe 9 ani în intervalul 2026 – 2035

În vederea satisfacerii creșterii cererii de energie electrică provenind din numeroase surse, sunt disponibile fonduri substanțiale din partea UE, destinate sprijinirii planurilor României de a își decarbonifica sectorul energetic și de a reduce emisiile de CO₂. Printre politicile și fondurile UE se numără (i) Fondul de modernizare, finanțat prin scoaterea la licitație a 2% din totalul certificatelor alocate prin Schema UE de comercializare a certificatelor de emisii („EU-ETS”) 2021-2030; (ii) alocarea a 1,6 miliarde de Euro către sectorul energetic al României în cadrul PNRR; sau (iii) alocarea a 1,9 miliarde de Euro din Fondul pentru tranziție echitabilă, în cazul căruia România este al treilea cel mai mare beneficiar. Fondurile substanțiale din partea UE încurajează o accelerare a ritmului de punere în funcțiune de noi capacități de producție din surse regenerabile, însoțită de modificări favorabile aduse reglementărilor din acest domeniu, care vor atrage noi investiții în producția de energie din surse regenerabile la nivelul segmentelor energiei hidroenergetice, eoliene și solare. Graficul de mai jos prezintă creșterea pe sectoare, majoritatea capacității suplimentare provenind din (i) sursă solară 6,4 GW, (ii) sursă eoliană 3,8 GW, (iii) sursă nucleară 1,3 GW și (iv) sursă hidroenergetică 0,8 GW. În prezent, Grupul intenționează să depună o cerere de finanțare în cadrul REpowerEU.



Figura 12:



Sursă: Raportul Wood Mackenzie

Strategia net zero a României este aliniată cu cadrul general al UE, care vizează emisii net zero până în 2050 și o reducere cu 55% a emisiilor de carbon până în 2030 comparativ cu nivelul din 1990. În 2022, REPowerEU a reprezentat un pas major în accelerarea suplimentară a tranziției energetice și în diversificarea surselor de aprovizionare pentru obținerea independenței față de aprovizionarea din Rusia, prin creșterea ritmului de dezvoltare a surselor regenerabile și diminuarea costurilor.

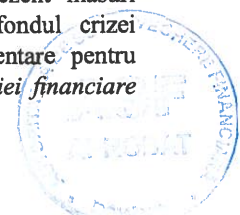
Wood Mackenzie estimează că ponderea surselor de energie regenerabilă în România va crește rapid la 61% până în 2030, cu mult mai mult decât obiectivul național de 49,4%. Se preconizează că vor intra în funcțiune până în 2030 capacități eoliene și solare cu o putere de 11,2 GW, depășindu-se obiectivul de 10,3 GW, ajutând țara să depășească obiectivul legat de producerea de energie din surse regenerabile.

Reglementări

Cadrul legislativ al României a evoluat continuu, aliniindu-se cu politicile UE cu scopul de gestionarea creșterii prețurilor la energie și adoptând mecanisme acționând asupra veniturilor care să susțină dezvoltarea producției de energie din surse regenerabile.






Legislația din România este preconizată să evolueze constant pentru a gestiona provocările și a sprijini creșterea economică. În prezent, nu există o companie de utilități 100% integrată vertical în România. De la începutul anilor 2000, odată cu divizarea Companiei Naționale de Electricitate, o companie integrată vertical, în patru entități juridice distincte (Termoelectrica, Hidroelectrică, Electrica și Transelectrica) și cu lansarea pieței spot de energie electrică administrată de OPCOM, sectorul energetic din România s-a aflat pe o traiectorie constantă spre liberalizare. În 2021, piața a devenit complet liberalizată. Ca urmare a creșterii prețurilor la energie în al patrulea trimestru al 2021 și războiul dintre Rusia și Ucraina pornit la începutul anului 2022, piața a fost reglementată în continuare de autoritățile române la fel precum a fost situația în multe țări UE, pentru a face față prețurilor ridicate la energie asupra populației și a competitivității afacerilor din Europa.



Politicile României se concentrează asupra îndeplinirii Planului Național în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice până în 2030. La fel ca alte state membre UE, România ia în prezent măsuri semnificative pentru a face față inflației și creșterii abrupte a prețurilor la energie. Pe fondul crizei energetice, România a introdus numeroase politici, printre care o taxă pe veniturile suplimentare pentru producătorii de energie electrică (a se vedea „Prezentarea și analiza conducerii asupra situației financiare



și rezultatelor operațiunilor — Descrierea principalelor elemente ale situației veniturilor și cheltuielilor taxa pentru producătorii de energie electrică”) și o achiziție centralizată a energiei electrice prin MACEE. Taxa colectată va fi transferată către clienți prin finanțarea plafonului de preț pe piața cu amănuntul. Aceasta reprezintă o reintrare în vigoare temporară a prețurilor reglementate, ca o măsură de protecție, și se anticipează că va rămâne în vigoare până în martie 2025. MACEE impune Societății să vândă prin intermediul MACEE la prețul fix de 450 RON/MWh o anumită cantitate de energie (a se vedea factorul de risc „Modificarea reglementărilor sau politicilor guvernamentale, în special ca urmare a unui nivel crescut de intervenție a Guvernului pe piața energiei electrice, ar putea să aibă efecte semnificative și negative asupra activității Grupului” și secțiunea „Aspecte referitoare la reglementări – OUG 153/2022 care introduce mecanismul de achiziție centralizată de energie electrică (MACEE)”). MACEE se aplică producătorilor cu o putere instalată egală sau mai mare de 10 MW și care au fost puse în funcțiune înainte de 1 aprilie 2022. Aceste măsuri de plafonare a prețului sunt utilizate în combinație cu alte inițiative de sprijinire a consumatorilor și companiilor din cele mai afectate sectoare de activitate, cum sunt reglementarea prețului cu amănuntul și transferurile către grupurile vulnerabile.

Figura 13:

Măsurile luate pentru contracararea inflației în energie					
	 Bulgaria	 Cehia	 Germania	 Polonia	 România
Reducerea taxelor pe energie/a TVA	✓	✓	✓	✓	nu se aplică
Reglementarea prețurilor cu amănuntul	✓	✓	✓	✓	✓
Transferuri către grupurile vulnerabile	✓	✓	✓	✓	✓
Mandatarea companiilor de stat	nu se aplică	✓	nu se aplică	nu se aplică	nu se aplică
Sprijinirea întreprinderilor	✓	✓	✓	nu se aplică	✓
Taxarea profiturilor suplimentare	✓	✓	✓	✓	✓

 propuse
  adoptate

Sursă: Raportul Wood Mackenzie

Totodată, în vederea sprijinirii decarbonizării, România a început implementarea și adoptarea unor cadre și mecanisme legislative mai stabile și mai favorabile pentru investiții, pentru a încuraja punerea în funcțiune de noi capacități de producție din surse regenerabile. Printre acestea se numără:

CCEE

De la intrarea în vigoare a OUG 143/2021, producătorii de energie din România pot încheia CCEE în afara pieței, printr-un proces de negociere directă cu un cumpărător ales în mod liber (pentru mai multe detalii a se vedea secțiunea „Aspecte referitoare la reglementări — Aspecte privind energia electrică – Piața energiei din România — Încheierea de CCEE”).

“PNRR” Proceduri de ofertare concurențială în cadrul unei scheme de ajutor de stat

În 2022, a fost lansată procedura de ofertare concurențială în cadrul unei scheme de ajutor de stat destinată proiectelor de energie regenerabilă cu o putere totală de ~950 MW, în prezent aflându-se în etapa de

selecție. Schema este parte a programului “PNRR” și are scopul de a accelera intrarea în funcțiune a proiectelor de energie regenerabilă aflate în apropierea stadiului „gata de construire”.

Contracte pentru diferență (CfD)

În iunie 2020, Guvernul României a semnat un memorandum pentru introducerea licitațiilor CfD pentru energie regenerabilă, nucleară și tehnologiile CCS/CCU. Contrapartida în schema CfD va fi OPCOM, operatorul pieței de energie și gaze din România. OPCOM va încheia CfD cu producătorii eligibili, va încasa și aloca fondurile și va monitoriza beneficiarii CfD pe durata întregului ciclu de viață al schemei. Se intenționează ca organizatorul licitațiilor să fie operatorul de rețea, Transelectrica (pentru mai multe detalii cu privire la schema CfD a se vedea secțiunea „Aspecte referitoare la reglementări — Aspecte privind energia electrică — Licențe obținute de Societate pentru participarea la piața de energie electrică din România — Producerea de energie — Adoptarea unei scheme de sprijin printr-un mecanism bazat pe contracte pentru diferență”).

Schema CfD ar asigura un mai mare grad de încredere investitorilor pentru a dezvolta proiecte de energie regenerabilă în România. Prețurile stabile ar avea drept rezultat venituri sigure. Investitorii s-ar confrunta cu riscuri mai mici de fluctuație a veniturilor și, drept urmare, ar înregistra un cost al capitalului redus. CfD reprezintă, de asemenea, un facilitator cheie în obținerea de finanțare și un stimulent pentru participarea altor tipuri de investitori la licitații.

Certificate verzi

Schema de sprijin prin certificate verzi a fost introdusă în 2005 și se aplică producătorilor de energie regenerabilă certificați de ANRE până la 31 decembrie 2016. Prin acest mecanism, producătorii de energie regenerabilă au fost certificați de ANRE și în fiecare lună vor primi certificate verzi, i.e. un produs tranzacționabil, emis în conformitate cu sursa folosită (e.g. solară, eoliană, biomasă, hidro) pentru energia produsă și livrată în rețea (pentru mai multe detalii cu privire la schema de sprijin prin certificatele verzi a se vedea secțiunea „Aspecte referitoare la reglementări — Schema de sprijin prin certificate verzi”).

Prețurile la energie

Prețurile energiei electrice au crescut abrupt din cauza războiului din Ucraina, iar prețurile la energie vor fi influențate în viitor de prețurile materiilor prime, de punerea în funcțiune a capacităților de energie regenerabilă, de electrificare și de condițiile hidrologice.

Prețurile la energie în România sunt impactate de mai mulți factori, precum influența hidrologică, accelerarea eliminării treptate a cărbunelui ca sursă de energie, creșterea ponderii surselor de energie regenerabilă și nucleară și majorarea cererii de energie pe fondul electrificării, precum și prețurile gazelor naturale suportate de producători de energie electrică precum OMV Petrom sau Elcen. Pentru prima dată în mai mult de un deceniu, prețul mediu lunar al energiei a depășit pragul de 200 €/MWh în decembrie 2021, cu un vârf de 480 €/MWh în august 2022. În contextul în care prețul gazelor începe să scadă datorită condițiilor meteorologice favorabile, prețurile la energie electrică încep să se reducă, ajungând la 116 €/MWh în medie de la începutul anului 2023 și până în prezent⁽¹⁾, conform OPCOM.



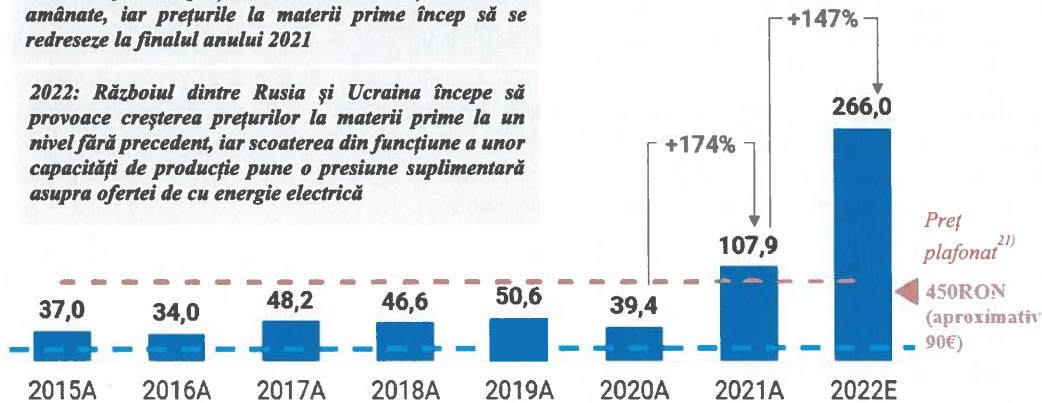
Figura 14:

Prețurile la energie s-au redresat de la finalul anului 2021 – istoricul prețurilor la energia electrică (€ per MWh)

2020: Scăderea prețului pe fondul unei cereri diminuate și al excedentului de gaze, conducând la un preț foarte mic al gazului de 9,5 EUR/MWh față de 45 EUR/MWh în 2021 și 122 EUR/MWh în 2022

2021: Majorarea prețului în contextul creșterii cererii amânate, iar prețurile la materii prime încep să se redreseze la finalul anului 2021

2022: Războiul dintre Rusia și Ucraina începe să provoace creșterea prețurilor la materii prime la un nivel fără precedent, iar scoaterea din funcțiune a unor capacități de producție pune o presiune suplimentară asupra ofertei de cu energie electrică



Sursă: Raportul Wood Mackenzie

Note:

1. 1 ianuarie 2023 până la 25 mai 2023
2. Plafonarea parțială a prețului la 450 RON a fost introdusă în martie 2022



ACTIVITATEA SOCIETĂȚII

PREZENTARE GENERALĂ

Societatea este principalul producător de energie electrică din România în ceea ce privește energia electrică produsă, un jucător important în domeniul hidroenergetic în Europa și principalul furnizor de servicii de sistem din România, jucând un rol important în securitatea SEN. Societatea este unul dintre cei mai mari jucători în domeniul hidroenergetic în Europa, generând 13,6 TWh de energie electrică din surse hidroenergetice în 2022, 16,9 TWh în 2021 și 15 TWh în 2020, toate reprezentând producție brută. Mai mult decât atât, Societatea a devenit la finalul anului 2022 unul dintre cei mai mari furnizori de energie pe piața de energie cu amănuntul din România și a furnizat astfel aproximativ 3,7 TWh de energie electrică către consumatori finali în 2022, în comparație cu 1,0 TWh în 2021 și 0,6 TWh în 2020 (a se vedea figura 29.2 de mai jos).

Societatea este singurul producător de energie electrică din sursă hidro din România care operează unități de producție dispecerizabile. Media pe 10 ani din 2013 până în 2022 a cantității brute de energie electrică produsă de hidrocentrale este de 15,9 TWh pe an. Cantitatea generată din surse hidroenergetice aferentă anului 2022 reflectă condiții hidrologice mai puțin favorabile.

De la înființarea Societății în actuala formă juridică de societate pe acțiuni în 2000, cel mai mic nivel al producției brute de energie electrică înregistrat de Societate a fost de 12,1 TWh în 2012, iar cel mai mare a fost de 20,1 TWh în 2005. Pentru variațiile hidrologice medii pe 10 ani producția de energie hidroelectrică a Societății în intervalul 2013-2022 a se vedea figura 15 de mai jos, care arată producția anuală brută de energie hidroelectrică a Societății.

Potrivit ANRE, cantitatea totală de energie electrică produsă din toate sursele în România în 2022 a fost de 53,54 TWh, iar un procent de aproximativ 29% din cantitatea totală de energie electrică livrată în rețea, în medie, fiind atribuit către Hidroelectrica în perioada 2018-2022.

Figura 15 Producția hidroenergetică anuală brută a Hidroelectrica (TWh):

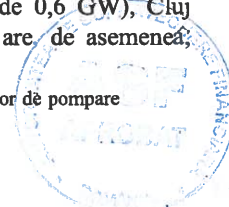


Societatea furnizează și servicii de sistem (pentru detalii, a se vedea „Activitate și operațiuni — Producția de energie — Servicii de sistem”), inclusiv servicii de reglaj secundar (reglajul automat centralizat al frecvenței pentru aducerea frecvenței/puterii de schimb la valorile de consemn în cel mult 15 minute), servicii de rezervă terțiară rapidă (rezerva de putere asigurată de grupuri generatoare care sunt calificate pentru a realiza sincronizarea și încărcarea sarcinii în maximum 30 de minute) și servicii de asigurare a energiei reactive. Volumul mediu pe 10 ani al serviciilor de reglaj secundar furnizate de Societate în intervalul 2013-2022 a fost de aproximativ 61% din totalul serviciilor de reglaj secundar necesare pentru SEN. Volumul mediu pe 10 ani al serviciilor de rezervă terțiară rapidă furnizate de Societate în intervalul 2013-2022 a fost de 79% din totalul serviciilor de rezervă terțiară rapidă necesare pentru SEN. Volumul mediu pe 10 ani al serviciilor de asigurare a energiei reactive furnizate de Societate în intervalul 2013-2022 a fost de 100% din serviciile de asigurare a energiei reactive debitată sau absorbită din rețea în banda secundară de reglaj a tensiunii, necesare pentru SEN.

Societatea produce energie electrică atât din activele sale hidroenergetice, cât și din cele eoliene și, la 31 decembrie 2022, luând în calcul puterea instalată de 108 MW a Crucea Wind Farm, Societatea dispune de o putere instalată de 6.389 MW (sau 6.480 MW, dacă se iau în calcul și stațiile de pompare).

În ceea ce privește activele hidroenergetice, Grupul deține și exploatează 182 de hidrocentrale, care sunt poziționate strategic în șapte sucursale de pe întreg teritoriul României, incluzând²² Porțile de Fier (cu o putere instalată de 1,6 GW), Vâlcea (cu o putere instalată de 1,5 GW), Hațeg (cu o putere instalată de 0,7 GW), Curtea de Argeș (cu o putere instalată de 0,7 GW), Bistrița (cu o putere instalată de 0,6 GW), Cluj (cu o putere instalată de 0,5 GW) și Sebeș (cu o putere instalată de 0,5 GW). Societatea are, de asemenea,

²² Puterea instalată prezentată include doar CHE cu o capacitate de peste 10 MW și exclude 91,5 MW aferenți stațiilor de pompare



5 stații de pompare, cu o putere instalată de 91,5 MW și care contribuie la eficiențele operaționale în gospodărirea apelor în vederea optimizării producției de energie electrică de către Societate.

Puterea instalată totală a Societății se împarte în trei categorii corespunzând celor trei tipuri de active: (i) centrale hidroelectrice cu acumulare, (ii) centrale hidroelectrice pe firul apei; și (iii) stații de pompare. Societatea a generat energie electrică încă de la înființarea sa și continuă să dețină un portofoliu de producție 100% din surse regenerabile.

Hidrocentralele Societății sunt supuse activităților de mentenanță prin programele de mentenanță preventivă și corectivă în conformitate cu contractul-cadru încheiat anual și în mod standardizat între Societate și subsidiara sa Hidroserv (pentru detalii, a se vedea „Activitate și operațiuni — Producția de energie — Mentenanța ca parte a cheltuielilor de exploatare”). Contractul-cadru este conceput pentru a menține disponibilitatea centralelor într-un mod sustenabil (atât pentru construcții, cât și pentru echipamente) (astfel cum se evidențiază în figura 16 de mai jos) pentru producerea de energie electrică și pentru a menține instalațiile hidroenergetice în condiții de siguranță în exploatare.

Figura 16: Disponibilitatea unităților hidroenergetice



Disponibilitatea medie a instalațiilor în cazul centralelor hidroelectrice cu putere instalată mai mare de 4MW

În ceea ce privește activele eoliene, în 2021, Grupul a achiziționat un parc eolian (Crucea Wind Farm) cu o putere instalată de 108 MW, constând în 36 de turbine tip Vestas V112 a câte 3 MW fiecare dezvoltat și pus în funcțiune integral de STEAG în 2014. Tabelul de mai jos prezintă indicatorii operaționali ai Crucea Wind Farm în perioada 2020-2022.

	2020	2021	2022
Factor de capacitate netă ²³ (%).....	31,97	30,48	31,59
Putere generată (MWh) – producție netă livrată în rețea.....	302.450	288.323	298.874
Disponibilitatea instalațiilor (%).....	98,72	98,70	98,10
Întreruperi în funcționare planificate/neplanificate (ore/an)	34/0	36/0	36/0

Ca urmare a lucrărilor de mentenanță derulate în baza contractului încheiat cu Vestas (pentru mai multe detalii, a se vedea „Contracte semnificative — Contractul cu Vestas”), Crucea Wind Farm a înregistrat o rată de disponibilitate ridicată raportat la producția sa, după cum se evidențiază în figura de mai jos:

²³ Energia produsă/puterea nominală teoretică de energie (capacitate instalată x numărul de ore pe an (8760 de ore)) x 100



Figura 17:



Electricitatea produsă de Societate se vinde în principiu pe două canale: (i) pe piețele de energie electrică angro și (ii) pe piețele de energie electrică cu amănuntul (electricitate furnizată către consumatori finali). Cota de piață de energie electrică cu amănuntul a Societății a crescut de la 1,33% în 2020 la 8,04% la decembrie 2022, iar numărul clienților săi pe piața cu amănuntul a crescut de la 2.465 în 2020 la mai mult de 482.000 în 2022.

Controlul Grupului asupra acumulărilor de apă și amenajărilor hidroenergetice de pe râurile interioare contribuie la gospodărirea apelor în caz de inundații (în urma unei decizii a Comitetului Ministerial pentru Situații de Urgență din cadrul Ministerului Apelor și Pădurilor și a Comitetelor Județene pentru Situații de Urgență).

Dimensiunea Grupului și experiența dovedită în ceea ce privește punerea în funcțiune și gestionarea proiectelor de producere a energiei hidroelectrice contribuie la competitivitatea și know-how-ul acestuia pe acest palier, și permit Grupului să fie poziționat strategic pentru a beneficia de oportunitățile de creștere oferite de tranziția României către energia verde.

Tabelul următor prezintă alți indicatori operaționali ai Grupului aferenți anilor încheiați la 31 decembrie 2022, 2021 și 2020:

	2020	2021	2022
<i>Putere instalată (MW)²⁴</i>	6.280,7	6.280,7	6.388,7
<i>Procentul din puterea instalată totală a României (%)</i>	30,5	33,8	34,3
<i>Producție netă (ex: producția brută de energie electrică minus energia consumată intern) (MWh)</i>	14.583.448	16.517.128	13.245.412
<i>Producție brută (MWh)</i>	14.965.908,5	16.911.738,6	13.625.651,8
<i>Energie consumată intern (MWh)</i>	382.460,5	394.610,6	380.239,8
<i>Cota de piață de producție (%)</i>	28	28,5	23,8
<i>Energie electrică vândută către clienții finali (MWh)</i>	625.553,6	1.029.143,3	3.675.459,5
<i>Cota de piață de furnizare (%)</i>	1,3	2,5	8*
<i>Clienți finali (cifre absolute)</i>	2.465	30.221	482.638

* cota pieței de furnizare aferentă decembrie 2022

ISTORICUL ȘI DEZVOLTAREA GRUPULUI

1990 – „Regia Autonomă de Electricitate” („RENEL”), societate de stat în domeniul energiei electrice, cu o structură integrată vertical, ia locul „Departamentului pentru Energie Electrică și Termică”, ce reprezintă organul predecesor al „Ministerului Energiei”. Această înlocuire a fost consecința Hotărârii de Guvern nr. 1199/1990 de a restructura sectorul energetic după perioada regimului comunist al țării, în intervalul

²⁴ Fără a include puterea de 91,5 MW a stațiilor electrice de pompare



1947-1989. În timpul regimului, „Departamentul pentru Energie Electrică și Termică” controla toate activitățile comerciale de pe piața energiei electrice din România, inclusiv producția, transportul și distribuția.

1998 – RENEL este restructurată ca urmare a Hotărârii de Guvern nr. 365/1998 creându-se trei companii, ceea ce a condus la înființarea, printre altele, a Companiei Naționale de Electricitate CONEL S.A. („CONEL”). CONEL era entitatea deținută de stat responsabilă de producerea, transportul și distribuția de energie electrică, de producerea și comercializarea energiei termice, precum și de exploatarea și dezvoltarea sistemului energetic național. CONEL a fost ulterior reorganizată ca acționarul unic a trei filiale, respectiv Hidroelectrică (înființată ca producător de energie electrică), Termoelectrică S.A. (producătorul de energie termică și căldură în cogenerare) și Electrică S.A. (distribuitorul de energie electrică).

2000 – Pentru a restructura mai departe sectorul energetic al României, Hotărârea de Guvern nr. 627/2000 a dizolvat CONEL și astfel au fost înființate patru societăți pe acțiuni, printre care Compania Națională de Transport al Energiei Electrice – Transelectrica și Societatea Comercială de Producere a Energiei Electrice – Hidroelectrică, toate deținute integral de statul român. Prin acest proces, Hidroelectrică a obținut atât centralele hidroelectrice existente, cât și programele de investiții în curs de realizare și planificate.

2002 – Prin Hotărârea de Guvern nr. 554/2002, completată prin Hotărârea de Guvern nr. 1016/2002, se inițiază transferul unui număr de 235 de MHC-uri și 70 de CADP-uri din patrimoniul Electrică S.A., Termoelectrică S.A. și Nuclearelectrică S.A. în patrimoniul Hidroelectrică. Cu toate acestea, în timpul procedurii de predare-primire, Hidroelectrică a preluat efectiv numai 230 MHC, restul de MHC-uri aflându-se în stadiu de dezvoltare și/sau nu dispuneau de acte de proprietate pentru a fi transferate.

2002 – Prin Hotărârea de Guvern nr. 857/2002 s-au înființat opt societăți sub numele de „Hidroserv”, urmate de zona hidrologică deservită.

2004 – 2008 – Începând din 2004, Hidroelectrică a inițiat un program de privatizare prin vânzarea a 150 MHC, și combinat cu obligația de a urma un program minim de investiții, în vederea re tehnologizării și modernizării MHC-urilor, prin intermediul unor proceduri de licitație deschisă competitivă în conformitate cu Hotărârea de Guvern nr. 1069/2007. În intervalul mai 2004 – decembrie 2008, Hidroelectrică a vândut 87 MHC-uri, cu aprobarea Consiliului de Administrație și a Adunării Generale a Acționarilor Hidroelectrică.

2012 – 2013 – Tribunalul București, prin decizia sa din data de 20 iunie 2012 în dosarul nr. 22456/3/2012 și la cererea Hidroelectrică, a dispus ca procedura generală de insolvență a Hidroelectrică să fie demarată, urmată de aprobarea unei reorganizări a Hidroelectrică în baza unui plan de reorganizare. Potrivit acestui plan, printre principalele cauze ale insolvenței Hidroelectrică s-au numărat: (a) mai multe contracte bilaterale de furnizare a energiei electrice încheiate cu traderii de energie (denunțate de administratorul judiciar al Hidroelectrică); (b) vânzarea de energie pe piața reglementată (în anii de secetă 2011 și 2012, Hidroelectrică a fost obligată să livreze pe piața reglementată, sub costul de producție, o cantitate de energie reprezentând aproximativ 41,7% din cantitatea estimată a fi produsă și, în același timp, a fost obligată să cumpere energie de pe piața liberă la prețuri de trei ori mai mari decât cele de pe piața reglementată); (c) energie electrică cumpărată de la terți (începând cu 2007, Hidroelectrică a încheiat o serie de contracte la prețuri de achiziție cu mult superioare în raport cu prețurile cu care Hidroelectrică vindea energia electrică pe piața liberă, situație care a condus la înregistrarea unor pierderi importante); (d) contribuția pe apă uzinată (ratele contribuției pe apă uzinată s-au majorat de la 0,0001 RON/mia de metri cubi în 2003 la 1,1 RON/mia de metri cubi în 2013, respectiv cu 1,033%); (e) seceta prelungită din perioada 2011-2012 (din cauza unei secete severe începută în Aprilie 2011, Hidroelectrică a avut o producție semnificativ scăzută, de 11,8 TWh în 2012 declanșând activarea clauzei de forță majoră din contractele sale de furnizare a energiei electrice în perioada 30 septembrie 2011 – 30 aprilie 2012); și (f) cheltuielile cu personalul (salariații beneficiau de venituri lunare cu 300% mai mari decât salariul minim în perioada 2009-2012).

2013 – La data de 5 august 2013, Hidroserv a fost reorganizată ca o filială sub denumirea Hidroelectrică-Serv S.A. în urma fuziunii cu cele opt filiale (Bistrița, Cluj, Curtea de Argeș, Hațeg, Porțile de Fier, Râmnicu Vâlcea, Sebeș și Slatina).

2014 – Societatea, în baza aprobării de către AGA a strategiei de valorificare propusă de către Directorat, are în vedere valorificarea prin vânzare a unui număr de 67 de microhidrocentrale conform prevederilor Ordinului nr. 115/2014, privind metodologia de lucru pentru organizarea și desfășurarea vânzării prin licitație deschisă cu strigare a activelor aparținând operatorilor economici, precum și filialelor acestora, la care Statul Român prin Ministerul Economiei – Departamentul pentru Energie este acționar majoritar.

2013 – 2016 – În intervalul iulie 2013 – mai 2016, care a inclus scurta perioadă în care Hidroelectrică a ieșit din insolvență, Hidroelectrică a scos la licitație un număr de 37 MHC.



2016 – După o perioadă de patru ani în care Societatea a trecut printr-un amplu proces de restructurare, de renegociere a contractelor comerciale, de reorganizare a cheltuielilor și structurii de personal și de obținere a unor venituri suplimentare din vânzările realizate pe piețele administrate de OPCOM, procedura de insolvență care viza Hidroelectrică s-a încheiat în iunie 2016.

2016 – Tribunalul București, prin hotărârea din data de 10 octombrie 2016, a aprobat deschiderea procedurii de insolvență a Hidroserv. Printre principalele cauze ale insolvenței Hidroserv s-au numărat: (a) datoriile istorice acumulate la momentul fuziunii Hidroserv cu filialele sale la data de 5 august 2013; (b) structura ineficientă de personal; (c) modul de derulare a contractelor de mentenanță; (d) avantajele pecuniare excesive prin raportare la capacitatea de plată a Hidroserv oferite angajaților prin contractul colectiv de muncă; (e) restanțe la plata drepturilor salariale oferite prin contractul colectiv de muncă și litigii ocazionate ca urmare a neplății acestor drepturi salariale; (f) stocuri și creanțe neperformante; (g) deficiențe de organizare și management; și (h) pierderi suportate ca urmare a executării obligațiilor de remediere a lucrărilor aflate în perioada de garanție.

2020 – Pe 24 iunie 2020, judecătorul sindic a confirmat planul de reorganizare al Hidroserv. Astfel, debitorul (Hidroserv) își va conduce activitatea prin intermediul administratorului special care va fi numit și supravegheat de către administratorul judiciar. Planul de reorganizare conține graficul de plată a creanțelor, care include sumele pe care debitorul (Hidroserv) se obligă să le plătească către creditorii în baza tabelului definitiv al creanțelor.

2020 – prin Hotărârea nr. 14 / 20.10.2020 a AGA se aprobă vânzarea de microhidrocentrale (MHC) conform strategiei de valorificare propusă de Directorat.

2021 – Ca urmare a aprobării unei strategii de investiții actualizate a Hidroelectrică pentru perioada 2020 – 2025 prin hotărârea AGEA nr. 8 / 15.06.2020, Hidroelectrică a achiziționat de la Steag GmbH Crucea Wind Farm, un parc eolian cu o putere instalată de 108 MW, constând în 36 de turbine tip Vestas V112 a câte 3 MW fiecare, situat în județul Constanța, România. Hidroelectrică a achiziționat 100% din acțiunile Crucea Wind Farm S.A. și STEAG Energie România S.R.L. (redenumită Hidroelectrică Wind Services S.R.L.).

2022 – Adunarea Generală a Acționarilor a aprobat fuziunea prin absorbție a Hidroelectrică Wind Services S.R.L. și a Crucea Wind Farm în Hidroelectrică începând de la 31 decembrie 2022.

2023 – La data de 18 ianuarie 2023, planul de reorganizare a Hidroserv a fost prelungit până la jumătatea anului 2024. Pe lângă prelungirea duratei, modificarea principală a planului de reorganizare a vizat remodelarea graficului de plată a creanțelor care să se întindă până la jumătatea anului 2024.

STRUCTURA GRUPULUI

Singura filială deținută integral a Societății este Hidroserv, care prestează servicii de mentenanță și reparații pentru obiectivele hidroelectrice și face obiectul unei proceduri de insolvență începând din octombrie 2016.

PREZENTARE A OPERAȚIUNILOR EMITENTULUI

Societatea produce energie electrică din surse regenerabile, cum ar fi energia hidroelectrică sau eoliană. Societatea produce energie electrică din surse hidroelectrice prin intermediul centralelor sale hidroelectrice cu acumulare, centralelor hidroelectrice pe firul apei și stațiilor de pompare și energie electrică din surse eoliene prin intermediul turbinelor eoliene (Crucea Wind Farm). Potrivit Actului Constitutiv al Societății, dar și Noului Act Constitutiv, principalul său domeniu de activitate este codul CAEN 351 – „Producția, transportul și distribuția energiei electrice”, în timp ce activitatea principală este codul CAEN 3511 – „Producția de energie electrică”.

Centralele hidroelectrice cu acumulare necesită stocarea apei într-un lac creat prin construirea unui baraj pe un râu. Eliberarea apei din lacul de acumulare de la înălțime prin turbinele centralelor generează energie electrică. Apa poate fi stocată în lacul de acumulare pentru o anumită perioadă de timp. În marile lacuri de acumulare, energia este stocată cu regularizare anuală, ceea ce înseamnă că volumul de apă care poate fi stocat se transferă din lunile cu hidrolicitate mare în cele cu hidrolicitate mai mică, iar apoi apa este eliberată în funcție de cererea de energie electrică. Acest lucru permite centralelor hidroelectrice cu acumulare să genereze energie electrică în perioadele cu cerere mare și să rețină apa în perioadele cu cerere scăzută. Apa stocată în lac poate fi utilizată și în alte scopuri, cum ar fi controlul viiturilor.

Centralele hidroelectrice pe firul apei utilizează debitul natural al apei al unui râu sau curs de apă. Centralele hidroelectrice pe firul apei implică, în general, construirea unui baraj sau a unei structuri de deviere, cum ar fi un stăvilor, care canalizează apa printr-o galerie forțată (o țevă sau o conductă mare) către o turbină, care generează apoi energie electrică. Apa este apoi eliberată înapoi în râu în aval.



O stație de pompare este o instalație care pompează apa dintr-un lac de acumulare amplasat la o cotă inferioară către un lac de acumulare amplasat la o cotă superioară, unde apa pompată este acumulată, contribuind astfel la eficientizarea mai mare a procesului de management al apei. În perioadele cu cerere mare de energie electrică, apa acumulată este eliberată prin turbine pentru a produce electricitate. Stațiile de pompare sunt utile pentru stocarea electricității și pentru echilibrarea dintre cererea pentru și oferta de electricitate. Hidroelectrică are cinci stații de pompare: (i) Petrimanu, Jidoaia și Balindru în cadrul AHE Lotru; (ii) Gâlceag în cadrul AHE Oașa-Gâlceag și (iii) Sacuieu, utilizată CHE Remeți.

Energia electrică generată de centralele hidroelectrice pe firul apei (a se vedea și figura 19.1 de mai jos) nu poate fi stocată, în timp ce energia electrică generată de centralele hidroelectrice cu acumulare poate fi programată, cu unele limitări (de exemplu, programul de iarnă²⁵ derulat anual împreună cu OTS și ANAR). Programarea energiei produse de centralele hidroelectrice cu acumulare ajută Societatea să își respecte obligațiile contractuale, să se adapteze la condițiile hidrologice pe termen scurt și să asigure capacitatea necesară pentru serviciile de echilibrare și de sistem, dacă acestea sunt necesare pentru SEN. Deoarece energia electrică produsă de centralele hidroelectrice cu acumulare poate fi programată, aceasta este, în general, utilizată pentru a acoperi vârfurile de sarcină la prețuri mai mari și pentru serviciile de sistem și de echilibrare. Prin urmare, cu o asemenea versatilitate și flexibilitate a centralelor hidroelectrice cu acumulare, Societatea își poate gestiona resursele de apă pentru utilizare optimă în anumite condiții hidrologice.

Energia eoliană este generată prin utilizarea energiei cinetice pentru a roti palele unei turbine eoliene, care, la rândul său, învârtește un generator pentru a produce energie electrică. Procesul începe cu vântul care suflă peste palele unei turbine eoliene, ceea ce face ca acestea să se rotească. Această rotație acționează un arbore conectat la un generator, care apoi convertește energia mecanică a arborelui care se învârtește în energie electrică.

Odată produsă prin intermediul centralelor hidroelectrice și al turbinelor eoliene, energia electrică este distribuită și furnizată clienților prin intermediul unei rețele electrice, care este o rețea de linii de transport și de distribuție care leagă producătorii de energie electrică de consumatori. În România, rețeaua electrică este operată de Transelectrica (OTS) și de opt operatori de sisteme de distribuție. Rețeaua de transport este formată din linii electrice de înaltă tensiune care transportă energia electrică pe distanțe lungi de la centralele electrice la substații. După ce ajunge la substații, energia electrică este distribuită către case și întreprinderi prin intermediul sistemului de distribuție. Sistemul de distribuție este alcătuit din linii electrice de mică tensiune, care transportă energia electrică de la substații (cu instalații care reduc tensiunea energiei electrice la un nivel de siguranță) către consumatorii finali. Această distribuție către consumatorii finali se numește „furnizare de energie”.

Societatea poate nu numai să furnizeze direct către clienți energia produsă, ci și să desfășoare activități de tranzacționare:

- a) În vederea acoperirii necesarului pe termen mediu și lung, în funcție de operatorul pieței, sunt utilizate următoarele piețe de energie electrică:

Operator	Piața de energie electrică
OPCOM	<ol style="list-style-type: none"> 1. Piața centralizată a contractelor bilaterale de energie electrică – modalitatea de tranzacționare a contractelor prin licitație extinsă (PCCB-LE Flex) 2. Piața centralizată a contractelor bilaterale de energie electrică – modalitatea de tranzacționare a contractelor prin negociere continuă (PCCB-NC) 3. Piața centralizată cu negociere dublă continuă a contractelor bilaterale de energie electrică (PC-OTC); 4. Piața de energie electrică pentru clienții finali mari (PMC)* 5. Mecanismul de achiziție centralizată de energie electrică (MACEE)**
BRM* (Bursa Română de Mărfuri)	<ol style="list-style-type: none"> 1. Piața de energie electrică pentru clienții finali mari (PMC) 2. Piața de energie electrică – Over the Counter (OTC) 3. Piața de energie electrică cu livrare la termen 4. Piața de energie electrică pentru producători și furnizori (PPF)

* Disponibilă începând din 2022

** Introdus în ianuarie 2023

²⁵ Periodic, Guvernul României emite Hotărâri de Guvern referitoare la programele de iarnă pentru a asigura nivelul de siguranță și securitate în exploatarea SEN, precum și măsuri în legătură cu realizarea unor stocuri de siguranță ale SEN în ceea ce privește combustibilii și volumul de apă din lacurile de acumulare.



Din cauza introducerii MACEE în ianuarie 2023, tranzacțiile încheiate pe piețele centralizate administrate de cei doi operatori (OPCOM și BRM) s-au redus, PZU fiind singura care încă deține o cotă de piață semnificativă. În cazul în care legislația nu se modifică, actuala situație va continua să existe până în trimestrul I al anului 2025.

b) În vederea acoperirii nevoilor pe termen scurt, sunt utilizate următoarele piețe:

Operator	Piața de energie electrică
OPCOM	1. Piața pentru ziua următoare (PZU) 2. Piața intrazilnică (PIZ)

c) În vederea asigurării siguranței și stabilității în exploatarea SEN, Transelectrica gestionează echilibrarea sistemului energetic al României prin intermediul pieței de echilibrare, identificând nevoia de reglaj (creșterea sau scăderea producției) în conformitate cu ofertele prezentate de participanții la piața de echilibrare.

În gestionarea activelor sale, Societatea are în vedere patru piloni:

1. Operațiuni: structura organizațională eficientă a Grupului permite un nivel solid de supraveghere operațională la nivel de Grup cu sprijin din partea unităților de business regionale;
2. Mentenanță: strategia de mentenanță a Grupului se concentrează asupra activităților preventive și asupra menținerii ratelor de disponibilitate ridicate ale portofoliului;
3. Digitalizare: Grupul și-a asumat angajamentul față de transformarea digitală și tranziția către un mediu operațional automatizat; și
4. Sănătate și siguranță: asigurarea siguranței și sănătății angajaților Grupului sunt de o importanță fundamentală pentru acesta.

PUNCTE FORTE CONCURRENTIALE

Grupul beneficiază de următoarele puncte forte cheie:

Platforma de producție de energie nr. 1 din România cu un portofoliu 100% verde, care joacă un rol important în Tranziția Energetică Națională

Societatea este principala platformă de producere a energiei electrice din România în funcție de energia electrică generată în rețea (a se vedea figura 6 de mai sus), cu o cotă de piață medie de aproximativ 29% în intervalul 2018-2022²⁶, corespunzând unui volum anual mediu de energie livrată în rețea de 15,5 TWh.

În calitate de producător lider al energiei electrice din surse hidroenergetice în România și deținător al majorității centralelor hidroenergetice din România, Societatea beneficiază de un portofoliu amplasat strategic, cu centrale electrice situate în opt zone geografice cheie (a se vedea figura 18.1 de mai jos), inclusiv în zone cheie pe râurile interioare principale și Dunăre. Societatea are șapte sucursale hidroelectrice, împreună operând 182 de CHE (printre care centrale hidroelectrice pe firul apei și centrale hidroelectrice cu acumulare), cinci stații de pompare și o sucursală cu un parc eolian, toate producând energie electrică 100% verde. Portofoliul Societății îi permite să livreze energie în bandă, să acopere vârfurile de sarcină în România prin a livra volume mai mari de energie electrică pentru consum atunci când este necesar pentru SEN, și să fie principalul furnizor de servicii de sistem al OTS.

Poziție distinctă pe piață și avantajele competitive asigurate de o bază de active bine investite

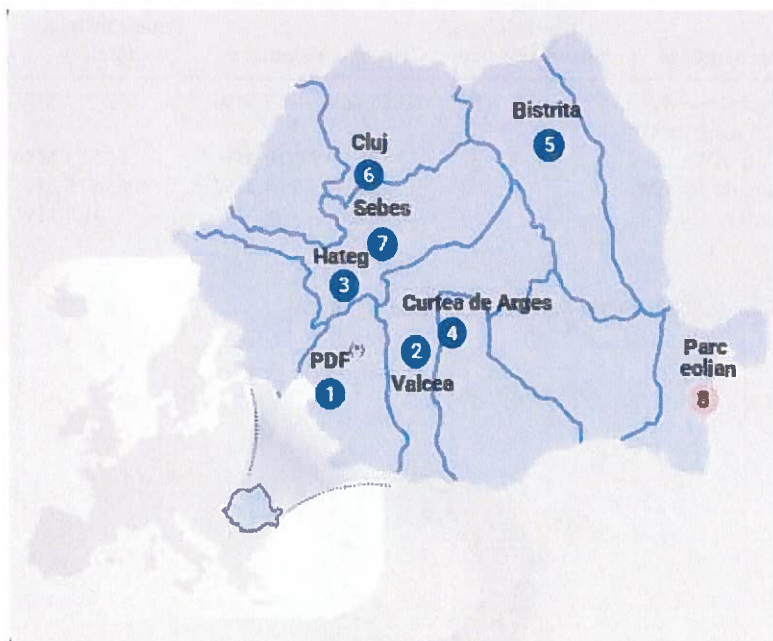
Capacitatea hidroenergetică a Grupului este asigurată de un număr total de 182 CHE și cinci stații de pompare, cu o capacitate instalată totală de 6.372 MW, și un parc eolian cu o capacitate instalată de 108 MW, toate fiind distribuite strategic între cele opt sucursale (a se vedea figura 18.1 de mai jos), care acoperă cele mai avantajoase amplasamente din România, în ceea ce privește condițiile hidrologice aferente și conexiuni la infrastructura de rețea. Aproximativ jumătate dintre activele hidroenergetice ale Grupului au o vârstă cuprinsă între 20 și 50 de ani (a se vedea figura 19.2 de mai jos) și, cu excepția centralelor electrice și a echipamentelor care sunt deținute de Societate, sunt utilizate în virtutea drepturilor acordate Societății prin Contractul de Concesiune (pentru mai multe detalii, a se vedea secțiunea „Contracte semnificative – Contract de concesiune”). Durata de viață a acestor centrale hidroelectrice poate fi extinsă prin programe de

²⁶ Cotă de piață medie între 2018 și 2022, pe baza cantității totale de energie livrată în rețea conform rapoartelor anuale a Autorității Naționale de Reglementare în domeniul Energiei



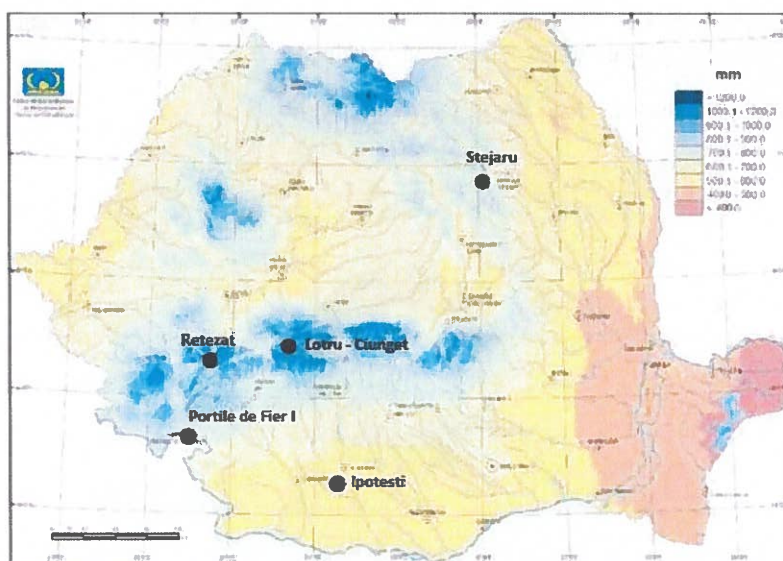
modernizare și re tehnologizare pe care Societatea le derulează (a se vedea secțiunea „Activitate și Operațiuni — Producția de energie — Proiecte de re tehnologizare și modernizare”).

Figura 18.1:



* PDF înseamnă Porțile de Fier (Porțile de Fier)

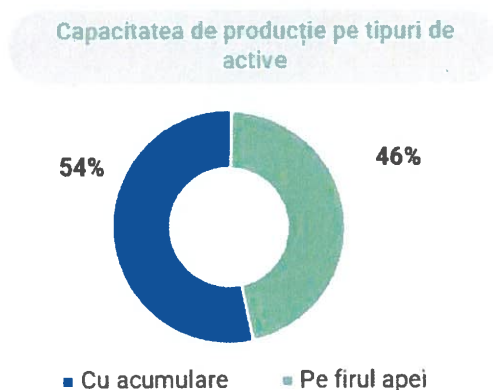
Figura 18.2 (arătând locația geografică a Porțile de Fier I, Retezat, Lotru-Ciunget, Ipotești și Stejaru)



Tablelul de mai jos prezintă tipurile de instalații hidroenergetice utilizate de Societate, iar figurile 19.1 și 19.2 prezintă capacitățile de producție în funcție de tipul de active și defalcarea activelor în funcție de vârstă:

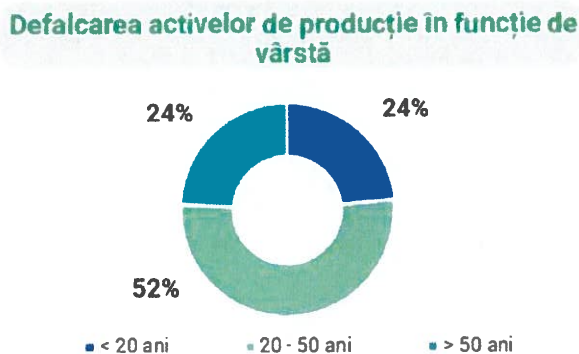
Tip de instalație hidroenergetică	ACTIVE HIDROENERGETICE		Putere instalată totală	Producție medie pentru intervalul 2018-2022
	Număr de centrale hidroenergetice	Categoria de putere		
MHC cu putere mai mică de 4 MW..	52	0,085 MW – 3,7 MW	52,227 MW	79,35 GWh
CHE mici cu putere mai mare de 4 MW, dar mai mică de 10 MW.....	22	4,1 MW-10 MW	162,53 MW	282,23 GWh
CHE cu putere mai mare de 10 MW.	108	10 MW – 1166,4 MW	6065,915 MW	15.226,47 GWh
Stații de pompare.....	5	10MW – 31,5 MW	91,5 MW	N/A

Figura 19.1: capacitatea de producție în funcție de tipul de active



Capacitatea de producție de mai sus este reprezentată în baza capacității de producție totală din sursă hidroenergetică ale instalațiilor cu putere de cel puțin 10 MW, calculate în martie 2023

Figura 19.2: defalcarea activelor de producție în funcție de vârstă



Defalcarea activelor de producție este reprezentată exclusiv pe baza activelor hidroenergetice cu putere de cel puțin 10MW, calculate în martie 2023

Capacitatea de acumulare permite Societății să dispună de flexibilitate în producerea de energie și în acoperirea vârfurilor de sarcină. Distribuția capacităților pe firul apei și a celor cu acumulare este echilibrată, capacitățile cu acumulare fiind doar ușor prevalente, atât ca număr de centrale, cât și ca putere instalată totală. Acest mix de capacități cu acumulare și pe firul apei asigură Societății flexibilitate atât sub aspectul tipurilor de producție (vârf, semi-vârf, în sarcină de bază și servicii de sistem), cât și sub aspectul producției sezoniere (CHE pe firul apei tind să fie mai productive în perioadele ploioase, în timp ce CHE cu acumulare pot fi utilizate ca rezervă pentru perioadele secetoase). Per total, varietatea de tehnologii din portofoliul Societății îi permite acesteia să își optimizeze producția de energie electrică.

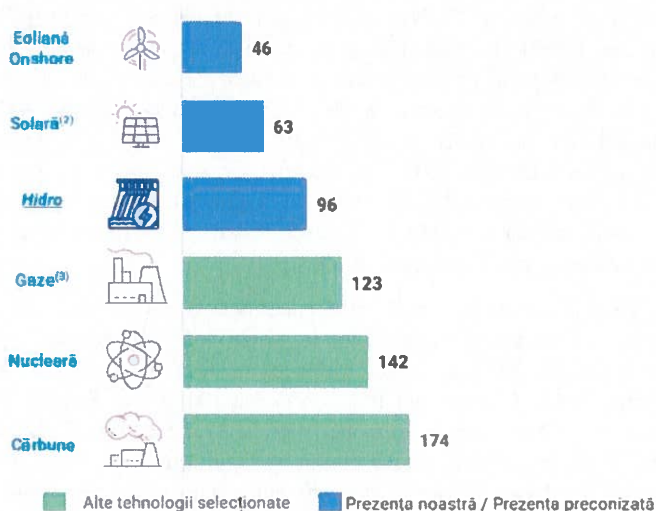


Societatea are un portofoliu de active care susține o serie de avantaje strategice: (i) activele sale reprezintă aproximativ 95% din puterea totală instalată în centrale hidroelectrice din România în 2022; (ii) activele Grupului ocupând toate amplasamentele cele mai profitabile; (iii) Grupul dispune de un portofoliu bine investit, cu economii de scară semnificative, corelate cu costuri de producție scăzute în mod natural după efectuarea cheltuielilor de capital; și (iv) există un profil de producție predictibilă a energiei din surse regenerabile prin gestionarea eficientă a acumulărilor de apă.

Portofoliul de producție al Societății cuprinde unele dintre cele mai ieftine surse de energie din România, în conformitate cu Wood Mackenzie. Acest lucru înseamnă că, având în vedere baza sa de active bine investite, Societatea beneficiază de unul dintre cele mai mici costuri marginale de producere a energiei electrice. Tabelul de mai jos prezintă costul mediu egalizat al energiei electrice în EUR/MWh:

Figura 20:

Costul mediu nivelat al energiei electrice (LCOE) în România⁽¹⁾, în €/MWh



(1) Mediana în intervalul 2022-2030

(2) Panouri fotovoltaice fără tehnologie de orientare

(3) Turbine cu gaze cu ciclu combinat

Sursă: Raportul Wood Mackenzie

Pentru a-și întări poziția de lider în domeniul energiei verzi, Societatea și-a redefinit strategia în 2020 astfel încât aceasta să includă alte surse de energie regenerabilă în baza sa de active de producție a energiei. Prin intermediul acestei strategii, Societatea a achiziționat un parc eolian (Crucea Wind Farm cu o putere instalată de 108 MW) în 2021, astfel extinzând activele Societății și diversificând portofoliul de producție al Grupului către alte tehnologii de producere a energiei din surse regenerabile. De asemenea, această achiziție a permis Societății să dobândească know-how-ul pentru extinderi viitoare ale capacității de producție din sursă eoliană, în special odată cu consolidarea producției de energie electrică și a activităților ulterioare complementare la nivelul unei entități unice prin fuziunea verticală a Crucea Wind Farm cu Societatea începând cu 31 decembrie 2022.

Grupul este în proces de transfer a unei unități de business, care presupune echipamente, active, personal relevant pentru anumite centrale hidroelectrice de la UCM Reșița S.A. prin intermediul unui contract de transfer de activitate. UCM Reșița S.A. este o societate cu sediul în România, care desfășoară activități în sectorul echipamentelor și mașinilor industriale. Oferta fermă înaintată de Societate a fost acceptată, stabilind limitele tranzacției și producția și instalarea. Peste 80% din turbinele și echipamentele de generare și auxiliare folosite în prezent de către Hidroelectrică sunt produse de UCM Reșița S.A. Achiziția va permite Societății să aducă în cadrul organizației echipa necesară care posedă know-how-ul pentru a continua lucrările de modernizare și mentenanță și beneficiind astfel de reunirea producătorului, proiectantului și instalatorului în cadrul aceluiași grup, menținând capacități interne și nu externalizându-le către companii străine, cu efecte directe asupra costurilor și duratei de execuție ale lucrărilor de modernizare și mentenanță. Societatea intenționează să încheie tranzacția referitoare la UCM Reșița prin achiziție directă, urmată de un



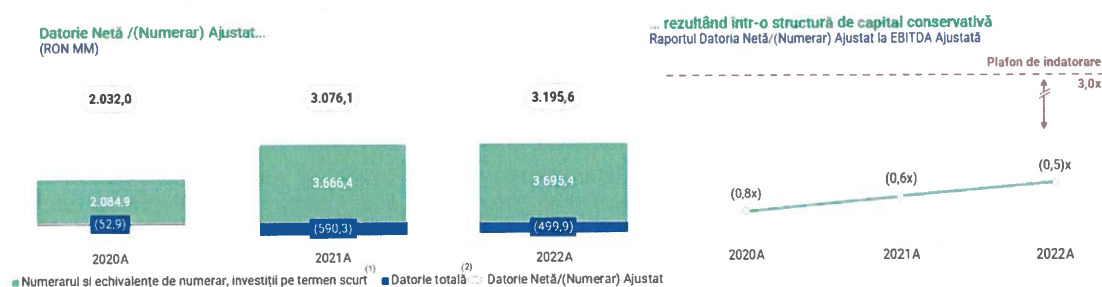
aport al acestei unități de business la capitalul Hidroserv, consolidând astfel funcția de mentenanță a Grupului.

Profil financiar robust, cu o rentabilitate și generare de fluxuri de numerar solide, care susțin politica Societății vizând o rată de distribuire a dividendelor de minimum 90%

Baza de active de înaltă calitate a Societății reprezintă fundamentul unei performanțe operaționale puternice și al unor cheltuieli de investiții relativ scăzute, majoritatea CAPEX (cheltuieli de capital și investiții) fiind deja efectuate odată cu construirea CHE, ceea ce se traduce printr-o generare robustă curentă de numerar. Drept urmare, Grupul are capacitatea de a asigura o rentabilitate solidă a capitalului (a se vedea „Politica privind dividendele”). În perioadele analizate, profitul net al Grupului pentru anii încheiați la 31 decembrie 2022, 2021 și 2020 a fost de 4.464,0 milioane RON (corespunzător unei marje de profit calculată ca profit net al perioadei raportat la venituri de 47,2%), 3.116,1 milioane RON (corespunzător unei marje de profit calculată ca profit net raportat la venituri de 48,0%) și, respectiv, 1.558,0 milioane RON (corespunzător unei marje de profit calculată ca profit net raportat la venituri de 40,6%) și Marjele EBITDA Ajustate ale Grupului aferente anilor încheiați la 31 decembrie 2022, 2021 și 2020 sunt de 63,6% (corespunzătoare unei EBITDA Ajustată de 6.008,6 milioane RON), 74,5% (corespunzătoare unei EBITDA Ajustată de 4.834,0 milioane RON) și, respectiv, 69,6% (corespunzătoare unei EBITDA Ajustată de 2.672,4 milioane RON), iar fluxurile nete de numerar ale Grupului ce provin din activitatea de exploatare, aferente anilor încheiați la 31 decembrie 2022, 2021 și 2020 sunt în valoare de 4.235,3 milioane RON, 4.047,5 milioane RON și, respectiv, 2.276,7 milioane RON, pe termen mediu. Pentru cele trei luni încheiate la 31 martie 2023 profitul net al Grupului este de 1.723,4 milioane RON (corespunzător unei marje de profit calculată ca profit net raportat la venituri de 52,7%), Marja EBITDA Ajustată a Grupului este de 66,8% (corespunzătoare unei EBITDA Ajustată de 2.184,2 milioane RON), în timp ce fluxul net de numerar al Grupului ce provine din activitatea de exploatare este de 1.210,5 milioane RON.

În perioadele analizate, Grupul a menținut o Datorie Netă/(Numerar) Ajustat solid și o structură de capital conservatoare. De exemplu, în ceea ce privește Datoria Netă/(Numerar) Ajustat înregistrat de Grup, în anii încheiați la 31 decembrie 2022, 2021 și 2020, valorile au fost de (3.195,6) milioane RON, (3.076,1) milioane RON și, respectiv, (2.032,0) milioane RON. Valorile Raportului Datoria Netă/(Numerar) Ajustat la EBITDA Ajustată înregistrat de Societate în anii încheiați la 31 decembrie 2022, 2021 și 2020 au fost de -0,5x, -0,6x și, respectiv, -0,8x, în condițiile unui plafon al raportului²⁷ de 3,0x. Profilul fluxului de numerar al Societății i-a permis să urmărească oportunități strategice fără a fi constrânsă să recurgă la finanțare externă sau să își pună în pericol stabilitatea financiară pe termen lung. Aflându-se de asemenea în poziția de a-și asuma datorii cu rang prioritar de înaltă calitate, Societatea intenționează să-și folosească venitul pentru modernizarea și re tehnologizarea activelor curente, dar și pentru investițiile în proiecte de dezvoltare organică și anorganică. Societatea intenționează să apeleze la împrumuturi în vederea finanțării proiectelor viitoare cu scopul de a continua să mențină și maximizeze rentabilitatea capitalului.

Figura 21



- (1) Investițiile pe termen scurt includ investițiile în depozite, depozite și obligațiuni guvernamentale
(2) Datoria totală include împrumuturi bancare și datorii aferente contractelor de leasing

Generarea robustă de numerar a Grupului, corelată cu o politică conservatoare în ceea ce privește îndatorarea, a dus la situația sa în ceea ce privește Datorie Netă/(Numerar) Ajustat, care asigură resurse semnificative atât pentru profiturile oferite acționarilor prin dividende, cât și pentru investiții în proiecte de dezvoltare. Din punct de vedere istoric, profilul dividendelor a susținut o politică autonomă de distribuire a dividendelor în proporție de aproximativ 90% din profitul net anual individual distribuibil al Societății (a se

²⁷ Raportul este determinat drept Raportul Datoria Netă/(Numerar) Ajustat la Raportul EBITDA Ajustată



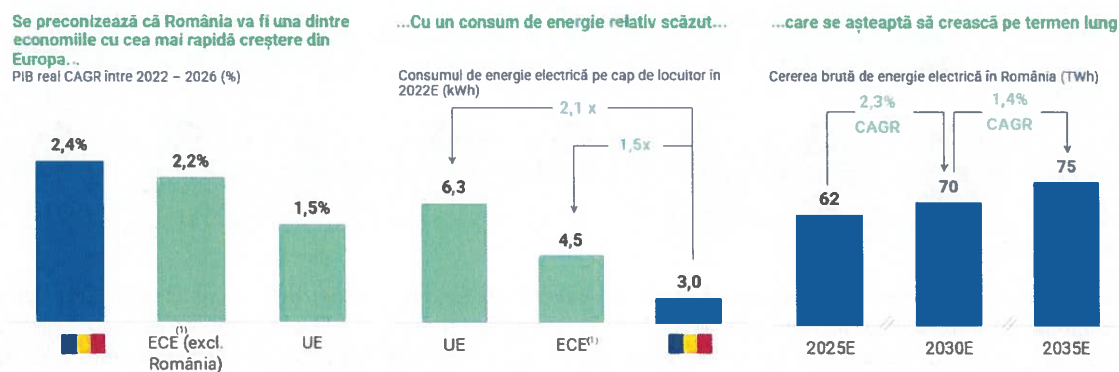
vedea de asemenea figura 1). Dividendele speciale au fost distribuite în fiecare an începând cu anul care s-a terminat la 31 decembrie 2017 (plata fiind efectuată în 2018). Societatea intenționează să plătească în continuare acționarilor rate ridicate ale dividendelor, astfel cum se detaliază în secțiunea „Politica privind dividendele” din prezentul Prospect.

Un context pozitiv pe termen lung din punct de vedere macroeconomic și al pieței, susținut și de faptul că Planul Național în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice favorizează punctele forte ale Grupului

Grupul își desfășoară activitatea pe o piață de dimensiuni considerabile (valoarea pieței de producere a energiei electrice din România în 2022 este estimată la 4,9 miliarde EUR)²⁸, cu un context macroeconomic favorabil pe termen lung. Cu o populație de 19,7 milioane de locuitori în 2022 și un PIB real de 251 miliarde EUR în 2022, se preconizează că România va fi una dintre economiile cu cea mai rapidă creștere din Europa (conform Wood Mackenzie), cu o creștere medie reală anuală a PIB-ului estimată pentru perioada 2022-2026 la 2,4%, comparativ cu 2,2% pentru restul Europei Centrale și de Est (media pentru Bulgaria, Republica Cehă, Estonia, Ungaria, Lituania, Letonia, Polonia și Slovacia) și 1,5% pentru UE.

Acest context macroeconomic (a se vedea figura 22 de mai jos) este corelat cu o piață favorabilă, care are, potrivit Wood Mackenzie, un consum redus de energie pe cap de locuitor, de 3,0 MWh în 2022, față de consumul de 6,3 MWh la nivelul UE în același an, ceea ce indică un potențial semnificativ de recuperare. Consumul total de energie electrică în România este estimat să ajungă în anii 2025, 2030 și 2035 la 62 TWh, 70 TWh și, respectiv, 75 TWh.

Figura 22:



(1) Bulgaria, Republica Cehă, Estonia, Ungaria, Lituania, Letonia, Polonia, România și Slovacia

Sursă: Raportul Wood Mackenzie

Beneficiind de baza sa de active existente care favorizează extinderea producției de energie din surse regenerabile și planurile de tranziție energetică, Societatea joacă un rol important în realizarea planului național de tranziție energetică, menținând furnizarea electricității la prețuri accesibile și întărind independența energetică a României.

Societatea ar putea să beneficieze și de diferitele politici și programe UE (cum este Politica de coeziune a UE, prin care România va primi în total 31,5 miliarde EUR în perioada 2021-2027 cu scopul promovării coeziunii economice, sociale și teritoriale ale regiunilor sale și a tranziției sale ecologice și digitale), de sprijin pentru tranziția energetică din partea Guvernului (de exemplu, un procent de 41% din Planul de redresare și reziliență al României sau aproximativ 12 miliarde EUR va fi alocat tranziției energetice), și de strategia de decarbonificare a României, armonizată cu obiectivele UE, care vizează o tranziție accelerată la energia regenerabilă. Potrivit estimărilor Wood Mackenzie, ponderea surselor de energie regenerabile în cererea totală de energie din România va fi de 54% în 2030, față de 41% în 2022, în timp ce puterea preconizată pentru anul 2030, defalcată pe tehnologii, va fi de (i) 6,9 GW în cazul energiei hidroelectrice (o creștere de 0,3 GW comparativ cu 2022), (ii) 5,4 GW în cazul energiei eoliene (o creștere de 2,3 GW comparativ cu 2022) și (iii) 5,8 GW în cazul energiei solare (o creștere de 4,1 GW comparativ cu 2022). Acest lucru înseamnă că Societatea este bine poziționată pentru valorificarea acestei oportunități, iar aderarea la inițiativele ecologice la nivel național și al Uniunii Europene este susținută de capacitățile de dezvoltare puternice, de cunoștințele tehnologice avansate, de date financiare solide cu o marjă de manevră substanțială

²⁸ Dimensiunea pieței calculată ca Puterea Totală Produsă (TWh) înmulțită cu Prețul Plafonat al Energiei (RON/MWh). Puterea Totală Produsă în 2022 de 53,5 TWh conform estimărilor ANRE, Prețul Energiei de 450 RON/MWh pe piața angro conform celei mai recente ordonanțe



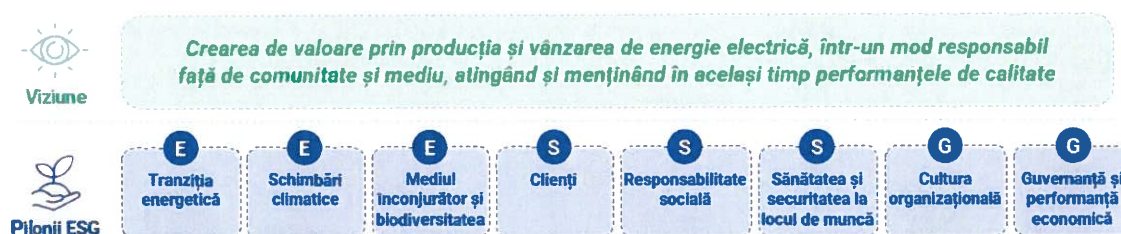
până la plafonul de îndatorare și o platformă importantă pentru implementarea planurilor de tranziție energetică ale Guvernului. Strategia pe termen lung a Grupului (2021-2030) de diversificare a portofoliului de producție cu alte resurse regenerabile este, de asemenea, armonizată cu inițiativele verzi ale statului român și ale UE.

Operator responsabil prin faptul că obiectivele ESG fac parte din strategia de bază a Grupului

Fiind un producător de energie electrică 100% verde, Grupul și-a asumat angajamentul de a menține un program solid în materie de mediu, responsabilitate socială și guvernanta („ESG”). ESG face parte din strategia de bază a Grupului, care și-a asumat angajamentul de a continua să își desfășoare activitatea într-un mod durabil și responsabil în beneficiul tuturor părților interesate. Aceasta include reducerea la minimum a impactului Grupului asupra mediului, promovarea unor practici etice în afaceri și asigurarea bunăstării angajaților Grupului și a comunităților în care își desfășoară activitatea acesta. O performanță solidă în domeniul ESG reprezintă nu numai un imperativ moral, ci și un vector esențial al succesului în afaceri pe termen lung. Drept urmare, Grupul a implementat politici și proceduri robuste pentru a asigura sprijinirea de către Grup a celor mai înalte standarde de performanță în domeniul ESG la nivelul întregii organizații a Grupului.

Figura de mai jos evidențiază viziunea și pilonii, ținând cont în același timp de factorii catalizatori pentru durabilitate, precum conștientizarea și angajamentul din partea conducerii superioare, programe de instruire a salariaților, implicarea părților interesate în procesele decizionale și rețehnologizare și digitalizare.

Figura 23:



În ceea ce privește aspectul de mediu al strategiei sale ESG, Grupul se consideră un lider pe plan național și regional în producerea de „energie verde” și în sprijinirea tranziției către o economie cu o amprentă redusă de carbon și eficiență energetică. Hidroelectrică intenționează să continue extinderea portofoliului său 100% verde prin realizarea de noi proiecte cu o putere de 150 MW în domeniul hidrogenului, cu o putere de aproximativ 2.000 MW în domeniul energiei solare terestre/floatante, capacități eoliene offshore cu o putere de aproximativ 500 MW și capacități eoliene onshore cu o putere de 500 MW și capacități hidroenergetice cu o putere de peste 300 MW. În cadrul planului de afaceri actual, Grupul intenționează să investească peste 2,7 miliarde RON în noi proiecte hidroenergetice și eoliene în perioada 2023-2027.

Pe lângă faptul că este un actor semnificativ în tranziția energetică a României, Grupul joacă un rol cheie și în atenuarea undelor de viitură pentru tranzitarea debitelor catastrofale în amenajările hidroenergetice de pe râurile interioare aflate în administrarea Grupului. În situațiile în care debitele mărite ar putea periclită bunuri materiale și vieți omenești, împreună cu Comitetul Ministerial pentru Situații de Urgență din cadrul Ministerului Apelor și Pădurilor și cu Comitetele Județene pentru Situații de Urgență, Grupul contribuie semnificativ la limitarea și eliminarea acestor situații.

În ceea ce privește aspectul responsabilității sociale al strategiei sale ESG, Grupul acționează în baza a trei piloni principali: (i) clienți (digitalizarea și optimizarea procesului de relații cu clienții, implementarea unui mecanism pentru reclamațiile clienților și asigurarea de energie electrică verde și accesibilă pentru mai mulți clienți), (ii) comunitate (donații în valoare de 27,0 milioane RON în cadrul a 61 de inițiative în perioada 2020-2022 și implementarea de proiecte în domeniul sănătății și educației) și (iii) cultura companiei (asigurarea a peste 20 de ore de instruire anual pentru angajați, reducerea plecărilor voluntare de personal din companie la mai puțin de 2%²⁹ și intenția de a crește numărul de femei în funcții de conducere superioară până la 30% până în 2030).

Grupul a investit aproximativ 6 milioane EUR în proiecte în domeniul sănătății (inclusiv fonduri investite în extinderea și modernizarea de spitale, în echipamente medicale și în echipamente de prevenire a infecțiilor cu

²⁹ Fluctuația de personal totală în 2022 a fost puțin peste 6%, inclusiv pensionări, în timp ce plecările voluntare de personal din companie au însumat 1,12%.



COVID) și peste 300.000 EUR în proiecte din domeniul educației. Grupul derulează două programe de burse: (i) un program de învățământ dual, care a asigurat burse pentru 210 elevi (dintre care 176 studiau la licee tehnice) și (ii) un program de burse private destinat elevilor de liceu și studenților, care a asigurat burse pentru 50 de elevi și studenți.

În ceea ce privește aspectul de guvernanta al strategiei ESG, Grupul a adoptat cele mai înalte standarde de guvernanta prin asigurarea unui grad ridicat de transparenta și gestionare responsabilă, în același timp facilitând crearea de valoare durabilă pe termen lung; Grupului i-au fost decernate trei premii³⁰ în semn de recunoaștere a responsabilității sociale a Grupului. Grupul acordă atenție impactului social și de mediu al activităților sale și se străduiește să integreze aceste aspecte în strategia și procesul său decizional la toate nivelurile Grupului, în același timp încurajându-și angajații să participe la proiectele sale. Grupul se bazează pe un sistem de management integrat implementat și menținut în conformitate cu cerințele standardelor de managementul calității, managementul mediului, managementul sănătății și securității în muncă și de control intern managerial.

În vederea implementării acestor obiective, Grupul intenționează să întreprindă următoarele demersuri:

- identificarea, gestionarea și raportarea riscurilor operaționale la nivel de sucursală, precum și corelarea acestora atât cu obiectivele strategice, cât și cu obiectivele de management generale și specifice stabilite pentru fiecare an și fiecare proces sau structură organizațională; și
- evaluarea eficacității sistemului de management al riscului prin formularea de programe de măsuri și acțiuni preventive, corective și de îmbunătățire.

Prin politica aprobată de Consiliul de Supraveghere, Societatea se bazează pe un sistem de management al normelor în conformitate cu cerințele de managementul calității, management de mediu și de management al sănătății și securității în muncă.

Societatea își propune să creeze un sistem de guvernanta corporativă care să respecte legislația aplicabilă, Codul de guvernanta corporativă al Bursei de Valori București („Codul de Guvernanta Corporativă al BVB”) și cele mai bune practici din sectorul de activitate al Grupului, adecvate pentru Societate, pentru a consolida pe termen lung încrederea acționarilor săi, a investitorilor potențiali, a partenerilor de afaceri și a tuturor celorlalte părți interesate.

Tabelul de mai jos prezintă angajamentele și planurile de acțiune ale Grupul în legătură cu aspectul de guvernanta al strategiei ESG:

Temă	Obiectiv	Inițiativă/acțiune	Indicator cheie de performanță	Țintă	Termen
Principii economice și impact economic	Listarea la Bursa de Valori București	Finalizarea procesului de listare cel târziu în primul semestru al anului 2023	Procentajul de acțiuni listate	Cel puțin 15%	2023
Diversitatea organismelor de conducere	Atingerea țintei de egalitate de gen	Creșterea numărului de femei în funcții de conducere, inclusiv membri ai Consiliului de Supraveghere și ai Directoratului	Ponderea femeilor în Consiliul de Supraveghere și Directorat	30%	2030
Etica în afaceri	Creșterea gradului de conștientizare a aspectelor etice în rândul angajaților	Derularea de instruire pe teme precum codul etic, mecanismele de semnalare a abaterilor, anticorupție etc.	Procentajul reclamațiilor soluționate	100%	Anual
			Numărul de ore de instruire per salariat pe an	2 ore de instruire per salariat pe an	Anual
			Procentajul angajaților instruiți	100%	Anual
Anticorupție	Zero incidente de corupție	Implementarea unui mecanism de identificare și evaluare a riscurilor de corupție	Numărul de incidente de corupție confirmate	0	2024

³⁰ „Premiul pentru management sustenabil” (Financial Intelligence Awards Gala 2021), „Energy Company of the Year” (Energy CEO Forum & Awards 2021), „Trofeul de Excelență și trofeul pentru locul I” (CCIB 2021)



Directorat de înaltă calitate cu un palmares de succes și susținere din partea acționarilor

Poziția de lider a Societății pe piața producției de energie hidroelectrică din România este susținută de un Directorat puternic, compus în prezent din cinci membri, fiecare cu peste 15 ani de experiență, care a obținut rezultate solide, printre care: (i) o medie a Marjei EBITDA Ajustată (calculată ca media valorilor Marjei EBITDA Ajustată pentru perioada 2020-2022) de 69,2% în perioada din 2020 până în 2022; (ii) dividende normale totale distribuite acționarilor din profitul net pentru anii 2022, 2021 și 2020 în valoare de 8,0 miliarde RON; și (iii) o medie a Conversiei Numerarului Ajustată (calculată ca media valorilor Conversiei Numerarului Ajustată pentru perioada 2020-2022) de 79,80% în perioada 2020-2022. Deoarece modelul de afaceri al Grupului s-a schimbat în 2022 ca urmare a creșterii semnificative a cantității de electricitate furnizată către consumatori finali pe piața cu amănuntul (a se vedea figurile 29.1 și 29.2 de mai jos), Marja EBITDA Ajustată a înregistrat o valoare mai mică în 2022.

Coordonată de o echipă de conducere superioară experimentată și coroborată cu susținerea din partea acționarilor, determinată de structura acționarului Societății (statul român deținând 80,06% din acțiuni prin Ministerul Energiei, care este și formator de politici energetice și Acționarul Vanzător), Societatea are un palmares semnificativ în dezvoltarea durabilă în domeniul energiei, demonstrându-și angajamentul față de cele mai înalte standarde de guvernanță și față de principiile ESG.

STRATEGIE

Strategia Grupului este să continue să producă energie verde. Societatea este ghidată de valorile sale declarate de a produce și comercializa energie electrică într-un mod responsabil față de comunitate și de mediu, în condiții de calitate și performanță. Viziunea Societății este de a-și consolida poziția de lider în producția și livrarea de energie electrică la prețuri accesibile și în furnizarea de servicii de sistem, respectând în același timp principiile de dezvoltare durabilă și jucând un rol cheie în tranziția energetică a României.

Principalele inițiative strategice ale Societății pe termen mediu și lung se axează pe următoarele direcții majore: (i) optimizarea actualii baze de active prin derularea de proiecte de rețehnologizare și modernizare, ca principală prioritate, (ii) executarea de proiecte de extindere organică în domeniul hidroelectric, (iii) diversificarea către segmentele adiacente de energie regenerabilă, (iv) creșterea cotei pe piața de furnizare a energiei din România, diversificându-și astfel canalele de vânzări și (v) maximizarea generării de numerar și a rentabilității capitalului.

În plus, Societatea își propune să devină un actor important pe piața energetică a UE, valorificându-și poziția dominantă de pe piața de origine.

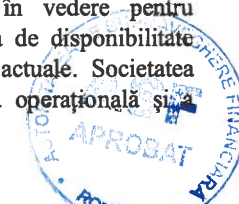
Cu obiectivul de a își menține poziția de lider în România ca o companie energetică 100% verde și în conformitate cu obiectivul UE privind tranziția la o producție de energie neutră din punctul de vedere al emisiilor de CO₂ până în 2050, Societatea și-a afirmat în ultimii ani intenția de a-și păstra interesele în zona energiei regenerabile, vizând nu numai domeniul hidroenergetic și al dezvoltării potențialului hidrografic național, ci și investiții în parcuri eoliene onshore și offshore, parcuri fotovoltaice și producția de hidrogen verde prin hidroliză. Toate acestea, corelate cu obiectivul menținerii politicii privind dividendele, care presupune o rată de distribuire a dividendelor de minim de 90%, și cu obiectivul de a contribui la un cadru care să faciliteze și să stimuleze tranziția către o economie verde, competitivă, incluzivă și neutră din punct de vedere climatic, au drept scop transformarea și consolidarea la nivel de Grup astfel încât Grupul să fie recunoscut ca un actor important pe piața regională a energiei și ca principalul pilon al tranziției către energia curată în România.

(a) Retehnologizare și modernizare

Planul de rețehnologizare și modernizare al Societății pentru baza sa existentă de active se concentrează pe îmbunătățirea capacității activelor, și rețehnologizare care să ducă la performanțe operaționale, în timp ce ciclul de viață a centralelor este prelungit și capacitatea activelor este îmbunătățită (pentru detalii, a se vedea Secțiunea „Activitate și operațiuni — Producția de energie — Proiecte de Retehnologizare și Modernizare” de mai jos). Aproximativ 1,1 GW din capacitatea activelor Grupului sunt avuți în vedere pentru rețehnologizare sau modernizare până în 2030, printre altele, cu scopul de a menține rata de disponibilitate ridicată a bazei de active existente și de a debloca potențialul centralelor hidroelectrice actuale. Societatea intenționează să implementeze sisteme de control automate pentru a îmbunătăți eficiența operațională și să reducă costurile cu personalul operațional în viitor.

(b) Proiecte de extindere organică în domeniul hidroelectric

Prin intermediul poziției sale actuale de lider în domeniul hidroenergetic, Societatea se află într-o poziție foarte bună pentru a valorifica o parte din planurile României de extindere a sectorului hidroenergetic, care



prezintă o oportunitate de creștere mai mare de 0,3 GW, definită ca diferența dintre dimensiunea preconizată a pieței în 2030 (conform raportului Wood Mackenzie) și dimensiunea actuală a acesteia (a se vedea de asemenea „Activitate și operațiuni – Producția de energie — Derularea programelor de investiții istorice ale Societății”).

(c) Energie regenerabilă adiacentă

În timp ce recenta achiziție de către Societate a Crucea Wind Farm a adăugat 108 MW de energie eoliană la capacitatea sa totală, Grupul vizează, conform strategiei sale de investiții aprobate pentru 2020, o putere instalată mai mare 1 GW în parcuri eoliene onshore și offshore din oportunitatea de creștere estimată de Wood Mackenzie la circa 2,3 GW până în 2030.

În plus, Grupul plănuiește, de asemenea, să dezvolte producția de hidrogen verde în corelare cu proiectele de energie solară; Societatea vizează o putere solară de 2,0 GW, din oportunitatea de creștere estimată de Wood Mackenzie la circa 4,1 GW până în 2030.

O altă componentă cheie a strategiei pe termen lung a Societății este reprezentată de sinergia portofoliilor sale. Astfel, pe lângă sinergia globală între producția sa și portofoliile de furnizare, ca urmare a achiziției Crucea Wind Farm, Societatea a optimizat suplimentar utilizarea schemei certificatelor verzi prin preluarea stocului de certificate verzi al Crucea Wind Farm pentru majorarea numărului de certificate verzi pe care Societatea le poate valorifica. Această strategie permite Societății să genereze venituri din vânzarea de certificate verzi și să le transmită consumatorilor săi finali. Faptul de a face parte din Grup adaugă economii semnificative în ceea ce privește costurile de echilibrare pentru Crucea Wind Farm ca urmare a optimizării managementului energiei la nivel de Grup.

Pe lângă calea de acces la piață naturală, eliminarea interdicției asupra CCEE în 2021, precum și introducerea anticipată pentru CfD în viitorul apropiat ar putea asigura un mediu mai favorabil pentru Grup, luând în considerare că piața angro și piața cu amănuntul sunt principalele direcții pentru activitatea Grupului. Din perspectiva Grupului, analiza viitoarelor proiecte de investiții va fi realizată punctual, vizându-se obținerea unor rate ale rentabilității mai mari decât costul capitalului angajat, beneficiind în același timp de sinergiile naturale dintre noile capacități eoliene și solare și baza existentă de active a Societății. Societatea urmărește o abordare disciplinată în ceea ce privește oportunitățile de investiții cu randamente superioare costului mediu ponderat al capitalului (CMPC).

(d) Creșterea cotei pe piața de furnizare

În urma liberalizării complete a pieței de furnizare din România (1 ianuarie 2021), cota de piață a Societății a început să crească în mod constant, ajungând la 8% în decembrie 2022. Societatea se așteaptă să rămână în continuare un actor cheie pe piețele angro din România, în același timp crescându-și cota de piață pe segmentul de furnizare, atât pentru consumatorii casnici, cât și pentru cei noncasnici, și să valorifice economiile de scară și să optimizeze gestionarea energiei, maximizând totodată profitabilitatea.

Societatea consideră că aceasta este o sursă de venituri suplimentare și o oportunitate de afaceri lucrative, care ar permite obținerea unor prețuri mai bune decât pe piața angro în condițiile regimurilor de reglementare actuale. Vânzarea directă către consumatorii finali oferă Societății o mai mare vizibilitate asupra veniturilor și fluxurilor de numerar, deoarece contractele de pe piețele cu amănuntul sunt, în general, stabilite pentru un an, aceste piețe fiind mai puțin volatile comparativ cu piețele spot (piața angro). În plus, segmentul de furnizare permite Societății să-și păstreze flexibilitatea în cadrul unui mediu de reglementare schimbător.

(e) Maximizarea generării de numerar și a rentabilității capitalului

Societatea are o structură de capital conservatoare. În prezent, Societatea are o poziție de Numerar Net, ceea ce se așteaptă să fie cazul și la data Admiterii. Gradul de îndatorare al Societății ar putea crește în timp, pe măsură ce Societatea continuă să aloce capital pentru proiecte de creștere cu valoare adăugată. CAPEX-ul pentru dezvoltare ar putea fi finanțat prin îndatorare, menținând în același timp gradul de îndatorare în limita plafonului de 3,0x pentru Raportul Datoria Netă/(Numerar) Ajustat la EBITDA Ajustată.

Societatea are un istoric solid de distribuire cu regularitate a cel puțin 90% din profitul aferent perioadei respective ca dividende către acționari. Aceasta își propune să mențină o rată de distribuire a dividendelor de cel puțin 90% în viitor. Societatea are, de asemenea, un istoric de plată cu regularitate a unor dividende extraordinare. (A se vedea de asemenea Puncte forte concurențiale — Profil financiar robust, cu o rentabilitate și generare de fluxuri de numerar solide, care susțin politica Societății vizând o rată de distribuire a dividendelor de minimum 90%)



Societatea intenționează să mențină un echilibru între nevoile de capital ale activității sale în vederea dezvoltării viitoare și respectarea plafonului de îndatorare. Intenția este ca întreg numerarul generat de activitate să fie alocat fie către finanțarea creșterii de valoare, fie distribuiri către acționari sub formă de dividende.

Activități strategice

Eficiență operațională (ex: optimizarea activelor hidroelectrice existente)

Societatea se concentrează asupra optimizării costurilor operaționale și a utilizării apei, în egală măsură cu îndeplinirea obligațiilor sale contractuale și livrarea de servicii energetice (alte servicii de sistem și de echilibrare) către SEN. În același timp, una dintre arile cheie de concentrare ale Societății o reprezintă menținerea bazei de active în condiții propice prin derularea unui program de mentenanță standardizat, coerent și predictibil pentru a asigura o disponibilitate ridicată aptă să optimizeze volumele generate de energie în anumite condiții hidrologice. Portofoliul este proiectat și răspândit pe teritoriul României de-așa natură a capta atât potențialul hidrologic optim al capacităților sale instalate, cât și condițiile metrologice.

În plus, pe lângă programul său de mentenanță (care poate fi derulat atât prin cheltuieli operaționale cât și prin cheltuieli de capital, în funcție de rezultatele dorite ale lucrării), Societatea are o abordare clară și metodică în ceea ce privește analiza portofoliului său de producție și deciderea acelor instalații și agregate care ar trebui să fie supuse unor lucrări de re tehnologizare și modernizare, cu scopul de a asigura performanțe previzibile și consecvente.

Pentru a decide dacă Societatea ar trebui să re tehnologizeze sau modernizeze o instalație sau un agregat, Societatea efectuează următoarele analize și examinări:

1. O examinare detaliată a performanțelor actuale ale instalațiilor sau echipamentelor, bazată pe (i) duratele și disponibilitatea de funcționare operațională, (ii) fiabilitatea acestora (defectări ale echipamentelor sau starea acestora), (iii) constatările tehnice și de mentenanță de până la data curentă, (iv) producția actuală comparativ cu producția proiectată și (v) tehnologiile utilizate în prezent.
2. O analiză financiară și operațională detaliată, bazată pe (i) valoarea actualizată netă (VAN) și (ii) rata internă de rentabilitate (RIR), care au în vedere durata perioadei de executare a proiectelor și impactul asupra producției.

Analiza este efectuată în ceea ce privește instalațiile sau echipamentele hidroenergetice din centrale hidroelectrice cu o putere instalată mai mare de 10 MW, cărora li se atribuie prioritate în funcție de *factori* precum puterea instalată, vârsta, disponibilitatea, energia produsă, restricții de funcționare etc. În funcție de prioritizare, proiectul poate fi inclus în programul de re tehnologizare.

În ceea ce privește analiza operațională, un echipament sau o instalație poate necesita re tehnologizare sau modernizare în funcție de *factori* precum: disponibilitate redusă, nevoia de a îmbunătăți sau de a restabili parametrii proiectați inițial, modificări în condițiile de funcționare, pierderi de putere, indisponibilitatea pieselor de schimb, costuri de mentenanță și exploatare crescute etc.

O analiză a riscurilor aprofundată, în principal bazată pe analiza riscurilor tehnice și a celor cu impact asupra contractelor.

Pentru analiza riscurilor tehnice, se efectuează un test de eficiență asupra turbinelor și generatoarelor pentru a verifica performanțele înainte și după re tehnologizare. În plus, Societatea are în vedere și dacă toate unitățile necesită îmbunătățiri sau dacă durata de viață a acestora trebuie prelungită și trebuie restabilită eficiența inițială a acestora sau dacă ar fi mai adecvată o ameliorare prin instalarea de echipamente moderne.

Analiza riscurilor cu impact asupra contractelor implică o examinare atentă și preîntâmpinarea riscurilor începând cu etapa de ofertare, precum posibilitatea neatribuirii contractului sau apariția unor evenimente care să provoace întârzieri.

Principalele obiective ale strategiei referitoare la re tehnologizarea și modernizarea bazei de active existente sunt (i) prelungirea ciclurilor de viață ale agregatelor și instalațiilor (cu o prelungire medie a ciclului de viață cu 30 de ani per centrală hidroelectrică), (ii) sporirea fiabilității și disponibilității hidroagregatelor, echipamentelor auxiliare și instalațiilor, (iii) ameliorarea tehnologică cu accent pe creșterea fiabilității și disponibilității sau a eficienței operaționale, (iv) îmbunătățirea automatizării controlului, managementul performanțelor și securității agregatelor, (v) reducerea impactului asupra mediului prin utilizarea de echipamente, materiale și tehnologii ecologice și moderne, (vi) reducerea cheltuielilor viitoare cu materialele prin mentenanță preventivă și (vii) menținerea avantajelor competitive ale Societății.



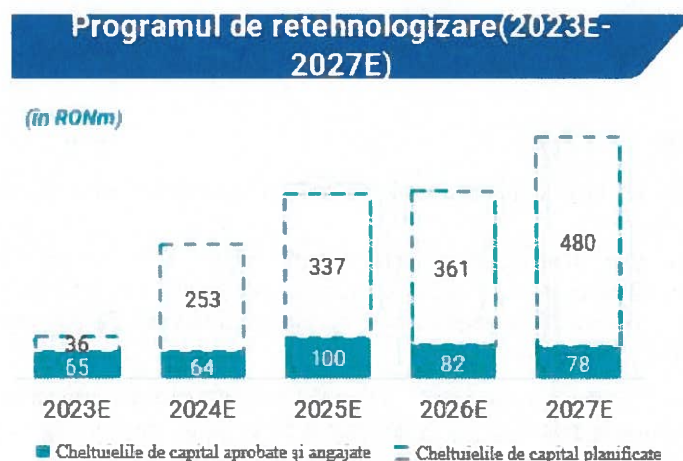
Domeniile principale vizate de optimizarea portofoliului sunt prezentate în graficul de mai jos:

Figura 24:



Programul de re tehnologizare și modernizare între 2023 și 2027 are o valoare estimată de aproximativ 1,8 miliarde RON³¹ (potrivit graficului de mai jos) pentru aproximativ 1,1 GW de putere hidroelectrică instalată supusă analizei până în 2030. Ulterior implementării programului de re tehnologizare și modernizare, Societatea preconizează că va debloca o putere instalată de până la 230 MW³² și o prelungire medie a ciclului de viață cu 30 de ani (în cazul re tehnologizării) sau cu 20 de ani (în cazul modernizării) per centrală hidroelectrică.

Figura 25:



Pentru mai multe detalii privind proiectele de re tehnologizare și modernizare, a se vedea secțiunea „Activitate și operațiuni — Producția de energie — Re tehnologizare și modernizare” de mai jos.

Strategia de creștere

1. Extindere semnificativă a portofoliului către mai multe tehnologii de energie regenerabilă

Grupul vizează extinderea către mai multe tehnologii de energie regenerabilă prin finalizarea proiectelor hidroenergetice în curs de execuție, dezvoltându-se organic prin noi capacități de producție din alte surse regenerabile, în același timp explorând creșterea neorganică prin oportunități de fuziuni și achiziții („M&A”) prin achiziționarea de proiecte mature (aflate cel puțin în stadiul „gata de construire”). În urmărirea creșterii organice, Societatea se concentrează asupra dezvoltării organice pe segmentele solare și eoliene. Dat fiind faptul că dezvoltarea organică reprezintă un proces cronofag când vine vorba de obținerea autorizațiilor, licențelor și aprobărilor interne necesare, Societatea ar putea achiziționa capacități existente.

Potrivit Wood Mackenzie (astfel cum se poate observa în figura de mai jos), până în 2030, oportunitatea de creștere în România este de peste 0,3 GW pentru segmentul hidroenergetic, aceasta provenind integral din extinderea vizată de Societate, de 2,3 GW pentru segmentul eolian, dintre care peste 1,0 GW reprezintă puterea instalată vizată de Societate prin parcuri eoliene offshore și onshore, și de 4,1 GW pentru segmentul

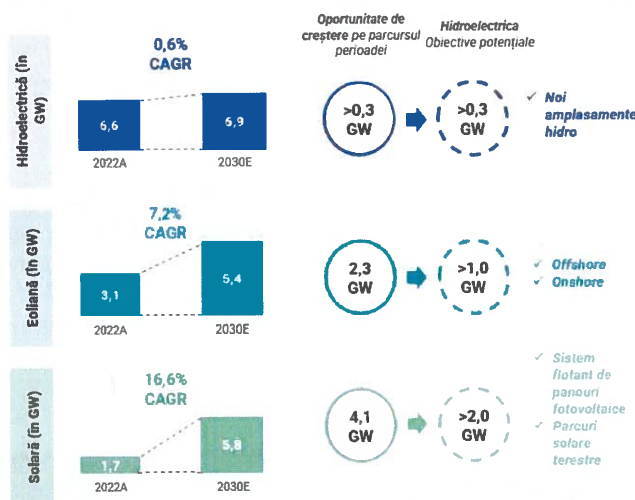
³¹ Include cheltuieli de capital cu re tehnologizarea angajate/aprobate și planificate

³² Se referă la toate proiectele de re tehnologizare care sunt incluse în prezent în planul de afaceri. Cu toate acestea, unele proiecte se vor finaliza abia ulterior 2027E.



solar, dintre care peste 2,0 GW reprezintă proiectele solare flotante și terestre țintă ale Societății. Chiar dacă aceste proiecte nu se află în planul de afaceri actual al Societății, dar sunt incluse în planurile pe termen mediu și lung ale acesteia, este posibil ca, în funcție de oportunitățile care apar, precum și de deciziile luate de organele statutare, aceste proiecte să fie incluse în planul de afaceri viitor pentru a fi realizate fie prin propriile proiecte de dezvoltare, fie prin achiziții.

Figura 26:



Sursă: Raportul Wood Mackenzie

1.1 Implementarea celor mai bune soluții și a noilor tehnologii în proiectele hidroenergetice complexe aflate în diferite stadii de execuție.

Strategia Grupului presupune implementarea unor soluții optime și a noilor tehnologii în proiectele hidroenergetice complexe aflate în diferite stadii de execuție. Aici sunt incluse finalizarea actualelor instalații hidroenergetice începute și identificarea, realizarea și punerea în funcțiune de noi capacități de producere a energiei electrice din surse hidraulice.

În planul său de afaceri pe cinci ani (perioada 2023-2027), Grupul vizează creșterea propriei capacități de producere a energiei electrice în principal prin valorificarea potențialului hidroenergetic la nivel național, care include și finalizarea proiectelor care se află în prezent în curs de execuție.

Cheltuielile de capital preconizate (pe baza proiectelor aprobate și, de asemenea, incluse în planul de afaceri) și puterea instalată cumulată până în 2027³³ din noile capacități hidroenergetice, de 206 MW, sunt evidențiate în tabelul de mai jos.

Figura 27:

Proiecte hidroenergetice incluse în planul de afaceri					
2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	Capacitate cumulată suplimentară ³⁴
148 milioane RON	618 milioane RON	808 milioane RON	697 milioane RON	114 milioane RON	206 MW

³³ Se referă la toate proiectele de rețehnologizare care sunt incluse în prezent în planul de afaceri. Cu toate acestea, unele proiecte se vor finaliza abia ulterior 2027E.

³⁴ Reflectă puterea cumulată totală adăugată prin noile proiecte până în 2027E.



1.2 Încurajarea creșterii și diversificării prin dezvoltarea organică de noi capacități de producție și potențiale sinergii provenind din alte surse regenerabile, în special surse eoliene și solare, explorând în același timp creșterea neorganică prin oportunități de M&A prin achiziționarea de proiecte mature (aflate cel puțin în stadiul „gata de construire”)

În calitate de producător și furnizor de energie, a existat întotdeauna un angajament al Societății față de durabilitate și energia regenerabilă. Societatea consideră că există oportunități de extindere a portofoliului său de energie regenerabilă, în special energie din sursă eoliană și solară. Planul Societății se bazează pe o analiză amănunțită a tendințelor pieței, a evoluțiilor legislative și a progreselor tehnologice. Adăugarea de alte tehnologii de producere a energiei din surse regenerabile în cadrul portofoliului are potențialul de a genera sinergii în managementul energiei. Componenta solară are în principal potențialul de a acoperi riscurile hidrologice.

Totodată, având în vedere precedentele de pe piață la nivelul UE, Societatea preconizează că ar putea fi implementată în viitor o schemă de stimulare a proiectelor eoliene offshore.

Grupul încurajează creșterea organică și diversificarea prin dezvoltarea de noi capacități de producție din alte surse regenerabile, explorând în același timp oportunități de M&A. Printre noile proiecte de diversificare a portofoliului de afaceri al Grupului se poate număra dezvoltarea de noi capacități de producție din surse eoliene și fotovoltaice. De exemplu, două dintre proiectele solare avute în vedere de Societate sunt Tudor Vladimirescu și Nufarul, care vor fi situate în județul Brăila pe un teren de aproximativ 50 de hectare deținut de Societate, cu aproximativ 70.676 de bucăți de panouri fotovoltaice monofaciale cu o putere instalată de 45,94 MW și o producție anuală estimată de 64 GWh; proiectul este condiționat de obținerea aprobării și certificatelor finale. În plus, la Nufărul se derulează un proiect-pilot constând într-un sistem flotant de panouri fotovoltaice cu putere de 10 MW, iar Societatea ar extinde acest proiect la 1850 MW ca parte a contractului de tip joint venture cu Masdar; se preconizează că societatea va fi incorporată până la finalul anului 2023.

Cheltuielile de capital preconizate (pe baza proiectelor aprobate și, de asemenea, incluse în planul de afaceri) și puterea instalată cumulată până în 2027 din capacități solare, de aproximativ 59 MW, sunt evidențiate în tabelul de mai jos.

Figura 28:

Proiecte solare incluse în planul de afaceri					
2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	Capacitate cumulată suplimentară ³⁵
7 milioane RON	146 milioane RON	183 milioane RON	RON 0	RON 0	59 MW

Cu toate acestea, pot apărea oportunități în afara planului de afaceri al Societății. De exemplu, Societatea este în prezent în discuții terțe părți în legătură cu: (i) o posibilă concesiune a unui teren pentru realizarea unuia dintre cele mai mari proiecte de parcuri solare cu panouri fixe și flotante³⁶ din Europa, cu o putere instalată de 2.000 MW și o producție anuală estimată de energie de aproximativ 2.630 GWh; și (ii) o potențială achiziție a unui parc fotovoltaic.

Toate proiectele sunt planificate în baza unei abordări comerciale, însemnând că va vinde producția de energie pe o piață angro, până în momentul în care CCEE-urile și CfD ar putea deveni disponibile, punct în care Societatea va supune aceasta evaluării. Societatea intenționează să exploateze noile active pe cont propriu, deoarece capacitățile operaționale sunt disponibile pe plan intern. Menținerea urmează să fie executată de un terț (model similar cu Crucea Wind Farm).

2. Creșterea cotei pe piața de furnizare a energiei din România

În ceea ce privește activitatea sa de furnizare, în contextul reglementărilor din 2019 și 2020, în virtutea căruia Societatea era nevoită să vândă energie electrică furnizorilor de ultimă instanță la un preț compus din costuri plus 5%, Societatea a început să își modifice și actualizeze strategia, rezultatul fiind că, începând din ianuarie 2021, ca urmare a liberalizării pieței de furnizare din România, Societatea a intrat pe piață cu o

³⁵ Reflectă puterea cumulată totală adăugată prin noile proiecte până în 2027E.

³⁶ Grupul are în vedere utilizarea de panouri fixe în toate proiectele sale solare, deoarece consideră că cele cu sisteme de urmărirea soarelui pot duce la probleme tehnice și costuri suplimentare, care nu se justifică.



ofertă competitivă. Oferta, care depășea plafonul reglementat anterior, dar era totuși competitivă față de alte oferte de pe piață, i-a permis Societății să ofere stabilitate consumatorilor într-o perioadă caracterizată prin volatilitate ridicată. Această strategie a avut drept rezultat atingerea de către Societate a unei cote de 8,04% pe piața de furnizare la nivelul lunii decembrie 2022 și creșterea numărului său de clienți casnici și non-casnici, precum și a cantității totale de energie pe care a livrat-o către clienți (după cum se poate observa potrivit datelor de mai jos). Societatea vizează în prezent continuarea creșterii prin suplimentarea operațiunilor existente, asigurând o cale de acces la piață care să susțină obținerea de profit prin poziția sa integrată pe verticală.

Figura 29.1:

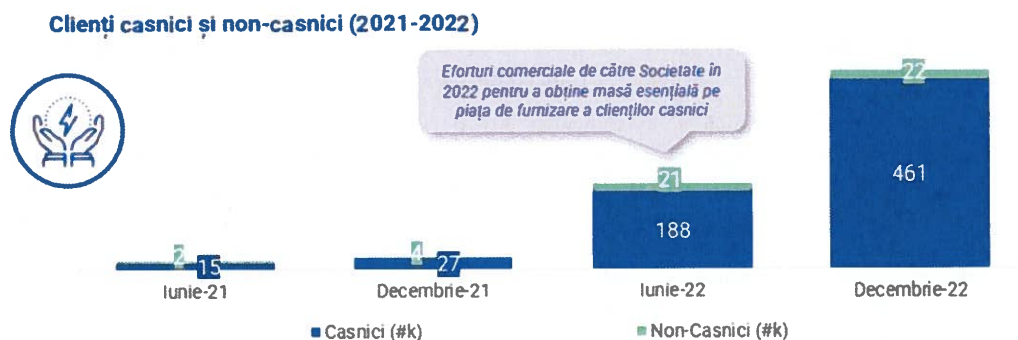
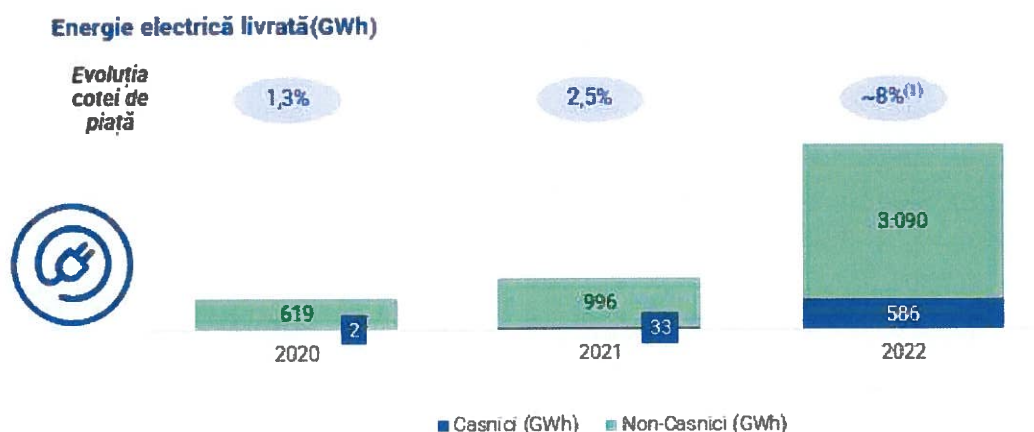


Figura 29.2:



(1) Cota de piață (8,04%) în Decembrie 2022 conform raportului ANRE

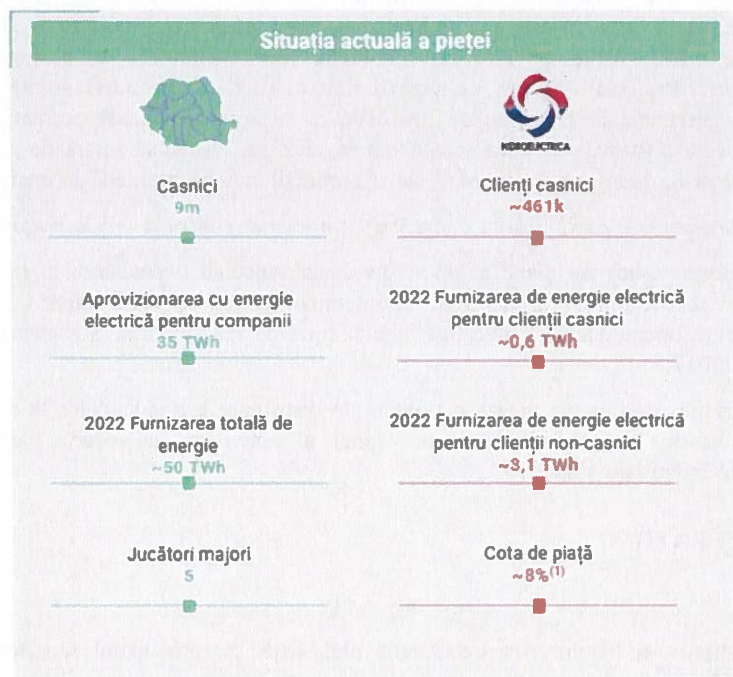
Grupul urmărește diversificarea capacităților de vânzare a energiei prin accelerarea dezvoltării activităților sale de furnizare și creșterea cotei sale pe piața de furnizare (pentru istoricul dezvoltării, a se vedea figura 29.1 de mai sus). Planurile Grupului de extindere a portofoliului de furnizare au fost accentuate de introducerea MACEE deoarece prețul energiei electrice vândute de Societate ca producător pe piața MACEE este fix. Chiar și în prezența actualelor tarife reglementate pentru furnizarea de energie, Societatea are potențialul de a obține marje de profit mai mari pentru energia vândută pe piața de furnizare decât cele obținute pe piața MACEE. De exemplu, Societatea poate obține aproximativ 700 RON/MWh (deoarece prețul reglementat actual este de 1,3 RON/KWh) pentru energia furnizată către clienții noncasnici, de pe piața de furnizare comparativ cu prețul fix de 450 RON/MWh de pe piața MACEE. În plus, impozitul pe veniturile suplimentare (a se vedea secțiunea „Aspecte referitoare la reglementări — Aspecte privind energia electrică — Piața energiei din România — Impactul adoptării actelor legislative privind măsurile aplicabile clienților finali din sectorul energiei electrice și al gazelor naturale asupra producției de energie electrică”) se aplică numai veniturilor obținute pe piața angro (de exemplu, MACEE), dar nu și veniturilor obținute pe piața de furnizare.



Societatea beneficiază și de sinergia portofoliilor sale de producție și furnizare, care îi permit să monitorizeze constant nivelurile energiei disponibile și prognozate și să transfere energie din portofoliul său de producție în portofoliul său de furnizare.

Obiectivul Grupului de a își diversifica portofoliul de furnizare se bazează și pe potențialul disponibil pe piața românească, astfel cum este prezentat acesta mai jos.

Figura 30:



(1) Pentru decembrie 2022 conform raportului ANRE

Strategia Societății de creștere a cotei de piață se bazează pe trei piloni:

- (i) dezvoltarea infrastructurii sale tehnice (digitalizarea interacțiunilor cu clienții, implementarea celor mai recente și inovative module software (SAP ISU pentru procedurile de facturare și Salesforce, un nou software de gestionare a clienților printr-un sistem modernizat și centralizat) și îmbunătățirea serviciilor de call center pentru clienții săi);
- (ii) Penetrarea pieței (echipă dedicată care identifică și urmărește oportunități noi pe piață, concentrându-se asupra creșterii organice și promovării pe platformele media, în același timp menținând rate foarte ridicate de reînnoire a contractelor); și
- (iii) strategia comercială (menținerea flexibilității la modificările aduse cadrului de reglementare și plafoanelor de preț, continuarea creșterii bazei de clienți casnici și noncasnici).

Societatea a înregistrat o creștere semnificativă a activității de furnizare cu amănuntul, de la 2.465 de clienți în decembrie 2020 (din care 610 erau clienți casnici) la 30.221 de clienți în decembrie 2021 (din care aproximativ 26.600 erau clienți casnici) și, după punerea în practică de către Societate a unei noi strategii comerciale cu scopul acumulării unei mase critice pe piața de furnizare către clienții casnici, la mai mult de 482.000 de clienți (puncte la care a fost livrată energie) până la 31 decembrie 2022 (din care aproximativ 461.000 de clienți casnici). Această creștere semnificativă este reflectată și de veniturile obținute de Societate în perioadele analizate:

Societatea continuă să se axeze pe a dobândi masă critică pe piața casnică în perioada imediat următoare prin a rămâne flexibilă schimbărilor din cadrul legislativ, prin capitalizare în vederea extinderii marjelor și prin a continua să implementeze infrastructură tehnică și să sporească serviciile clienților cu scopul de a completa strategia privind prețurile.



Oportunități de creștere suplimentare în segmente adiacente

În plus, Societatea vizează dezvoltarea de capacități de producere a hidrogenului verde, precum și achiziționarea altor capacități de producție e-RES de pe piață, fie aflate în exploatare, fie în diferite stadii de realizare. În ceea ce privește oportunitățile de creștere pe segmentul hidrogenului verde, Societatea mizează pe un sprijin substanțial din partea statului român în vederea participării la tranziția UE către tehnologiile bazate pe hidrogen verde. Societatea atribuie în prezent contracte pentru studii de fezabilitate pentru două proiecte de producere a hidrogenului verde (Mândra și Ostrovu Mare) cu o putere combinată de 150 MW electrolizor și 400 MW FV (fotovoltaic). Atât Mândra, cât și Ostrovu Mare sunt proiecte combinate fotovoltaic-hidrogen, care, în cazul în care vor fi finalizate, vor presupune parcuri fotovoltaice cu variantă de back-up (susținute de CHE Porțile de Fier II). Producția ținută combinată de hidrogen verde va fi de aproximativ 15.000 t/an. Proiectul Mândra va viza o putere instalată din sursă solară de 300 MW și o putere instalată pentru producția de hidrogen de 100 MW, cu o producție anuală estimată de energie de 447 GWh, în timp ce proiectul Ostrovu Mare va viza o putere instalată din sursă solară de 150 MW și o putere instalată pentru producția de hidrogen de 50 MW, cu o producție anuală estimată de energie de 223 GWh.

Strategie financiară prudentă – maximizarea generării de numerar pentru a crește rentabilitatea capitalului

Societatea are un istoric solid de plată a unor dividende speciale, rezultând o rată de distribuire a dividendelor mai mare decât obiectivul de 90% și intenționează să se concentreze asupra valorii oferite acționarilor prin eficiență operațională și investiții în maximizarea rentabilității. Societatea plătește dividende speciale începând din 2017.

Societatea intenționează să continue să vizeze o politică de distribuire a dividendelor la o rată de peste 90%, în același timp punând în balanță necesarul de capital al activității în vederea dezvoltării viitoare și menținerea gradului de îndatorare stabilit.

ACTIVITATE ȘI OPERAȚIUNI

Producția de energie

Prezentare generală

Potrivit Actului Constitutiv și Noului Act Constitutiv ale Societății, principalul său domeniu de activitate este codul CAEN 351 – „Producția, transportul și distribuția energiei electrice”, în timp ce activitatea principală este codul CAEN 3511 – „Producția de energie electrică”. Grupul produce energie electrică prin exploatarea a 182 de centrale hidroelectrice și cinci stații de pompare, alături de Crucea Wind Farm.

Principalele activități ale Grupului în domeniul hidroenergetic pe lângă exploatarea echipamentelor hidroenergetice și a construcțiilor hidrotehnice sunt activitatea de mentenanță a echipamentelor și construcțiilor și alte activități conexe, printre care ecluzarea navelor pe fluviul Dunărea prin ecluzele Sistemului Hidroenergetic și de Navigație de la Porțile de Fier I și II.

Conform condițiilor specifice prevăzute de licența deținută de Societate pentru exploatarea comercială a capacităților de producere a energiei electrice actualizată prin Decizia ANRE nr. 2296/2022, puterea electrică instalată a capacităților de producere a energiei electrice exploatare comercial ale Societății este de 6.388.672 MW.

În 2022, cei 13.626 GWh de energie hidroelectrică produși de Societate (în scădere cu 19,5% pe an) au reprezentat 25,4% din totalul de 53,54 TWh (în conformitate cu raportul ANRE) de energie electrică brută produsă în România și au reprezentat 96% din totalul de 14.172 GWh de energie hidroelectrică produsă în România, cu 19,4% mai puțin față de anul anterior. Cei 16.911 GWh de energie hidroelectrică produsă de Societate în 2021 au reprezentat 29,6% din cei 57,05 TWh de energie electrică brută produsă în România.

În 2021 și 2022, Societatea a produs energie hidroelectrică integral pe seama debitelor afluențe naturale a cursurilor de apă amenajate, înregistrându-se și o stocare de 95,8 milioane metri cubi (39,57 GWh) în 2021 și 70 milioane metri cubi (140 GWh) în 2022. Rezerva de energie a marilor lacuri de acumulare a crescut de la 2.027,19 GWh în 2020 (1.639,18 milioane metri cubi stoc) la 2.066,76 GWh în 2021 (1.734,98 milioane metri cubi stoc) și 1.805 milioane metri cubi (2.207,22 GWh) în 2022.

Ca producător de energie din sursă hidroenergetică și, mai recent, din sursă eoliană, Societatea este eligibilă pentru certificate verzi în România și le poate vinde pe acestea către furnizori de energie electrică sau poate transfera o parte dintre aceste certificate verzi pentru a își îndeplini obligațiile ce îi revin ca furnizor. Ca urmare a achiziționării Crucea Wind Farm, Societatea are dreptul să primească 0,75 certificate verzi pentru fiecare MWh, față de un interval cuprins între 2,86 și 3 certificate verzi pentru fiecare MWh produs în unele instalații hidroelectrice depinzând de centrala hidroelectrică.

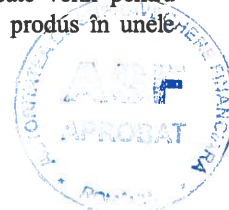


Figura de mai jos prezintă producția brută de energie din sursă hidroenergetică și eoliană din ultimii trei ani, precum și consumul intern.

Figura 31:

	2020	2021	2022
Producția brută din sursă hidroenergetică (TWh)	15,0	16,9	13,6
Producția brută din sursă eoliană (TWh)	0,3 ³⁷	0,3 ³⁸	0,3
Consumul intern (TWh).....	(0,4)	(0,4)	(0,4)

Activele de producție hidroenergetică ale Grupului

La 31 decembrie 2022, puterea instalată hidroenergetică agregată a Grupului de 6.372,172 MW era împărțită în funcție de tipul de amenajare și tipul de active conform figurilor de mai jos:

Perioadă	Putere instalată (MW)			Energie produsă (TWh)		
	2020	2021	2022	2020	2021	2022
CHE pe firul apei.....	2.901,5	2.901,5	2.901,5	9,494	11,240	8,457
CHE cu acumulare.....	3.379,2	3.379,2	3.379,2	5,471	5,671	5,167
Stații de pompare.....	91,5	91,5	91,5	N/A	N/A	N/A

Societatea își dezvoltă portofoliul de active încă din anul 1960. Din capacitatea totală de producție hidroelectrică pentru centralele cu o putere mai mare de 10 MW, CHE cu acumulare reprezintă 46%, în timp ce cele pe firul apei reprezintă 54% (a se vedea figura 19.1 de mai sus). În prezent, 24% dintre activele Societății au o vârstă mai mică de 20 de ani, 52% dintre active au vârstă cuprinsă între 20 și 50 de ani, iar 24% dintre activele sale au o vârstă mai mare de 50 de ani (a se vedea figura 19.2 de mai sus):

Dintre cele opt sucursale (vezi figura 18.1), Porțile de Fier și Vâlcea sunt cele mai importante pentru Grup, având în vedere capacitățile de producție a energiei ale acestora și ponderile în producția de energie totală a Grupului. Acestea sunt responsabile împreună pentru 52% din producția de energie hidroelectrică totală a Societății.

Sucursale	Capacitatea instalată (pentru centrale cu putere > 10 MW)	% din producția de hidroenergie a Societății (pentru centrale cu putere > 10MW) ³⁹
1. Porțile de Fier.....	1,6 GW ⁴⁰	27%
2. Vâlcea.....	1,5 GW	25%
3. Hateg.....	0,7 GW	11%
4. Curtea de Arges.....	0,6 GW ⁴¹	10%
5. Bistrita.....	0,6 GW	10%
6. Cluj	0,5 GW	8%
7. Sebes.....	0,5 GW	8%
8. Total hidrocentrale >= 10MW.....	~6,1 GW	100%
Hidrocentrale >4MW și <10 MW	103 MW	
Hidrocentrale <= 4 MW	52 MW	
Total hidro ⁴²	~ 6,3 GW	
9. Parcul eolian	108 MW	N/A

³⁷ Având în vedere că Grupul a achiziționat Parcul Eolian Crucea în 2021, producția brută în 2020 include 0 TWh din sursă eoliană

³⁸ Grupul a consolidat doar 0,2 TWh din sursă eoliană după achiziționarea Parcului Eolian Crucea în 2021

³⁹ La data de martie 2023

⁴⁰ 1,7 GW inclusiv centrale hidroelectrice < 10 MW

⁴¹ 0,7 GW inclusiv centrale hidroelectrice < 10 MW

⁴² Excluzând cei 91,5 MW din stațiile de pompare electrice



Prin intermediul celor șapte sucursale de producție a energiei hidroelectrice pe care le deține Societatea, următoarele CHE sunt unele dintre cele mai importante din punct de vedere al capacității instalate și al energiei produse:

SUCURSALA	HIDROCENTRALĂ	TIP	PUTERE INSTALATĂ (MW)	ENERGIE PRODUSĂ ((MWh)		
				2020	2020	2020
Porțile de Fier	Porțile de Fier I	Pe firul apei	1.166,4	4.776.417	5.332.743	4.312.380
Ramnicu-Valcea	Lotru-Ciunget	De acumulare	510,0	829.248	918.881	777.580
Hateg	Retezat	De acumulare	335,0	439.366	304.515	378.250
Cluj	Mărișelu	De acumulare	220,5	349.270	370.129	422.842
Curtea de Arges	Vidraru	De acumulare	220,0	334.901	391.015	379.533
Porțile de Fier	Porțile de Fier II	Pe firul apei	219,8	1.336.402	1.327.760	1.237.027
Bistrita	Stejaru ⁴³	De acumulare	210	381.303	414.961	348.489
Sebes	Șugag	De acumulare	150,0	253.558	214.825	179.013
Sebes	Gâlceag	De acumulare	150,0	241.117	195.764	165.721
Hateg	Ruieni	De acumulare	140,0	163.485	133.143	133.620
Ramnicu Valcea	Brădișor	De acumulare	115,0	170.682	221.806	163.141
Portile de Fier	Tismana	De acumulare	106,0	167.506	154.759	143.922
Cluj	Remeți	De acumulare	100,0	176.891	172.233	199.365
Ramnicu Valcea	Turnu	Pe firul apei	70,0	155.607	201.545	129.401
Portile de Fier	Gogoșu	Pe firul apei	54,0	233.719	278.348	200.998
Ramnicu Valcea	Izbiceni	Pe firul apei	53,0	131.015	195.033	111.752
Ramnicu Valcea	Strejești	Pe firul apei	50,0	127.741	191.180	112.092
Ramnicu Valcea	Răureni	Pe firul apei	48,0	121.660	169.546	104.730
Ramnicu Valcea	Drăgășani	Pe firul apei	45,0	118.265	168.878	99.697
Bistrita	Răcăciuni	Pe firul apei	45,0	114.574	136.217	90.242

Porțile de Fier

Sucursala Porțile de Fier administrează aproximativ 26%⁴⁴ din capacitatea hidroenergetică totală a Societății (la nivelul anului 2022) și circa 10% din producția României, prin intermediul instalațiilor Sistemelor Hidroenergetice și de Navigație („SHEN”) Porțile de Fier I și II, situate pe fluviul Dunărea, și al instalațiilor aferente CHE Târgu-Jiu din cadrul complexului Cerna-Motru-Tismana și de pe râul Jiu.

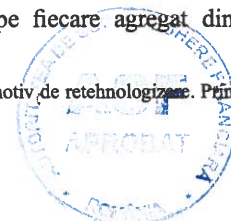
SHEN Porțile de Fier I se găsește amplasat pe Dunăre la km 943 și a fost proiectat și executat printr-o colaborare între România și fosta Iugoslavie în baza acordurilor dintre cele două state din anii 1977 și 1987. Este simetric față de axa Dunării și este compus din două centrale hidroelectrice cu câte șase hidroagregate, două ecluze (câte una pentru fiecare parte) și un baraj deversor cu 14 câmpuri deversoare (câte șapte pentru fiecare parte). Prin dimensiunile sasurilor și prin cădere, ecluzele de la Porțile de Fier I se înscriu în lista celor mai mari construcții de acest gen din lume. Atât la centrală cât și la ecluze s-au derulat în ultimii 15 ani programe de re tehnologizare care au dus la creșterea puterii instalate de la 175 la 194,4 MW pe fiecare agregat din centrala, creșterea performanțelor tehnice ale echipamentelor și instalațiilor, precum și creșterea siguranței în exploatare. După re tehnologizare, centralele hidroelectrice de la Porțile de Fier I au generat în medie circa 10% din întreaga producție de energie a României și aproape jumătate din serviciile tehnologice de sistem din România.

SHEN Porțile de Fier I constă în șase hidroagregate cu o putere totală instalată de 1.166,4 MW. În prezent, se desfășoară lucrări de mentenanță de nivel superior (de tip LN3 cu demontare) la unitatea nr. 1, care sunt planificate să dureze aproximativ 24 luni. În același timp, sunt observate deficiențe în funcționare la unitatea nr. 4, care este exploatată în prezent la o capacitate maximă de 100 MW.

SHEN Porțile de Fier II se găsește amplasat pe Dunăre la km 853, în zona insulei românești Ostrovul Mare. Acesta a fost proiectat și executat în colaborare cu statul sârb. Obiectivul are o configurație nesimetrică, Dunărea fiind barată în ambele părți ale insulei (cea principală pe brațul principal al Dunării și cea de-a doua pe brațul Gogoșu). Obiectivul este compus dintr-o centrală principală alcătuită din 16 agregate (împărțite în mod egal între părțile română și sârbă), două centrale suplimentare (câte două hidroagregate pentru fiecare dintre părțile română și sârbă), trei ecluze (două pe partea română și una pe partea sârbă) și două baraje deversoare (cel românesc pe brațul Gogoșu, cel sârbesc în frontul principal de barare). În ultimii 18 ani, au fost derulate programe de re tehnologizare vizând hidroagregatele și echipamentele auxiliare ale centralei electrice, care au dus la creșterea puterii instalate de la 27 la 31,4 MW pe fiecare agregat din

⁴³ O putere instalată de 210MW, dar momentan Unitatea Hidro 5 (50MW) e scoasă din licența de generare din motiv de re tehnologizare. Prin urmare, CHE operează momentan la puterea instalată licențiată de 164 MW.

⁴⁴ Calculul include centrale hidroelectrice < 10 MW

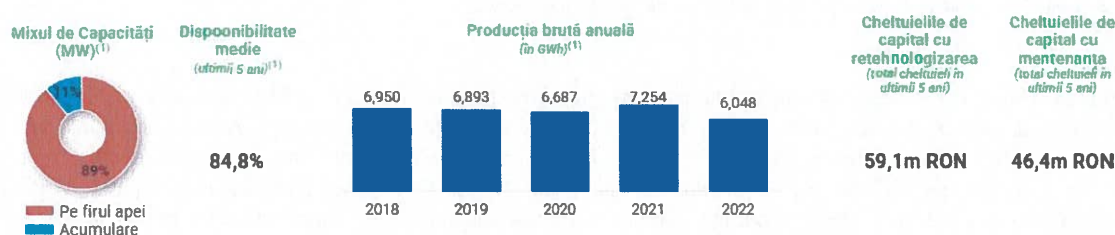


centrală, precum și la creșterea performanțelor tehnice ale echipamentelor și instalațiilor și creșterea siguranței în exploatare. În cazul ultimei unități (unitatea nr. 1), programul de re tehnologizare a fost întrerupt anterior din cauza procedurii de insolvență a Societății. În prezent, lucrările rămase de executat se află în procedura de achiziție.

Societatea exploatează la SHEN Porțile de Fier II: (i) centrala hidroelectrică principală cu opt hidroagregate a câte 31,4 MW fiecare, cu o putere instalată totală de 251,2 MW (în prezent, conform licenței ANRE, putere instalată de 219,8 MW, deoarece hidroagregatul HA1 este scos din funcțiune) și (ii) centrala hidroelectrică suplimentară Gogoșu cu două hidroagregate a câte 27 MW fiecare, cu o putere instalată totală de 54 MW, în baza licenței ANRE.

Figura 32 de mai jos evidențiază mixul de capacități, disponibilitatea medie, producția brută anuală, cheltuielile de capital⁴⁵ cu re tehnologizarea din ultimii cinci ani și cheltuielile de capital cu mentenanța din ultimii cinci ani:

Figura 32:



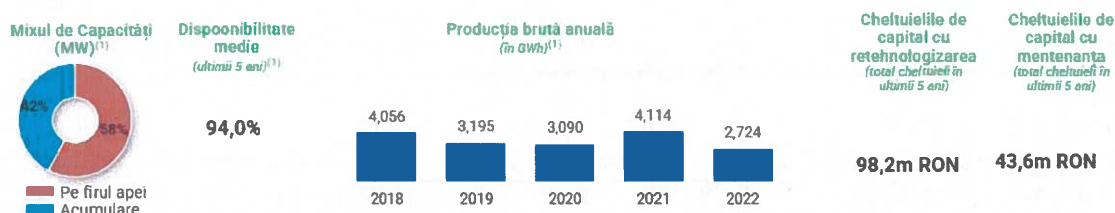
(1) Excluzând hidrocentralele mai mici de 10 MW și stațiile de pompare electrice

Râmnicu Vâlcea

Sucursala Râmnicu Vâlcea gestionează în prezent 24% (începând cu anul 2022) din capacitatea hidroenergetică a Societății prin intermediul a 23 de hidrocentrale, trei stații de pompaj hidroenergetic (șapte grupuri de pompaj) și o MHC (două hidroagregate) situate pe râurile Lotru și Olt. Prin cei 160 de kilometri de galerii de aducțiune și printr-un sistem complex de captări și derivații, AHE a râului Lotru concentrează debitele din bazinele limitrofe într-o singură acumulare, Vidra.

Figura 33 de mai jos evidențiază mixul de capacități, disponibilitatea medie, producția brută anuală, cheltuielile de capital cu re tehnologizarea din ultimii cinci ani și cheltuielile de capital⁴⁶ cu mentenanța din ultimii cinci ani:

Figura 33:



(1) Excluzând hidrocentralele mai mici de 10 MW și stațiile de pompare electrice

Curtea de Argeș

Sucursala Curtea de Argeș dispune de o putere instalată de 0,7 MW (inclusiv centrale cu putere <10MW) și asigură 11% din capacitatea hidroelectrică a Societății (începând cu anul 2022) utilizând potențialul hidroenergetic al râurilor Argeș, Dâmbovița, Târgului, Ialomița, Prahova, Buzău, Doftana, Teleajen, Bisca Chiojdului, Slănic, Putna, Zăbala și al Canalului Dunăre-Marea Neagră.

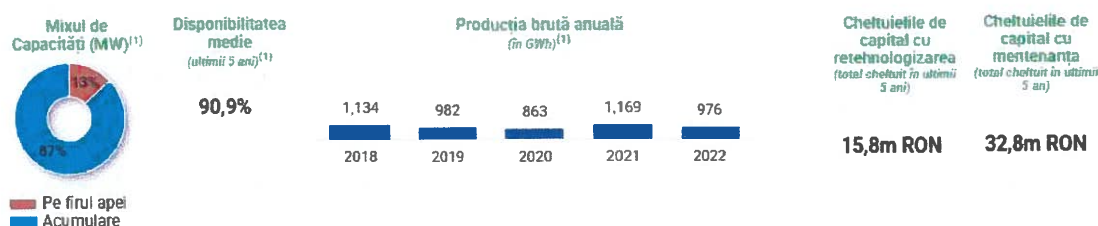
⁴⁵ Cheltuielile de capital în legătură cu înlocuirea/îmbunătățirea eficienței unităților de producție/extinderea ciclului de viață mediu al centralei

⁴⁶ Cheltuielile de capital în legătură cu cadrul de mentenanță al Societății care este conceput să crească sustenabil disponibilitatea centralei și să reducă pierderile de energie din portofoliu



Figura de mai jos evidențiază mixul de capacități, disponibilitatea medie, producția brută anuală, cheltuielile de capital cu re tehnologizarea din ultimii cinci ani și cheltuielile de capital cu mentenanța din ultimii cinci ani:

Figura 34:



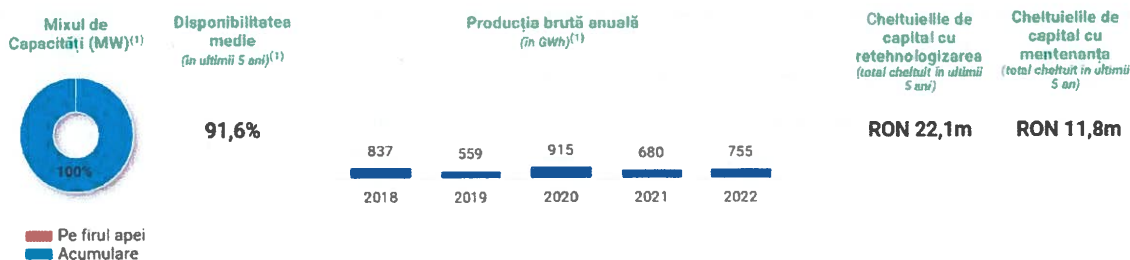
(1) Excluzând hidrocentralele mai mici de 10 MW și stațiile de pompare electrice

Hațeg

Sucursala Hațeg exploatează potențialul hidroenergetic al râurilor Râul Mare și Strei din județul Hunedoara, precum și al râurilor Timiș, Bistra, Cerna, Șucu și Sebeș din județul Caraș-Severin. Această sucursală are în componența sa 16 hidrocentrale, dintre care 11 pe Râul Mare, două pe râul Strei, una pe Râul Alb, una pe râul Cerna și una pe râul Sebeș. Sucursala dispune și de 10 MHC în județul Hunedoara și patru MHC în județul Caraș-Severin și o MHC în județul Timiș. Sucursala dispune de o putere instalată totală de 0,7 MW și o producție medie de energie pe ultimii cinci ani de 749,1 GWh.

Figura 35 de mai jos evidențiază mixul de capacități, disponibilitatea medie, producția brută anuală, cheltuielile de capital cu re tehnologizarea din ultimii cinci ani și cheltuielile de capital cu mentenanța din ultimii cinci ani:

Figura 35:



(1) Excluzând hidrocentralele mai mici de 10 MW și stațiile de pompare electrice

Bistrița

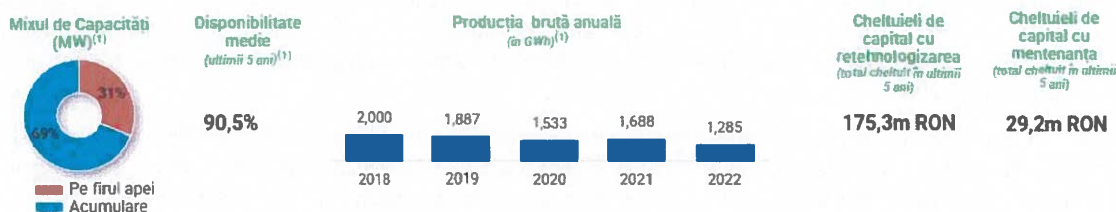
Sucursala Bistrița administrează centralele hidroelectrice din zona Moldovei și își desfășoară activitatea pe raza județelor Neamț, Bacău, Suceava, Botoșani, Iași și Vrancea și în principal pe râurile Bistrița, Siret, Uz și Prut. Aceasta însumează peste 10% din puterea instalată a Societății (începând cu anul 2022) prin 29 de CHE, MHC și centrale hidroenergetice de capacitate mică („CHEMP”) și 66 de grupuri energetice.

Cele mai importante elemente ale sucursalei Bistrița, care este considerat a fi și punctul de început al hidroenergeticii românești, este reprezentat de barajul Bicz – Izvoru Muntelui și de hidrocentrala Stejaru Dimitrie Leonida. Lucrările de construcție la acestea au fost finalizate în 1960, schimbând complet geografia zonei.

Figura 36 de mai jos evidențiază mixul de capacități, disponibilitatea medie, producția brută anuală, cheltuielile de capital cu re tehnologizarea din ultimii cinci ani și cheltuielile de capital cu mentenanța din ultimii cinci ani:



Figura 36:



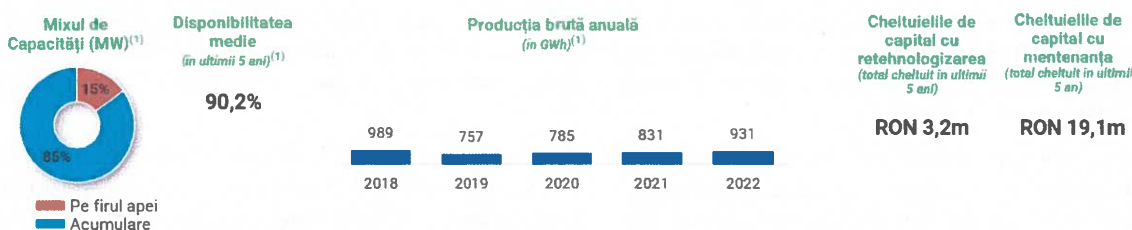
(1) Excluzând hidrocentralele mai mici de 10 MW și stațiile de pompare electrice

Cluj

Sucursala Cluj este axată pe valorificarea potențialului hidroenergetic al CHE-urilor pe firul apei și dispune în prezent de 15 CHE-uri, 9 CHEMA-uri și o stație de pompare în bazinele hidrografice situate în județele Cluj, Bihor, Bistrița-Năsăud și Maramureș, respectiv pe râurile Someșul Mic (situat în județul Cluj), Crișul Repede (situat în județele Bihor și Cluj) și Colibița (situat în județul Bistrița-Năsăud).

Figura 37 de mai jos evidențiază mixul de capacități, disponibilitatea medie, producția brută anuală, cheltuielile de capital cu re tehnologizarea din ultimii cinci ani și cheltuielile de capital cu mentenanța din ultimii cinci ani:

Figura 37:



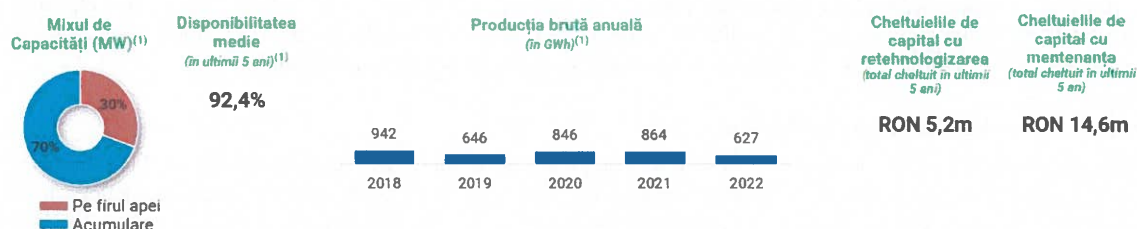
(1) Excluzând hidrocentralele mai mici de 10 MW și stațiile de pompare electrice

Sebeș

Sucursala Sebeș are în exploatare 11 CHE, 22 CHEMA și MHC și o stație de pompare. Sucursala continuă re tehnologizarea acestor hidrocentrale și dezvoltarea de proiecte noi, cum ar fi construcția de hidrocentrale pe râul Olt, la Făgăraș, Lotrioara, Căineni și Racovița.

Figura 38 de mai jos evidențiază mixul de capacități, disponibilitatea medie, producția brută anuală, cheltuielile de capital cu re tehnologizarea din ultimii cinci ani și cheltuielile de capital cu mentenanța din ultimii cinci ani:

Figura 38:



(1) Excluzând hidrocentralele mai mici de 10 MW și stațiile de pompare electrice

Derularea programelor de investiții istorice ale Societății

Cu doar câteva excepții (precum Bumbesti, care a fost aprobat în 2003), proiectele de investiții ale Grupului provin în principal dintr-o serie de unități de investiții istorice aprobate în perioada 1981-1989 prin decrete



ale Consiliului de Stat și erau inițial gândite ca unități cu funcții complexe, pentru care funcția energetică era doar una secundară. După căderea regimului comunist în România, unele dintre aceste proiecte au fost dezvoltate de ANAR și au beneficiat de finanțare publică, până când au fost transferate către Societate în perioada 2002-2006 prin Hotărârea de Guvern nr. 554/2002, Hotărârea de Guvern nr. 424/2003 și Hotărârea de Guvern nr. 866/2006.

După 25 de ani timp în care s-au investit importante resurse financiare în aceste unități fără a fi finalizate, Societatea a recunoscut că condițiile economice și energetice avute în vedere inițial la aprobarea proiectelor s-au schimbat substanțial, în special în ceea ce privește consumul prognozat de energie electrică și dispariția fondului centralizat de investiții al statului, ceea ce a determinat necesitatea ca Societatea să se autofinanțeze. În acest context, după efectuarea unei analize de depreciere privind amortizarea, adunarea generală a acționarilor Societății a decis ca mai multe proiecte de dezvoltare să fie abandonate, în timp ce pentru altele să se continue lucrările de construcție, printre care:

- Finalizarea în limita unei sume care nu trebuie să depășească valoarea estimată pentru abandonarea amenajărilor pentru CHE Pașcani și Cerna Belareca;
- Finalizarea pe o schemă de dezvoltare modificată a amenajărilor hidroenergetice pe râul Olt – zona Cornetu-Avrig, Căineni și Lotrioara, pe râul Strei – zona Subcetate- Simeria, în aval de Bretea, pe râul Bistrița – Borca – Poiana Teiului și Galu, pe râul Siret – zona Cosmești-Movileni și Cosmești și pe râul Dâmbovița – Clăbucet Nord Făgăraș; și
- Abandonarea tuturor lucrărilor executate la amenajarea hidroenergetică pe râul Olt în zona Făgăraș-Hoghiz și zona Runcu-Firiza.

Grupul continuă să întâmpine dificultăți în ceea ce privește punerea în aplicare a deciziilor de finalizare a lucrărilor de construcții (de exemplu, exproprieri și probleme de mediu) sau în ceea ce privește punerea în aplicare a deciziilor de abandon (fiind necesar un act simetric emis la nivel de stat). A se vedea și capitolul „Este posibil ca Grupul să nu poată să își pună în aplicare cu succes planul de dezvoltare” din secțiunea „Factori de risc”.

Printre planurile actuale ale Grupului se numără: (i) re tehnologizarea CHE Stejaru, finalizarea lucrărilor de modernizare a instalațiilor hidroelectrice aferente HA2 din CHE Slatina, Malaia HA1 și HA2 și a stațiilor electrice de 110 kV de la Cornetu, Gura-Lotrului, Daesti, Raureni, Govora, Drăgășani, Zăvideni, Ionești și Călimănești; (ii) re tehnologizarea CHE Vidraru, Mărișelu și Râul Mare Retezat; (iii) reluarea lucrărilor de re tehnologizare a Unității 1 de la Porțile de Fier II; (iv) modernizarea CHE Remeți – HA2, a stațiilor de pompare Lotru, Petrimanu, Jidoaia; (v) re tehnologizarea CHE Brădișor, Vaduri – HA2 și Săsciori – HA2, și modernizarea Arcești – HA2; (vi) lucrări de re tehnologizare și modernizare la CHE care au fost puse în funcțiune în perioada 1963-1981 și la CHE în cazul cărora lucrările de mentenanță normale nu mai pot contracara uzura fizică și normală, cum sunt CHE Pângărați, Piatra Neamț și CHE de pe canalul Bistrița, CHE Oești și Albești.

Societatea are un plan de afaceri care include: (i) cheltuieli de capital aprobate și angajate (adică proiecte pentru care au fost primite toate aprobările/autorizațiile necesare, au fost identificați și angajați contractanții, a fost asigurată finanțarea (în măsura în care este cazul) și au fost îndeplinite alte cerințe legate de proiect) și (ii) cheltuieli de capital planificate (adică proiecte identificate de re tehnologizare/modernizare, însă sub rezerva îndeplinirii unor criterii (de exemplu, aprobări/autorizații de mediu, finalizarea studiilor de fezabilitate, confirmarea strategiei de achiziție, finalizarea procedurilor litigioase etc.). Societatea analizează în permanență oportunitățile și își evaluează planul de investiții. Din punct de vedere istoric, Societatea s-a confruntat cu dificultăți legate de politicile guvernamentale, obstacolele juridice și întârzierea eliberării aprobărilor, care au împiedicat Societatea să își realizeze întregul potențial de cheltuieli.

Proiecte de re tehnologizare și modernizare

Strategia Grupului este să acorde prioritate re tehnologizării și modernizării CHE existente față de realizarea de CHE noi. Re tehnologizarea și modernizarea CHE existente reprezintă proiecte hidroenergetice de tip *brownfield*, deoarece vizează extinderea capacității proiectului sau modernizarea sau înlocuirea instalațiilor și echipamentelor perimate ale CHE-urilor existente, în timp ce realizarea de noi CHE, inclusiv a celor aflate deja în stadiile incipiente de dezvoltare, reprezintă proiecte hidroenergetice de tip *greenfield*. Costurile producției de energie electrică din proiecte hidroenergetice *brownfield* sunt mai mici decât costurile aferente amenajărilor hidroenergetice *greenfield*, deoarece, în general în cadrul unui proiect hidroenergetic *brownfield*, construcția a fost deja finalizată, necesitând doar îmbunătățiri. Prin urmare, Societatea se concentrează asupra modernizării sau re tehnologizării CHE-urilor sale existente, de la caz la caz.



Atât activitățile de re tehnologizare, cât și cele de modernizare vizează prelungirea duratei de funcționare operațională a unității respective, reducerea costurilor de exploatare a acestora și contribuția la atenuarea impactului asupra mediului prin utilizarea unor tehnologii mai noi. Prin procesul de modernizare, sunt înlocuite anumite elemente perimate ale echipamentelor, dar sunt menținuți parametrii acestora, în timp ce procesul de re tehnologizare are ca scop creșterea nivelului tehnologic al întregii unități hidroelectrice prin instalarea de elemente mai performante și reducerea la minimum a nivelului de deversări și a pierderilor de energie potențială. De exemplu, pierderea medie de energie a Grupului în ultimii cinci ani este de 683 GWh. Un program de re tehnologizare poate fi eșalonat în așa fel încât să asigure funcționarea continuă a cel puțin unuia dintre cele două agregate (fiecare reprezentând o turbină și un generator) care formează de obicei o CHE. Proiectele de re tehnologizare și modernizare pot fi realizate concomitent cu derularea activităților normale, ceea ce are drept rezultat un impact neglijabil asupra producției Societății.

Cheltuielilor de capital cu mentenanța sunt în principal destinate proiectelor hidroenergetice. Proiectele de re tehnologizare și modernizare aferente perioadei 2023-2027 fac parte din strategia pe termen lung a Grupului (2021-2030) și au o valoare estimată totală de aproximativ 1,8 miliarde RON⁴⁷, în conformitate cu planul de cheltuieli de capital al Grupului. Aceste proiecte ar putea acoperi o capacitate hidro instalată totală de aproximativ 1,1 GWh până în 2030E și o capacitate de până la 230 MW⁴⁸ se așteaptă să fie deblocată, precum și o prelungire medie a ciclului de viață de 30 de ani pentru fiecare hidrocentrală.

Scopul proiectelor de re tehnologizare și modernizare nu este numai unul de implementare de noi tehnologii pentru echipamente, ci și unul de actualizare a capacităților totale existente de producție. Atingerea obiectivelor specifice / actualizarea pentru fiecare proiect major de re tehnologizare și modernizare depinde de soluțiile concepute de contractanți viitori, fiind condiționate de parametrii actuali de construcție a unităților de centrale hidroelectrice / componente (elemente invariabile, asupra cărora nu se poate interveni în procesul de re tehnologizare / modernizare).

Printre activele supuse re tehnologizării cu cea mai ridicată rata de rentabilitate, care sunt parte din cheltuielile de capital aprobate și angajate, se numără:

- *Sucursala Bistrița*: re tehnologizarea centralei hidroelectrice Dimitrie Leonida – Stejaru (principalul grup hidroenergetic de pe râul Bistrița), care funcționează în prezent cu 164 MW dintr-o capacitatea instalată de 210 MWh (Unitatea Hidro 5 este scoasă din producție pentru re tehnologizare), pusă în funcțiune în perioada 1960 – 1962. Principalele obiective ale programului de re tehnologizare sunt crearea unui nou ciclu de exploatare de cel puțin 30 de ani, îmbunătățirea eficienței operaționale și reducerea necesarului de cheltuieli de capital cu mentenanța. După finalizarea proiectului de re tehnologizare, se poate fi preconizată o capacitate suplimentară potențială de 6 MW. Investiția totală (incluzând atât investițiile angajate și aprobate, cât și cheltuielile de capital aprobate) este estimată la aproximativ 375 milioane RON, în timp ce finalizarea este preconizată să aibă loc în 2029.

Re tehnologizarea a fost aprobată în 2010, iar, în 2015, Societatea a semnat cu Asocieria Romelectro S.A. – Litostroj Power d.o.o. contractul de lucrări de re tehnologizare. În timpul executării lucrărilor de re tehnologizare, Societatea a acumulat întârzieri majore față de termenele garantate, ceea ce a dus la inițierea unor proceduri de arbitraj de către Societate împotriva Romelectro S.A. în vederea recuperării integrale a sumelor aferente penalităților generate de eșecul în a obține Recepția Operațională a lucrărilor de re tehnologizare calculate în baza contractului. La data de 5 februarie 2022, Tribunalul București a decis deschiderea procedurii insolvenței față de Romelectro S.A., iar, în mai 2022, contractantul (liderul asocierii) a comunicat către Societate rezilierea contractului pentru re tehnologizarea CHE Stejaru. Din această cauză, Tribunalul București a comunicat de asemenea către Societate că procedura de arbitraj se va desfășura conform legislației în materia insolvenței. Societatea derulează în prezent procesul de selectare a unui nou contractant pentru finalizarea lucrărilor, luând în considerare și posibilitatea de a folosi Hidroserv în calitate de contractant. Contractul pentru executarea lucrării se preconizează a fi semnat în 2024.

- *Sucursala Curtea de Argeș*: re tehnologizarea centralei hidroelectrice Vidraru, care funcționează în prezent cu o putere instalată de 220 MW, a fost aprobată în 2014⁴⁹. Principalele obiective ale programului de re tehnologizare sunt crearea unui nou ciclu de exploatare de cel puțin 30 de ani, precum și îmbunătățirea eficienței operaționale. După finalizarea proiectului de re tehnologizare, se

⁴⁷ Totalul include cheltuielile de capital pentru renovare angajate/aprobate și planificate.

⁴⁸ Se referă la toate proiectele de re tehnologizare incluse în prezent în cadrul planului de afaceri. Cu toate acestea, unele proiecte vor fi doar finalizate după 2027E.

⁴⁹ Indicatorii proiectului au fost actualizați în 2020 și 2022.



preconizează că o potențială capacitate de 12 MW ar putea fi adăugată. Investiția totală (incluzând atât investițiile angajate și aprobate, cât și cheltuielile de capital aprobate) este estimată la aproximativ 721 milioane RON, în timp ce finalizarea este preconizată să aibă loc în 2030.

În prezent, indicatorii tehnico-economici au fost revizuiți. Contractul pentru executarea lucrării se preconizează a fi semnat în 2023.

- **Sucursala Cluj:** re tehnologizarea centralei hidroelectrice Mărișelu, pusă în funcțiune în 1977, funcționând în prezent cu o putere instalată de 220,5 MW. Principalele obiective ale programului de re tehnologizare sunt crearea unui nou ciclu de exploatare de cel puțin 30 de ani, precum și îmbunătățirea eficienței operaționale și reducerea necesarului de cheltuieli de capital cu mentenanța. Investiția totală în lucrările de re tehnologizare echipamente este estimată la aproximativ 697 milioane RON, în timp ce finalizarea este preconizată să aibă loc în 2034. Cu toate acestea, investiția ar putea să includă, sub rezerva aprobării AGA, și lucrări de re tehnologizare a construcțiilor, în plus față de lucrările de re tehnologizare a echipamentelor deja aprobate.

Procedurile pentru obținerea Avizului de Gospodărire a Apelor și Acordului de Mediu au început în 2019 și au fost finalizate în 2023. Proiectul se află în stadiul de executare a studiilor de fezabilitate. Contractul pentru executarea lucrării se preconizează a fi semnat în 2026.

- **Sucursala Hațeg:** re tehnologizarea CHE Râul Mare Retezat, funcționând în prezent cu o putere instalată de 210 MW (CHE are o putere instalată de 335 MW, dar este limitată din cauza deficiențelor de proiectare), a fost aprobată în 2020. Nevoia de re tehnologizare e datorată deficiențelor de producție, uzurii obișnuite a echipamentelor și a instalațiilor în ansamblul lor. Principalele obiective ale programului de re tehnologizare sunt crearea unui nou ciclu de exploatare de cel puțin 30 de ani, precum și îmbunătățirea eficienței operaționale și reducerea necesarului de cheltuieli de capital cu mentenanța. După ce proiectul de re tehnologizare este finalizat, se preconizează că o capacitate de 150 MW va fi deblocată, deoarece în acest moment sucursala funcționează cu capacitate restricționată. Investiția totală a lucrărilor de re tehnologizare este estimată la aproximativ 674 milioane RON, în timp ce finalizarea este preconizată a avea loc în 2031.

În prezent, indicatorii tehnico-economici sunt în proces de revizuire. Contractul pentru executarea lucrării se preconizează a fi semnat în 2024.

- **Sucursala Râmnicu Vâlcea:** re tehnologizarea CHE Brădișor, cu o putere instalată de 115 MW, constituită ca unitate dispecerizabilă în cadrul SEN și având un rol de apărare împotriva inundațiilor pe râul Lotru. Principalele obiective ale programului de re tehnologizare sunt crearea unui nou ciclu de exploatare de cel puțin 30 de ani, precum și de a îmbunătăți hidroagregatele și instalațiile electrice auxiliare și mecanice. După ce proiectul de re tehnologizare este finalizat, se preconizează că o potențială capacitate totală de 55 MW va fi deblocată, deoarece în acest moment sucursala funcționează cu capacitate restricționată. Investiția totală (incluzând atât investițiile angajate și aprobate, cât și cheltuielile de capital aprobate) este estimată la aproximativ 422 milioane RON, în timp ce finalizarea este preconizată a avea loc în 2029.

În prezent, procedura de licitație pentru proiect "la cheie" a fost anulată, în timp ce studiile de fezabilitate sunt în curs de revizuire. Contractul de execuție se preconizează că va fi semnat în 2025.

Proiecte hidroenergetice noi

Societatea intenționează să implementeze noi proiecte de dezvoltare a unor amenajări hidroenergetice cu o valoare estimată de 1,574 milioane RON până în 2025E și o putere instalată totală de 206 MW până în 2027E. Proiectele vizează creșterea capacității de producție prin finalizarea amenajărilor hidroenergetice aflate în construcție, creșterea potențialului hidroenergetic prin demararea de noi proiecte hidroenergetice și creșterea siguranței în exploatare. Amenajări hidroenergetice în construcție⁵⁰, care sunt parte din cheltuielile de capital aprobate și angajate, includ:

- Livezeni-Bumbești – o AHE pe firul apei aprobată în 2003⁵¹, cu o capacitate instalată de 65,14 MW. Se așteaptă ca AHE să aibă o producție medie anuală de aproximativ 259 GWh. Obiectivul este în prezent realizat în proporție de 87%, scopul fiind finalizarea construcției în 2026. Restul de executat (inclusiv cheltuielile de capital angajate și aprobate) este estimat la aproximativ 350 milioane RON.

⁵⁰ Obiectivele de investiții și detaliile prezentate pot suferi modificări ca urmare a actualizărilor avizelor și autorizațiilor în conformitate cu prevederile legale aplicabile în vigoare sau care urmează a fi emise (ex. flux ecologic, principii DNSH, autorizații de mediu) și/sau modificări ale sistemului de impozitare.

⁵¹ Indicatorii tehnico-economici au fost actualizați ca urmare a hotărârii AGEA nr. 15/2022.



- Cornetu-Avrig – o AHE pe firul apei aprobată în 1989⁵², care vizează o capacitate instalată de 130.50 MW. Se așteaptă ca AHE să aibă o producție medie anuală de 362 GW. Stadiul actual de realizare este de 67,30% cu scopul de finalizare a construcției în 2026. Restul de executat (inclusiv cheltuielile de capital angajate și aprobate, precum și cheltuielile de capital aprobate) este estimat la aproximativ 923 milioane RON.
- Răstolița – etapa I a proiectului a fost aprobată în 1989⁵³ și vizează o capacitate instalată de 35,3 MW. Se așteaptă ca AHE să aibă o producție medie anuală de 46,3 GWh. Stadiul actual de realizare este de 64% cu scopul de a finaliza construcția până în 2025. Etapa a II-a se află în prezent în afara cheltuielilor de capital angajate și aprobate, face obiectul unei aprobări pentru un grant în cadrul PNRR, și vizează construirea unui baraj pentru amenajare hidroenergetică până în anul 2029 Stadiul actual de realizare este de 5%.
- Surduc-Siriu – punerea în funcțiune a fost aprobată în 1981⁵⁴ și vizează un grup de 55 MW în centrala hidroelectrică Nehoiașu cu o producție estimată anuală de peste 152 GWh. Stadiul actual de realizare este de 82%, cu scopul de a finaliza construcția în 2026. Restul de executat (inclusiv cheltuielile de capital angajate și aprobate) este estimat la 438 milioane RON.
- Cerna Belareca – proiectul a fost aprobat în 1979⁵⁵ și vizează o capacitate instalată de 14,7 MWh. Se preconizează că AHE va avea o producție medie anuală de 40,2 GWh. Stadiul actual de realizare este de 82% construcția urmând să fie finalizată în 2026. Restul de executat (inclusiv cheltuielile de capital angajate și aprobate) este estimat la 329 milioane RON.

Acestea sunt proiecte preconizate, care depind de acordarea avizelor și autorizațiilor necesare (precum cele referitoare la debitul ecologic, acordurile de mediu). Totodată, rentabilitatea unor astfel de proiecte este în mod inerent sensibilă la modificările prețurilor energiei și la prognoze, precum și la costurile de construire.

Începând cu anul 2007, proiectele din cadrul unui sit Natura 2000 (parte a unei rețele de arii naturale protejate desemnate de UE) necesită un studiu de evaluare adecvată⁵⁶, luând în considerare obiectivele lor de conservare, care, în cazul proiectelor supuse evaluării privind impactul asupra mediului, reprezintă parte integrantă din acestea, toată această procedură complexă finalizându-se cu emiterea unui acord de mediu sau cu o hotărâre de respingere a proiectului, după caz. Acordul de mediu se emite doar dacă proiectul nu afectează în mod negativ integritatea respectivului sit Natura 2000. Ca o excepție de la regula menționată anterior, dacă studiul de evaluare adecvată relevă efecte negative semnificative ale proiectului asupra sitului Natura 2000, atunci acordul de mediu se poate totuși emite, dacă sunt îndeplinite următoarele condiții: 1. lipsa unor soluții alternative; 2. proiect de interes public major (social, economic etc.); 3. măsurilor compensatorii necesare pentru a proteja coerența globală a rețelei Natura 2000.

În cazul în care situl Natura 2000 relevantă găzduiește un anume tip de habitat natural prioritar și/sau o specie prioritară, singurele motive care pot fi invocate în vederea emiterii acordului de mediu sunt cele care privesc: 1. sănătatea sau siguranța publică; 2. anumite consecințe benefice de importanță majoră pentru mediu; 3. alte motive cu caracter imperativ de interes public major cu privire la care s-a obținut punctul de vedere al Comisiei Europene. În 2022, Guvernul României a emis Ordonanța de Urgență nr. 175/2022 pentru stabilirea unor măsuri privind obiectivele de investiții pentru realizarea de amenajări hidroenergetice în curs de execuție, precum și a altor proiecte de interes public major care utilizează energie regenerabilă („OUG 175/2022”). OUG 175/2022 prevede o listă de proiecte energetice care trebuie considerate de interes public major, având în vedere criza energetică actuală și termenul scurt (până în 2026) disponibil pentru a accesa fondurile europene REPower EU pentru proiecte energetice (pentru mai multe detalii despre OUG 175/2022, a se vedea secțiunea „Aspecte referitoare la reglementări — Reglementări de mediu — Evaluarea impactului anumitor proiecte publice și private asupra mediului”).

Mentenanța ca parte a cheltuielilor de exploatare

Activitățile de mentenanță din cadrul Societății au scopul de a conserva performanțele solide și de a asigura exploatarea activelor existente prin: (i) menținerea în condiții de siguranță în exploatare a instalațiilor hidroenergetice; (ii) repunerea în funcțiune a instalațiilor avariate sau cu disfuncționalități; (iii) creșterea performanțelor tehnice ale echipamentelor; (iv) asigurarea condițiilor de sănătate și securitate în muncă pentru personalul de exploatare; (v) atenuarea factorilor de risc pentru mediu și societatea civilă; și

⁵² Indicatorii tehnico-economici au fost actualizați ca urmare a hotărârii AGEA nr. 15/2022.

⁵³ Indicatorii tehnico-economici au fost actualizați ca urmare a hotărârii AGEA nr. 12/2019.

⁵⁴ Indicatorii tehnico-economici au fost actualizați ca urmare a hotărârii AGEA nr. 18/2016.

⁵⁵ Indicatorii tehnico-economici au fost actualizați ca urmare a hotărârii AGEA nr. 15/2022.

⁵⁶ Un studiu de evaluare corespunzător privind potențialele efecte ale proiectului asupra zonelor naturale de interes comunitar ce sunt protejate (spre exemplu: situl Natura 2000)



(vi) asigurarea respectării cerințelor legale. Intervențiile de mentenanță planificate sunt decise pe baza stării tehnice a echipamentelor și a instrucțiunilor de mentenanță prevăzute în cartea tehnică a acestora. Cheltuielile cu mentenanța și alte cheltuieli de capital obișnuite se planifică să fie în jur de 115 milioane RON pe an.

Cea mai mare parte a lucrărilor de mentenanță ale Societății sunt efectuate de Hidroserv. Pe baza dispozițiilor legale exprese din legislația achizițiilor sectoriale în vigoare în România, Societatea poate atribui direct contracte către Hidroserv pentru prestarea de servicii și lucrări, întrucât Hidroserv este o filială a Societății. În consecință, Societatea și Hidroserv au încheiat, la data de 2 decembrie 2019, acordul cadru nr. 2028, acoperind condițiile privind lucrările de mentenanță și prestarea de servicii pentru echipamentele și instalațiile din componența amenajărilor hidroenergetice și a amenajărilor de navigație pentru o valoare estimată de 782,5 milioane RON. Acordul cadru a intrat în vigoare la 1 ianuarie 2020 și expiră la 31 decembrie 2023, dar contractul subsecvent de execuție pentru lucrările care sunt încă în curs de desfășurare va înceta odată ce lucrările sunt finalizate. Acordul cadru a fost modificat de șapte ori, ultima dată la 21 decembrie 2022, în scopul actualizării listei de servicii și lucrări de mentenanță care fac obiectul acordului cadru și al actualizării valorii acestuia. Acordul se referă la servicii de întreținere preventivă și corectivă în regim de asistență 24/7, cerința minimă de forță de muncă asigurând rapiditate și flexibilitate în dispecerizare, având în vedere normele aplicate personalului în ture. Hidroserv este obligată să răspundă în termen de două ore la solicitări, deși acest termen poate varia în funcție de locație și de distanța pe care trebuie să o parcurgă forța de muncă. Pentru a identifica necesitățile de mentenanță, activitatea portofoliului este monitorizată 24/7 prin intermediul portalului SCADA. Lucrările sunt efectuate pe bază statistică în timpul perioadelor optime de oprire (în general în timpul verii). Taxele de mentenanță sunt plafonate la +5%. Cadrul anual de mentenanță este guvernat de regulile NH 01/2021 (programul normativ al activității de mentenanță al Hidroelectrica).

Societatea poate recurge la achiziții pentru lucrări de mentenanță de la terți când (i) un preț mai competitiv poate fi negociat și agreat cu un furnizor terț și (ii) Societatea ajunge la concluzia că utilizarea producției interne la o dată ulterioară într-un moment mai oportun este mai avantajoasă comparativ cu utilizarea producției interne în prezent pentru a satisface cererea de furnizare pe termen scurt.

Tabelul de mai jos prezintă stadiul fizic al lucrărilor de întreținere ale echipamentelor realizate la data de 31 decembrie 2022 pentru fiecare sucursală hidro:

Sucursala	Valoarea lucrărilor estimate conform Planului Anual de Mentenanță (PAM) 2022 (RON)		Valoarea lucrărilor contractate (RON)		Valoarea lucrărilor executate la 31.12.2022 (RON)	
	TOTAL	HIDROSERV	TOTAL	HIDROSERV	TOTAL	HIDROSERV
PORȚILE DE FIER	45.951.097	37.268.093	46.022.425	37.258.809	43.161.198	35.626.271
HAȚEG	18.054.702	16.765.540	17.429.306	16.754.498	15.820.206	15.210.715
BISTRIȚA	26.843.501	23.470.155	26.525.427	23.466.955	25.901.736	22.335.369
CURTEA DE ARGEȘ	33.646.136	32.241.011	33.238.522	32.233.985	28.998.086	28.175.699
RÂMNICU VÂLCEA.....	47.875.038	40.399.595	47.142.891	40.358.091	42.639.973	37.699.978
CLUJ	24.975.125	24.012.751	24.335.701	23.985.818	21.274.027	21.178.936
SEBEȘ.....	24.040.459	21.313.804	23.155.200	21.292.057	20.148.210	18.379.481
TOTAL	221.392.459	195.470.949	217.854.576	19.350.213	197.948.539	178.606.448



Tabelul de mai jos prezintă stadiul fizic și valoarea lucrărilor de construcții și mentenanță realizate la data de 31 decembrie 2022 pentru fiecare sucursală:

Sucursala	Valoarea lucrărilor estimate conform Planului Anual de Mentenanță (PAM) 2022 (RON)	Valoare lucrări contractate (RON)	Procent contractat	Valoare lucrări realizate la 31.12.2022 (RON)	Procent executat/ Contractat	Procent executat/ estimat
	PORȚILE DE FIER	12.249.040,19	8.132.518,75	66,39%	5.240.364,99	64,44%
HAȚEG	2.999.342,00	2.597.607,03	86,61%	2.196.082,02	84,54%	73,22%
BISTRIȚA	9.365.188,87	5.581.433,28	59,60%	2.286.856,92	40,97%	24,42%
CURTEA DE ARGEȘ	7.783.469,35	7.539.129,66	96,86%	7.215.950,62	95,71%	92,71%
RÂMNICU VÂLCEA	6.920.071,83	5.321.051,48	76,89%	4.952.479,97	93,07%	71,57%
CLUJ	2.494.917,00	1.403.565,47	56,26%	1.227.971,87	87,49%	49,22%
SEBEȘ	5.535.259,72	4.179.545,99	75,51%	2.986.538,01	71,46%	53,95%
TOTAL	47.347.288,96	34.754.851,66	73,40%	26.106.244,40	75,12%	55,14%

Pierderi de energie

Exploatarea amenajărilor hidroenergetice ale Grupului poate fi, de asemenea, supusă unor pierderi periodice de energie. Principalele pierderi de energie sunt cauzate de cantitatea de energie corespunzătoare volumului de apă deversată. În anul 2022, pierderea de energie a fost de 262 GWh, în timp ce media ultimilor cinci ani a fost de 683 GWh. Relativ constante sunt pierderile cauzate de asigurarea debitului de servitute și a altor utilități, cu o valoare medie de 163 GWh pe an. Trebuie remarcat faptul că pierderile de energie vor crește odată cu introducerea obligației de asigurare a debitului ecologic ca urmare a reglementărilor de mediu. Structura deversărilor din ultimii șase ani este prezentată în tabelul de mai jos (in GWh):

Energie pierdută prin deversare GWh	Debit de servitute și alte utilități	Debit afluent mai mare decât debitul instalat	Reduceri de putere permanente	Retrageri din exploatare pentru reparații planificate	Retrageri din exploatare pentru reparații accidentale	Reduceri și limitări ale coloanei de apă	Alte cauze	Total
2022	165,2	17	0,3	21,5	47,5	8,1	1,9	261,5
2021	156	156	19	92	76	82	6	587
2020	165	132	4	80	60	41	2	484
2019	170	207	22	68	108	94	2	671
2018	150	678	36	170	102	254	21	1411
2017	172	11	7	12	18	9	1	230

Securitatea și sănătatea angajaților sunt prioritare în obiectivele Societății. Aceasta are în vigoare standarde extinse în materie de sănătate, siguranță și securitate (monitorizate și optimizate în permanentă), formare în domeniul securității și sănătății în muncă oferite angajaților și audituri sau inspecții periodice în centrale și acreditarea ISO 45001 pentru Sistemul de management în domeniul securității și sănătății ocupaționale. În ceea ce privește indicatorii cheie de performanță, Societatea are minimum 8 ore țintă de formare în materie de securitate și sănătate în muncă pe an pentru fiecare angajat, 14 locuri de muncă dedicate profesioniștilor din domeniul securității și sănătății începând cu 2023 și un scor de 8,8/10 pentru bunăstarea angajaților. Compania a înregistrat în 2022 două evenimente de muncă care au dus la absențe (absențele cumulate în urma incidentelor au fost de 198 de zile), zero evenimente de muncă cu consecințe ridicate sau decese⁵⁷, mai puțin de 0,3% din rata de frecvență a accidentelor cu timp pierdut (LTIF) în 2022 și aproximativ 92% din planul de mentenanță preventivă finalizat în 2022.

Activele de producție eoliană ale Grupului

Crucea Wind Farm are în componență 36 de turbine eoliene Vestas V112 3MW, doi stâlpi de măsură ai parametrilor meteo, două stații de transformare necesare transportului energiei electrice de la turbinele eoliene până la punctul de conectare în sistemul energetic național și cabluri electrice subterane.

⁵⁷ Doar în legătură cu Compania



Crucea Wind Farm are o disponibilitate medie în ultimii cinci ani de 98,6%, un factor de capacitate net mediu pentru ultimii cinci ani de 30,8%, o producție netă medie în ultimii cinci ani de 291,6 GWh, o medie de aproximativ 35 de ore pe an de întreruperi planificate și aproximativ 27 milioane RON costuri medii anuale de exploatare și întreținere cheltuite în ultimii cinci ani.

Tablelul următor prezintă producția istorică Crucea Wind Farm pentru anii 2020 – 2022:

	Unitate de măsură	2020	2021	2022
Producție.....	GWh	302,45	288,32	298,87
Disponibilitate.....	%	98,72	98,7	98,1

Comercializarea de energie

Energia electrică produsă de Grup este vândută în principal furnizorilor de energie electrică și entităților de comercializare a energiei electrice pe piețele de tranzacționare angro a energiei. La optimizarea vânzărilor din portofoliul de producție, Grupul acordă atenție, de asemenea, corelării caracteristicilor activelor hidroenergetice cu tipurile de produse vândute și anume energia vândută cu livrare în bandă și vârf.

Strategia Societății este de a adopta o poziție neutră din punct de vedere al riscului față de fluctuațiile de preț. Prin urmare, mărimea ordinelor de vânzare este calculată astfel încât să surprindă cât mai aproape posibil prețul mediu al pieței pe parcursul anului. În același timp, volumele totale vândute anual sunt stabilite cu prudență, în corelație cu producția medie istorică și prognozată, pentru a evita o poziție de contractare excesivă.

Societatea încheie contracte de vânzare-cumpărare de energie electrică (i) pe piețele centralizate administrate de OPCOM, inclusiv tranzacții SPOT pe PZU și piața intrazilnică, contracte reglementate cu livrare la termen-MACEE, contracte bilaterale încheiate pe piața centralizată cu negociere dublă continuă („PC-OTC”) și pe piața centralizată a contractelor bilaterale de energie electrică – mecanism flexibil de licitație extinsă (“PCCB-LE Flex”) și mecanism de negociere continuă (“PCCB-NC”), decontate prin intermediul piețelor centralizate administrate de OPCOM, (ii) contracte bilaterale nereglementate cu livrare la termen (negociate direct); (iii) tranzacții pe piața de echilibrare, solicitate de Transelectrica în vederea asigurării stabilității SEN.

Conform legii, în perioada 2023 până la 31 martie 2025, un minim de 80% din cantitățile disponibile prognozate de energie validate și comunicate către ANRE vor fi vândute către OPCOM prin MACEE la un preț fix de 450 RON/MWh (a se vedea factorul de risc „Modificarea reglementărilor sau politicilor guvernamentale, în special ca urmare a unui nivel crescut de intervenție a Guvernului pe piața energiei electrice, ar putea să aibă efecte semnificative și negative asupra activității Grupului”) și secțiunea “Aspecte referitoare la reglementări — Aspecte privind energia — Piața energiei din România — Impactul adoptării actelor legislative privind măsurile aplicabile clienților finali din sectorul energiei electrice și al gazelor naturale asupra producției de energie electrică — OUG 153/2022 care introduce mecanismul de achiziție centralizată de energie electrică (MACEE)”.

Grupul tranzacționează energia electrică pe platformele administrate de OPCOM pe baza strategiei de tranzacționare a Grupului, care are în vedere evoluția prețurilor din piață, momentul ofertării, gradul de umplere util a lacurilor și debitul Dunării/al râurilor interioare și analiza strategiei de contractare a principalilor concurenți. Toate acestea sunt reflectate în volumele prudente vândute prin intermediul contractelor la termen, respectiv 62% din producția totală de energie electrică în 2020, 72% în 2021 și 61% în 2022. Această diminuare a volumului de energie vândută prin intermediul contractelor la termen este cauzată de condițiile hidrologice, care au condus la o producție mai mică în 2022 (în comparație cu 16,9 TWh în 2021 și 13,6 TWh în 2022). Cantitatea totală de energie tranzacționată în 2022 pe PCCB-LE Flex și PCCB-NC a fost de 362.520 MWh, reprezentând livrări în anii 2022 și 2024, necesare pentru Grup pentru a realiza nivelul de contractare aprobat prin strategia de vânzări. Valoarea totală a tranzacțiilor a fost de 235,9 milioane RON. Pentru detalii, a se vedea capitolul „Producția de energie electrică de către Grup și cererea pentru aceasta sunt dependente de condiții climatice care ar putea să fie independente de voința Grupului” din secțiunea “Factori de risc”.

Societatea are o prezență constantă pe piața OTC, cu o cantitate totală vândută în 2022 de 715.752 MWh, reprezentând livrări în anii 2022, 2023 și 2024, și o valoare totală a tranzacțiilor de 671,8 milioane RON.



Strategia de acoperire a riscului

Strategia Societății de acoperire a riscului oferă linii directoare bazate atât pe cerințele impuse prin reglementările naționale și europene în vigoare, cât și pe necesitatea de a asigura stabilitate pe piața energiei din România. Strategia vizează asigurarea predictibilității veniturilor Societății pe termen mediu și lung și reducerea riscului de piață cauzat de volatilitatea prețului energiei electrice în perioadele de criză, având în vedere următoarele linii directoare:

- asigurarea energiei necesare pentru portofoliul de furnizare prin transfer intern din portofoliul de producție;
- asigurarea stabilității sistemului energetic național, având în vedere rolul Societății ca principal furnizor de servicii de sistem;
- respectarea reglementărilor cuprinse în Legea Energiei și în Ordonanța de Urgență a Guvernului nr. 27/2022 privind măsurile aplicabile clienților finali din piața de energie electrică și gaze naturale în perioada 1 aprilie 2022 – 31 martie 2023 („OUG 27/2022”), în special în ceea ce privește obligația producătorilor de a vinde energia disponibilă preponderent (minimum 80% din cantitatea de energie electrică disponibilă) prin intermediul MACEE (pentru mai multe detalii, a se vedea factorul de risc „Modificarea reglementărilor sau politicilor guvernamentale, în special ca urmare a unui nivel crescut de intervenție a Guvernului pe piața energiei electrice, ar putea să aibă efecte semnificative și negative asupra activității Grupului” și secțiunea “Aspecte referitoare la reglementări — Aspecte privind energia – Piața energiei din România – Impactul adoptării actelor legislative privind măsurile aplicabile clienților finali din sectorul energiei electrice și al gazelor naturale asupra producției de energie electrică — OUG 153/2022 care introduce mecanismul de achiziție centralizată de energie electrică (MACEE)”); și
- diferența de energie (rămasă după asigurarea celor trei priorități anterioare) estimată a fi disponibilă la vânzare poate fi oferită pe alte piețe.

Societatea a elaborat în ultimii 10 ani o strategie de acoperire a riscului care s-a modificat în ultima perioadă datorită schimbărilor cadrului de reglementare și ale strategiei sale de furnizare. Din punct de vedere istoric, politica privind acoperirea riscului implica vânzarea majorității energiei electrice în avans pe piața contractelor la termen și pe piețele OPCOM, astfel încât să se diminueze riscurile pe termen scurt asociate cu vânzările și prețul. Societatea preconizează că va continua să își adapteze strategia de acoperire a riscului în concordanță cu evoluțiile pieței. În general, strategia de acoperire a riscului este reflectată în volumele prudente vândute prin intermediul contractelor încheiate la termen și este determinată de prețurile anticipate, astfel cum este subliniat în cele două figuri de mai jos.

Figura 39.1 (contracte la termen ca procent din totalul vânzărilor)

Acoperirea riscului este reflectată în volumele prudente vândute prin intermediul contractelor la termen...

Vânzările de energie electrică (TWh)

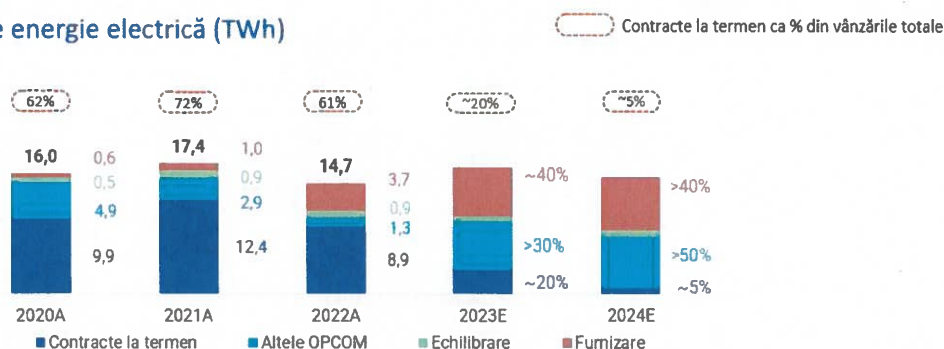
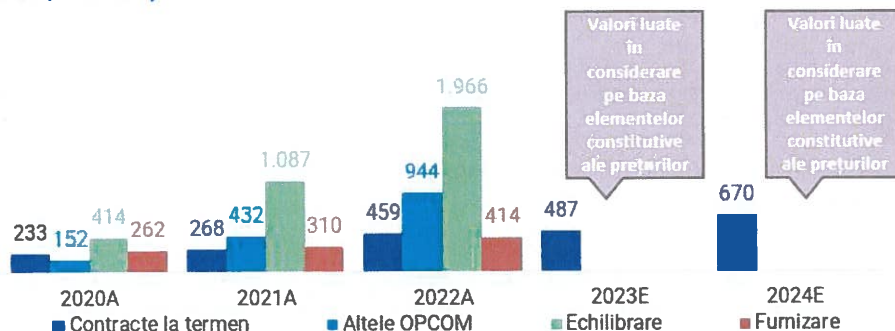


Figura 39.2 (prețuri medii anterioare pentru contractele la termen încheiate)

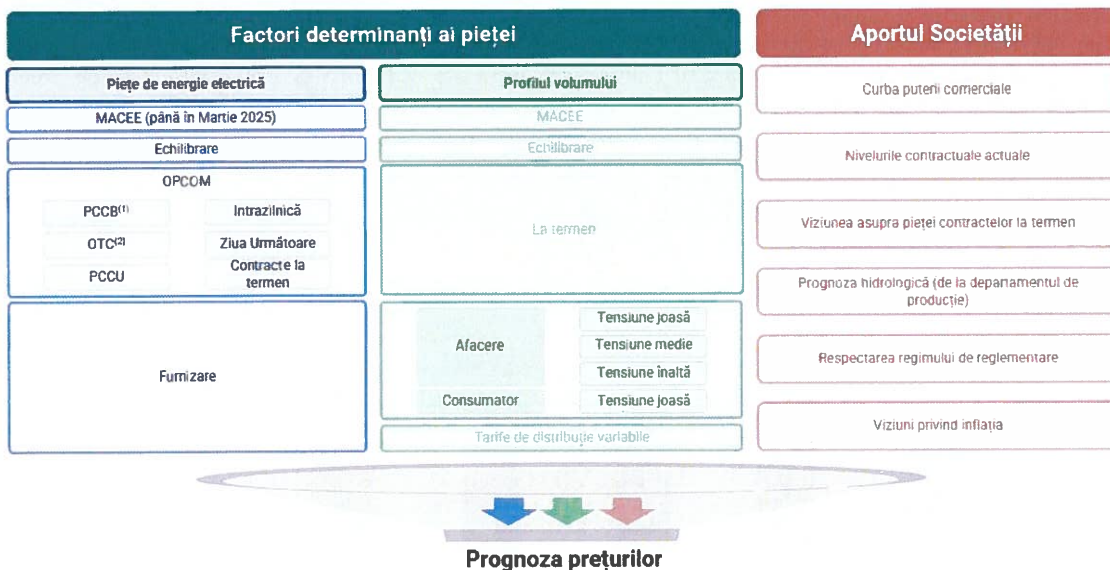
...și este determinată de prețurile anticipative
(RON / MWh)



În viitor, Societatea intenționează să vândă un volum mai mare din propria energie electrică prin intermediul segmentului de furnizare, ceea ce funcționează ca o acoperire a riscului naturală, având în vedere că în contractele cu consumatorii finali ai Societății sunt prevăzute prețuri fixe. Profilul viitor al riscului asociat cu piețele și prețurile, pe lângă nivelurile precontractate și cele preconizate pentru furnizare, depinde în mare măsură de condițiile hidrologice, care vor influența procesul decizional al Societății în legătură cu alocarea vânzărilor de energie electrică pe piețe.

Societatea menține o politică flexibilă de acoperire a riscului. Lacurile mari de acumulare și gestionarea acestora asigură o acoperire a riscului naturală, care oferă Societății un anumit grad de flexibilitate în a alege când să cumpere de pe piața angro, dacă este necesar. Energia electrică achiziționată este în mod efectiv transferată deoarece tariful net (tariful realizat – energia electrică achiziționată) este luat în considerare în contextul plafoanelor de preț reglementate.

Figura 40:



(1) Contracte bilaterale competitive de cumpărare a energiei electrice
(2) Piețe centralizate



În intervalul 1 ianuarie 2023 – 31 martie 2025, energia disponibilă vândută prin MACEE va fi direct influențată de creșterea segmentului de furnizare al Societății, care a avut o tendință crescătoare reflectată în evoluția cotei de piață în ultimii trei ani.

CertIFICATE VERZI

Grupul este un producător de energie electrică din surse regenerabile, definită ca fiind producția hidroenergetică în cadrul unor MHC modernizate cu o capacitate instalată de cel mult 10 MW și o durată de exploatare de cel puțin 15 ani de la data punerii în funcțiune și producție de energie eoliană. Astfel, Grupul beneficiază de un interval cuprins între 2,86 și 3 certificate verzi pentru fiecare MWh produs în unele capacități hidroelectrice în funcție de centrala electrică. Pentru detalii privind schema de sprijin prin certificate verzi, vezi capitolul „Schema de sprijin prin certificate verzi” din secțiunea „Aspecte referitoare la reglementări — Piața de energie din România — Licențe obținute de Societate pentru participarea la piața de energie electrică Română — Producerea de energie — Schema de sprijin prin certificate verzi”.

Prin comparație, în 2020, numărul de certificate verzi de care a beneficiat Societatea a fost de 103.796, în timp ce, în 2021, Societatea a primit un număr de 77.315 certificate verzi pentru energia produsă și livrată de centralele acreditate și au fost restituite (din cele amânate începând cu anul 2013) 19.728 de certificate verzi, astfel beneficiind pentru tranzacționare de 97.043 de certificate verzi. În 2022, Societatea a primit 66.591 de certificate verzi pentru energia produsă și livrată și au fost restituite 19.728 de certificate verzi, astfel beneficiind de un număr de 86.319 de certificate verzi.

Crucea Wind Farm, în calitate de producător de energie eoliană, a primit în 2021 un total de 216.242 de certificate verzi cu o valabilitate până în martie 2032, în comparație cu 226.837 de certificate verzi în 2020, reprezentând o scădere de aproximativ 4,67%. Cu un stoc de 446.070 de certificate verzi, Crucea a și vândut, în anul 2021, 208.536 de certificate verzi la un preț de RON 142,21. În 2022, Crucea a primit un total de 224.156 de certificate verzi, reprezentând o creștere de aproximativ 3,65% față de 2021. Cu un stoc de 453.776 de certificate verzi la 31 decembrie 2021, Crucea a vândut, în anul 2022, 188.435 de certificate verzi la un preț de 144,66 RON. Schema de sprijin prin certificate verzi pentru Crucea Wind Farm expiră în 2029.

Numărul total de certificate verzi în stocul Societății din activitățile hidro și eoliene la 31 decembrie 2022 era de aproximativ 489.000 certificate verzi.

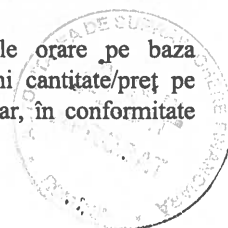
SERVICII DE SISTEM

Societatea este cel mai mare furnizor de servicii de sistem din România și unul dintre principalii factori care contribuie la asigurarea stabilității de funcționare a SEN. Societatea furnizează servicii de sistem (cunoscute și sub denumirea de „servicii tehnologice de sistem”) pentru a permite Transelectrica (OTS, care este operatorul sistemului energetic național din România) să gestioneze SEN. Astfel, Transelectrica achiziționează servicii tehnologice de sistem de la Societate, în baza unei proceduri reglementate de ANRE, pe bază de contract, pentru a menține nivelul de siguranță în funcționare a sistemului energetic și calitatea energiei transportate la parametri ceruți de reglementările în vigoare.

Principalele componente ale serviciilor de sistem sunt:

1. Rezerva de reglaj primar de frecvență (care este reglajul automat descentralizat cu caracteristică statică, repartizat pe un număr mare de grupuri generatoare care asigura corecția rapidă (în cel mult 30 de secunde) a diferențelor între producție și consum la o frecvență apropiată de valoarea de consemn);
2. Rezerva de reglaj secundar de frecvență-putere (care este reglajul automat centralizat al frecvenței (puterii de schimb cu corecția de frecvență) pentru aducerea frecvenței/puterii de schimb la valorile de consemn în cel mult 15 minute; și
3. Rezerva de putere corespunzătoare reglajului terțiar, care include:
 - rezerva terțiară rapidă (rezerva de putere furnizată de grupuri generatoare care sunt calificate pentru a realiza sincronizarea și încărcarea sarcinii în maximum 30 de minute); și
 - rezerva terțiară lentă (rezerva de putere furnizată de grupuri generatoare care au timp de pornire și preluare a sarcinii mai mic de șapte ore).

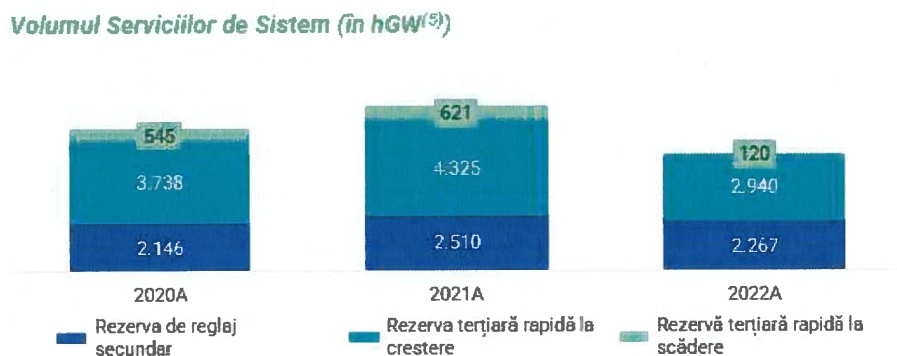
Serviciile de sistem sunt scoase la licitație în mod competitiv zilnic pentru intervale orare pe baza solicitărilor obligatorii ale OTS, în timp ce fiecare furnizor licitează maximum 10 perechi cantitate/preț pe licitație. Societatea este plătită pentru garantarea energiei către SEN atunci când este necesar, în conformitate



cu un contract garantat semnat între Societate și SEN iar un venit suplimentar este obținut în cazul în care Societății i se solicită efectiv să furnizeze servicii de sistem către SEN. Există trei servicii diferite furnizate către SEN (respectiv rezerva de reglaj secundar, rezerva terțiară rapidă la creștere și rezerva terțiară rapidă la scădere), clasificate în funcție de cerința de timp de răspuns a SEN.

Figura de mai jos ilustrează principalii indici cheie de performanță pentru serviciile de sistem în perioada 2020-2022:

Figura 41



(5) hGW definit ca unitatea în care serviciile de sistem sunt măsurate

Societatea este cel mai mare furnizor de servicii de sistem din România, în principal datorită capacității și capabilităților sale mari, a flexibilității ridicate de dispecerizare a portofoliului său, precum și datorită costului marginal scăzut de producție pentru furnizarea de servicii. Furnizând aceste servicii prin intermediul a câtorva dintre CHE (inclusiv Lotru, Porțile de Fier I, Vidraru, Gâlceag, Șugag, Ruieni și Marișelu), Societatea este esențială pentru SEN, furnizând⁵⁸ 67% din rezerva de reglaj secundar, 66% din rezerva terțiară rapidă la creștere, 11% din rezerva terțiară rapidă la scădere și 100% din energia reactivă furnizată sau absorbită din rețea în SEN (energia livrată sau absorbită de la sistemul național de rețea din România pentru a menține frecvența sistemului la un nivel specificat).

Piața de echilibrare

Piața de echilibrare este piața centralizată organizată și administrată de OTS pentru a colecta ofertele de furnizare a energiei de echilibrare depuse de participanții la piața de echilibrare și pentru a utiliza aceste oferte pentru a asigura echilibrul producție-consum în sistemul energetic național și pentru a rezolva restricțiile din rețea. Începând cu 1 februarie 2021, tranzacțiile se efectuează la intervale de decontare de 15 minute (față de regimul anterior de o oră).

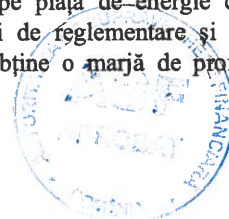
Scopul pieței de echilibrare este de a echilibra producția de energie electrică în raport cu consumul de energie electrică. Piața de echilibrare asigură acoperirea diferențelor dintre producția notificată și consumul prognozat, iar participanții își asumă răspunderea financiară pentru dezechilibrele înregistrate.

Pe piața de echilibrare, Transelectrica cumpără energie pentru a compensa abaterile de la valorile planificate de producție și consum de energie electrică. Producătorii dispecerizabili licitează pe această piață cantitate de energie electrică disponibilă care depășește cantitatea notificată, precum și cantitatea de energie electrică notificată. Această piață este administrată de Transelectrica, prin intermediul Unității Operaționale - Dispecerul Energetic Național. Din cauza posibilelor variații între consumul și producția de energie electrică prognozate și cele reale și ținând cont de specificul pieței de energie electrică (în special imposibilitatea de a stoca energie electrică și necesitatea ca energia electrică livrată consumatorilor să respecte anumiți parametri de calitate), este necesară o ajustare fină a valorilor de producție și consum, care se realizează prin intermediul pieței de echilibrare.

Furnizarea de energie electrică

Societatea intenționează să își crească baza de consumatori casnici și non-casnici pe piața de energie cu amănuntul din România, rămânând în același timp flexibilă la modificările cadrului de reglementare și la plafoanele de preț. Piața cu amănuntul oferă Grupului o cale alternativă pentru a obține o marjă de profit

⁵⁸ Indicators cheie de performanță pe baza exercițiului financiar 2022.



ridicată în momentele în care prețurile energiei pe piețele angro sunt mici și / sau mai puțin favorabile. Plafonările reglementate actuale pot oferi Societății o oportunitate de a genera marje mai mari de la consumatorii săi non-casnici; cu toate acestea, în anii recenti, Societatea și-a concentrat de asemenea strategia comercială pentru a atrage mai mulți consumatori casnici pe piața cu amănuntul.

Având în vedere strategia sa de creștere a cotei pe piața cu amănuntul, Grupul vizează diversificarea capacităților sale de vânzare de energie prin accelerarea dezvoltării activității de furnizare. La sfârșitul lunii decembrie 2022, Societatea deținea o cotă de 8,04% din piața furnizorilor de energie electrică pentru clienții finali, reprezentând o creștere de aproximativ 317% față de cota de piață de 2,48% în 2021 și de aproximativ 592% față de cota de piață de 1,33% în 2020.

În vederea atragerii de consumatori casnici, prețul de furnizare a fost stabilit la 250 RON / MWh pentru anul 2020, 245 RON / MWh și 250 RON / MWh pentru anul 2021 și 250 RON / MWh pentru anul 2022, care a luat în considerare plafonul de preț stabilit prin OUG 119/2022, respectiv între 680 RON / MWh, 800 RON / MWh și 1.300 RON / MWh, TVA și alte tarife pentru transport și distribuție incluse, în funcție de consumul lunar mediu (pentru mai multe detalii, a se vedea secțiunea „Aspecte referitoare la reglementări”). Orice modificare a prețului de furnizare către clienții casnici necesită consimțământul clientului.

Pentru a susține creșterea segmentului său de furnizare, Grupul și-a îmbunătățit serviciile de call center prin mărirea numărului de operatori externi și se află în prezent în proces de implementare (i) a unui nou sistem interactiv de răspuns (ISR), (ii) CRM Salesforce pentru a asigura fluxul de ofertare/contractare și (iii) a modulelor SAP IS-U pentru a asigura emiterea facturilor de energie electrică.

Societatea furnizează energie electrică atât către clienți casnici (rezidențiali), cât și către clienți non-casnici (incluzând afaceri industriale, automobile, telecomunicații și construcții). Începând cu 31 decembrie 2022, Societatea a livrat 586 GWh electricitate către 461.000 clienți casnici (aproximativ 16% din total) și 3.090 GWh către 22.000 clienți non-casnici (aproximativ 84% din total), în cazul cărora, având în vedere prevederile OUG 119/2022, se aplică un plafon de preț mai mare (pentru mai multe detalii, a se vedea secțiunea „Aspecte referitoare la reglementări — Aspecte privind energia — Piața energiei din România — Furnizarea de energie electrică”).

Astfel, în 2022, Societatea a furnizat consumatorilor casnici și non-casnici o cantitate totală de energie electrică de 3.675 GWh, față de 621 GWh în 2020 și 1029 GWh în 2021, în timp ce cantitățile furnizate lunar în 2022 au fost următoarele:

	Ian.	Feb.	Mar.	Apr.	Mai	Iun.	Iul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Total
CANTITATE CONTRACTATĂ FURNIZATĂ (GWh).....	231	211	289	301	325	322	338	314	304	315	355	372	3.675

Durata tipică a contractului este de un an pentru consumatorii casnici și non-casnici, cu un preț fix, care include 100% din costurile energiei electrice. Costul mediu pentru a achiziționa un nou client este de 10 RON (calculat ca fiind costul personalului de vânzări al furnizorului împărțit la numărul de clienți câștigați). Furnizorii nu pot rezilia contractele decât în cazul neîndeplinirii obligațiilor de către consumatori în timp ce atât consumatorii casnici, cât și cei non-casnici pot denunța contractele de furnizare fără penalități.

Având în vedere că Societatea este și producător de energie, energia necesară pentru portofoliul de furnizare este, în general, transferată zilnic din portofoliul de producție. Cu toate acestea, dacă Societatea va vinde în portofoliul de furnizare cantitățile de energie care depășesc producția sa curentă prognozată, ar putea exista cazuri în care Societatea ar avea nevoie să cumpere energie de pe piață sau prin contracte bilaterale pentru a satisface volumele de energie necesare pentru portofoliul său de aprovizionare cu energie. De exemplu, în februarie 2023, aproximativ 18% din energia necesară Societății pentru portofoliul său de furnizare a provenit din CCEE cu Nuclearelectrica, din data de 30 septembrie 2022 și care este în vigoare până în august 2023. Contractul prevede un volum fix de 120 MW/oră la preț fix de 450 RON/MWh. În general, având în vedere plafoanele care se aplică prețurilor de furnizare (pentru mai multe detalii, a se vedea secțiunea „Aspecte referitoare la reglementări — Aspecte privind energia — Piața energiei din România — Furnizarea de energie electrică”), energia achiziționată de la Nuclearelectrica este vândută clienților non-casnici ai Hidroelectrica, care beneficiază de tarife mai mari în baza cadrului de reglementare existent (1.000 RON/MWh – 1.300 RON/MWh în cazul clienților non-casnici, comparativ cu 680 RON/MWh – 1.000 RON/MWh în cazul clienților casnici).

PRINCIPALELE AUTORIZAȚII

Următoarele licențe prezentate sunt sau pot fi semnificative și cuprind prevederi conform cărora Grupul are o obligație sau un beneficiu care este sau poate fi semnificativ pentru Grup la data prezentului Prospect. Acestea nu sunt menite să reprezinte toate licențele Grupului.

Licența pentru producția de energie electrică și servicii de sistem

Societatea deține licența nr. 332/2001 pentru exploatarea comercială a capacităților de producere a energiei electrice, inclusiv pentru furnizarea de servicii de sistem, actualizată prin Decizia ANRE nr. 2296 / 2022 („Licența 332/2001”). Licența 332/2001 este valabilă până la 24 iulie 2026 și cuprinde următoarele sucursale: Bistrița cu o putere instalată totală de 636,333 MW, Cluj cu o putere instalată totală de 542,971 MW, Curtea de Argeș cu o putere instalată totală de 716,200 MW, Hațeg cu o putere instalată totală de 717,015 MW, Porțile de Fier cu o putere instalată totală de 1633,166 MW, Rm. Vâlcea cu o putere instalată totală de 1523,900 MW și Sebeș cu o putere instalată totală de 511,087 MW.

În calitate de titular al Licenței 332/2001, Societatea trebuie să respecte diverse condiții prevăzute în Ordinul ANRE 80/2013 privind condițiile generale aferente exploatarea comercială a capacităților de producere a energiei electrice. Acestea se referă, printre altele, la următoarele:

- asigurarea măsurării energiei electrice înainte de a desfășura orice activitate autorizată de respectiva licență;
- respectarea instrucțiunilor prin dispecer emise de OTS;
- desfășurarea de activități de amenajare hidroenergetică;
- declararea cantității totale de energie electrică vândută și sursele de energie primară utilizate în perioada de referință, în conformitate cu legislația aplicabilă;
- respectarea tuturor obligațiilor referitoare la protecția mediului și gospodărirea apelor;
- deținerea tuturor avizelor și autorizațiilor necesare în domeniul protecției mediului și gospodării apelor, pe toată durata de valabilitate a licenței;
- neimplicarea în practici anticoncurențiale sau împiedicarea altor titulari de licențe să se angajeze în activități de producere a energiei electrice;
- asigurarea respectării depline a principiului separării situațiilor contabile;
- înștiințarea ANRE cu cel puțin 120 de zile înainte de data oricărei operațiuni de fuziune/transformare/divizare sau a oricărei vânzări de active sau a oricăror operațiuni care au una dintre următoarele consecințe: (i) activele aferente activităților aprobate prin licență se transferă altei/altor persoane; sau (ii) valoarea capitalului social existent se reduce, într-o tranșă sau pe ansamblu, cu cel puțin 5%; și
- menținerea unei garanții financiare prin care să se asigure desfășurarea continuă a activității pentru care s-a acordat licența. Valoarea acesteia variază de la 1% din valoarea activelor aferente activităților care fac obiectul licenței și 1% din valoarea cifrei de afaceri anuale aferente activităților care fac obiectul licenței.

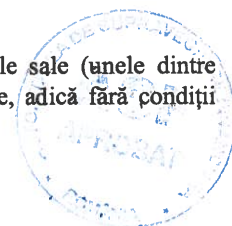
Licența de furnizare

Societatea deține licența nr. 2215/2020 pentru furnizarea de energie electrică, acordată prin Decizia ANRE nr. 718/2020 („Licența de Furnizare”), valabilă până la 1 iunie 2030. Licența de Furnizare permite Societății să furnizeze energie electrică la sediul social al Societății și la sucursalele sale Sebeș, Râmnicu Vâlcea, Porțile de Fier, Curtea de Argeș, Hațeg, Cluj și Bistrița către consumatorii finali.

Pe durata perioadei de valabilitate a Licenței de Furnizare, Societatea poate furniza energie electrică pe piața de energie cu amănuntul către consumatorii finali și să realizeze tranzacții pe piața de energie angro, inclusiv prin import și export de energie electrică. Printre obligațiile ce îi revin Societății prin Licența de Furnizare se numără facturarea energiei electrice, etichetarea energiei electrice, menținerea unei structuri specializate în relația cu consumatorii finali, separarea situațiilor contabile, păstrarea activelor în baza cărora a fost emisă licența, eliminarea subvențiilor încrucișate, constituirea și menținerea garanțiilor financiare.

Autorizații de mediu

La 31 martie 2023, Societatea deținea 180 de autorizații de mediu pentru hidrocentralele sale (unele dintre autorizații vizează mai mult de o hidrocentrală), toate emise fără programe de conformare, adică fără condiții



de exploatare impuse referindu-se la monitorizarea factorilor de mediu și la respectarea legislației de mediu aplicabile activității desfășurate.

Autorizațiile de mediu sunt obligatorii pentru anumite activități cu posibil impact asupra mediului, prevăzute de legislația incidentă, și stabilesc condițiile și/sau parametrii de funcționare a acestor activități. Odată eliberate, autorizațiile de mediu obișnuite rămân valabile atât timp cât beneficiarul obține o viză anuală care să confirme că acesta continuă activitatea în aceleași condiții și că nu au intervenit modificări ale activității care să implice modificări ale autorizației.

Autorizații de gospodărire a apelor

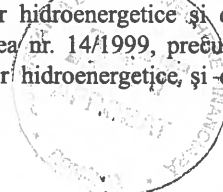
Pentru a exploata în mod legal o hidrocentrală cu acumulare, Societatea trebuie să dețină o autorizație de gospodărire a apelor pentru centrala hidroelectrică și o autorizație de gospodărire a apelor pentru barajul și lacul de acumulare.

La data de 31 martie 2023, Societatea deține 284 de autorizații de gospodărire a apelor pentru producerea de energie electrică, dintre care 51 se află în curs de reînnoire, precum și 48 de autorizații de alimentare cu apă și evacuarea apelor, două dintre acestea fiind în curs de reînnoire.

Mai jos este prezentat un rezumat al principalelor obligații incluse în general în autorizațiile de gospodărire a apelor ale Societății:

- (i) să exploateze barajul și lacul de acumulare aferent în conformitate cu legea și cu programele lunare de exploatare aprobate de autoritatea competentă;
- (ii) să monitorizeze și să raporteze debitele de apă și orice abateri aferente;
- (iii) să anunțe centrele operative ale administrațiilor bazinale de apă și comitetele județene și locale pentru situații de urgență în cazul unor manevre care ar putea provoca o creștere periculoasă a debitelor și nivelurilor apei în aval de baraj;
- (iv) să mențină caracteristicile autorizate ale lacurilor de acumulare și ale lucrărilor aferente;
- (v) să asigure întreținerea albiei râului în aval de baraj, pe zona de impact a amenajării, care nu poate fi mai mică de 500 m (conform prevederilor legale în vigoare);
- (vi) să ia măsuri de igienizare a suprafeței apei și să asigure curățarea buștenilor plutitori;
- (vii) să asigure un anumit volum al debitului de servitute;
- (viii) să anunțe, în scris, orice modificare a regimului de exploatare care nu respectă prevederile legii;
- (ix) să respecte art. 53 alin. (4) din Legea Apelor;
- (x) să solicite anual necesarul de apă brută pentru funcționare și să încheie abonamentul în vederea exploatarea resurselor de apă;
- (xi) să plătească contribuția de gospodărire a apelor la termenul stabilit prin abonamentul de utilizare/exploatare a resursei de apă;
- (xii) să prevină și să combată poluarea accidentală, oricând este cazul, și să dețină materialele necesare în caz de poluări accidentale și să acționeze după cum este necesar;
- (xiii) să anunțe autoritatea emitentă a autorizației, cu cel puțin o lună în avans, în cazul modificării parametrilor lucrărilor autorizate; în cazul în care caracteristicile de bază ale respectivelor lucrări se modifică, este necesară obținerea unui aviz de gospodărire a apelor;
- (xiv) să anunțe autoritatea, în scris, în caz de funcționare defectuoasă și de intrare în revizii și reparații, pentru funcționarea echipamentelor mecanice care servesc la deversarea debitelor de apă în aval;
- (xv) să nu deverseze ape uzate neepurate, gunoiul, orice tip de deșeuri în apele de suprafață și subterane; și
- (xvi) să efectueze automonitorizarea calității apelor uzate în conformitate cu Hotărârea de Guvern nr. 188/2002.

În cazul centralelor hidroelectrice, sistemelor hidroenergetice și de navigație Porțile de Fier I și Porțile de Fier II, sunt prevăzute reguli suplimentare prin convenția încheiată între Guvernul României și Guvernul federal al Republicii Federale Iugoslavia privind exploatarea și întreținerea sistemelor hidroenergetice și de navigație Porțile de Fier I și Porțile de Fier II din 16 mai 1998 și ratificată prin Legea nr. 14/1999, precum și prin documentația comună româno-sârbă privind exploatarea în comun a sistemelor hidroenergetice, și de



navigație Porțile de Fier I și Porțile de Fier II. Concret, autorizațiile de gospodărire a apelor pentru sistemele hidroenergetice și de navigație Porțile de Fier I și Porțile de Fier II prevăd obligații, printre care se numără: (a) să comunice zilnic nivelurile în amonte și aval de baraj; (b) să asigure cotele de control de la Gura Nerei stabilite prin Convenția româno-iugoslavă din 1987 (Porțile de Fier I); (c) să respecte variația permisă a nivelului Dunării în secțiunea de control de la Gura Timocului; (d) în baza rezultatelor studiului „În scopul unei migrații sănătoase pe Dunăre a peștelui de la Porțile de Fier I și IP” și în baza priorităților stabilite la nivelul ANAR, să realizeze un studiu care să identifice soluțiile tehnice fezabile pentru refacerea conectivității longitudinale a Dunării pentru barajele Porțile de Fier I și Porțile de Fier II; (e) să ia măsuri în vederea preîntâmpinării poluării fluviului Dunărea în baza unui studiu elaborat în acest sens; (f) să asigure un anumit volum al debitului de servitute (Porțile de Fier II); și (g) să asigure curbele de inundabilitate în aval de lacul de acumulare în corelare cu capacitatea de descărcare a afluenților (Porțile de Fier II).

Autorizații de funcționare în condiții de siguranță

Autorizațiile de funcționare în condiții de siguranță certifică respectarea cerințelor de performanță pe durata perioadei de exploatare a barajelor și sunt obligatorii pentru obținerea autorizației de gospodărire a apelor și a autorizațiilor de mediu.

În data de 31 martie 2023, Societatea deținea 149 de autorizații de funcționare în condiții de siguranță pentru amenajările sale hidroenergetice, dintre care cinci erau în proces de reînnoire.

În general, Societatea trebuie să respecte măsurile prevăzute de anexele la autorizațiile de funcționare în condiții de siguranță în ceea ce privește întreținerea și exploatarea barajelor.

Autorizații ISCIR

Inspekția de Stat pentru Controlul Cazanelor, Recipientelor sub Presiune și Instalațiilor de Ridicat (“ISCIR”), este organul de specialitate al administrației centrale, cu personalitate juridică, responsabilă în numele statului pentru a asigura funcționarea în condiții de siguranță a instalațiilor sub presiune, instalațiilor de ridicat și a aparatelor consumatoare de combustibil.

În data de 31 mai 2023, Hidroserv deținea 11 autorizații ISCIR, în timp ce Societatea deținea 183 autorizații ISCIR.

Autorizații pentru activități subacvatice cu scafandri

Conform Articolului 6 alineatul (3) din Legea 346/2006 privind organizarea și funcționarea Ministerului Apărării Naționale, Ministerul Apărării Naționale asigură autorizarea și inspectarea unităților care execută activități subacvatice cu scafandri.

În data de 31 mai 2023, Hidroserv deținea o autorizație pentru activități subacvatice cu scafandri, valabilă până la 29 august 2023.

Autorizația pentru activități subacvatice cu scafandri a Hidroserv cuprinde următoarele activități: lucrări subacvatice cu scule acționate pneumatic și hidraulic; verificarea, controlul și deblocarea structurilor scufundate; controlul nedistructiv al structurilor scufundate; inspecții tehnice ale corpului navei/structurilor scufundate ale navei; cercetarea mediului subacvatic, lucrări subacvatice de construcție-montaj; colectarea și înregistrarea informațiilor legate de diferite obiective subacvatice; executarea de înlocuiri și amplasări de cabluri, șine și conducte cu trasee subacvatice.

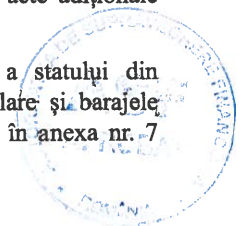
CONTRACTE SEMNIFICATIVE

Următoarele contracte selectate au fost încheiate de către Grup și sunt sau pot fi semnificative sau cuprind prevederi conform cărora Grupul are o obligație sau un beneficiu care este sau poate fi semnificativ pentru Grup la data prezentului Prospect. Aceste contracte selectate nu reprezintă toate contractele semnificative ale Grupului.

Contract de concesiune

Societatea este beneficiarul Contractului de Concesiune nr. 171 din 27 decembrie 2004, încheiat între Minister, în calitate de concedent, și Societate, în calitate de concesionar. Contractul de Concesiune a fost aprobat prin Hotărârea de Guvern nr. 2077 din 8 decembrie 2004 și a fost modificat prin trei acte adiționale la datele de 26 septembrie 2013, 3 iunie 2015 și 23 februarie 2016.

Obiectul Contractului de Concesiune este concesiunea (i) bunurilor proprietate publică a statului din domeniul producției de energie electrică în centrale hidroelectrice, respectiv lacuri de acumulare și barajele acestora, diguri, ecluze, potențialul hidroenergetic amenajat și în curs de amenajare, prevăzute în anexa nr. 7



la Hotărârea Guvernului nr. 15/2004 pentru aprobarea inventarelor bunurilor din domeniul public al statului (în prezent înlocuită de Hotărârea Guvernului nr. 1705/2006); și (ii) terenurile pe care se găsesc acestea, în scopul exploatării, reabilitării, modernizării, re tehnologizării, precum și construirii de noi centrale hidroelectrice conform programelor de investiții;

Contractul de Concesiune este în vigoare pe o perioadă de 49 de ani începând de la data semnării și expiră la data de 27 decembrie 2053, cu posibilitatea prelungirii pentru o perioadă egală cu maximum jumătate din durata inițială, în baza unui contract bilateral fără alte formalități sau licitație publică. În baza Contractului de Concesiune, Societatea poate abandona sau casa activele care fac obiectul contractului cu acordul Ministerului și în conformitate cu dispozițiile legale. În plus, Societatea are dreptul de a obține restricționarea sau încetarea activităților care ar putea pune în pericol persoane și bunuri.

Redevența este în valoare de 0,001 din venitul anual realizat din activitatea de producere a energiei electrice și prestarea serviciilor tehnologice de sistem. Redevența se plătește trimestrial și reprezintă venit la bugetul de stat.

Pe lângă situațiile de încetare standard, precum expirarea Contractului de Concesiune sau rezilierea anticipată din cauza unui eveniment de neîndeplinire a obligațiilor, Contractul mai poate fi reziliat: (i) de către Minister, dacă interesul național o impune, pe baza unui preaviz scris de 30 de zile și cu plata unei compensații echitabile și prealabile; (ii) de către Minister, în cazul în care retrage dreptul de concesiune al Societății în temeiul legislației în domeniul energiei; (iii) de către Societate, în cazul în care aceasta renunță la concesiune ca urmare a unui eveniment de forță majoră care afectează activele, fără compensații.

Ministerul poate modifica unilateral partea reglementată a Contractului de Concesiune (și anume specificatiile de atribuire), cu notificarea prealabilă a Societății, pentru motive excepționale legate de interesul național, cu acordarea unor compensații adecvate și efective Societății, dacă este cazul. Modificarea poate viza și redevența prevăzută în acesta.

Societății îi este interzis să cesioneze Contractul de Concesiune și, prin urmare, subconcesionarea nu este permisă.

La încetarea Contractului de Concesiune, activele prevăzute în anexa 7 la Contractul de Concesiune vor reveni automat, gratuit și libere de sarcini, Ministerului. Bunurile care rezultă în urma realizării investițiilor din programul de modernizare și dezvoltare vor reveni, de asemenea, Ministerului. În același timp, următoarele bunuri pot fi transferate de la Societate către Minister, dacă aceasta își exprimă intenția de a le prelua, în baza unei preț care reprezintă valoarea contabilă după cum a fost definită de IAS 16 la momentul intenției de achiziție a respectivelor bunuri (denumite bunuri de preluare): amenajări de terenuri și construcții, instalații tehnice și mașini, lucrări în curs de execuție cu privire la bunurile publice.

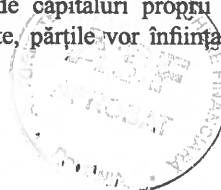
Contracte de modernizare

Societatea a încheiat mai multe contracte în legătură cu achiziționarea de lucrări și servicii de modernizare, reabilitare și re tehnologizare privind instalațiile și construcțiile electrice („Contractele de Modernizare”). Printre exemplele de Contracte de Modernizare se numără contractul de servicii nr. 43/04.07.2022 având ca obiect „Modernizarea instalațiilor electrice aferente echipamentelor hidromecanice și a instalației de acționare hidraulică aferentă barajului deversor Gogoșu”, contractul de servicii nr. 27/19.03.2021 având ca obiect „Modernizarea și reabilitarea echipamentelor de la CHE Tismana” sau contractul de servicii nr. 52/18.06.2021 având ca obiect „Modernizarea instalațiilor electrice aferente echipamentelor hidromecanice și a instalației de acționare hidraulică aferentă barajului deversor Porțile de Fier I”.

Clauzele privind răspunderea/despăgubirile din majoritatea acestor Contracte de Modernizare sunt redactate într-un mod lax, în timp ce, în conformitate cu unele dintre Contractele de Modernizare, polițele de asigurare de răspundere civilă ale partenerilor contractuali și garanțiile de bună execuție sunt mai mici decât valoarea contractelor. Acest lucru este cauzat și de faptul că, potrivit legislației române, valoarea garanției de bună execuție nu poate depăși 10% din valoarea contractului. Prin urmare, este posibil ca Societatea să se confrunte cu un potențial risc de a nu fi despăgubită integral în temeiul respectivelor contracte în cazul nerespectării de către contractanți a obligațiilor contractuale ce le revin.

Joint venture cu Abu Dhabi Future Energy Company-PJSC- Masdar (EAU) („Masdar”)

Societatea și Masdar au încheiat un joint venture la data de 19 martie 2023 („JVA”), care stabilește cadrul în baza căruia părțile vor derula în comun proiecte de dezvoltare de tip *greenfield* în domeniul tehnologiilor fotovoltaice plutitoare și eoliene offshore (fixe și flotante) și vor efectua investiții de capitaluri proprii în companiile românești care dezvoltă proiectele. În vederea implementării acestor proiecte, părțile vor înființa o



societate mixtă (în engleză: *joint venture company*) („JVC”) în conformitate cu legislația română, în care fiecare parte va deține 50% din capitalul social al JVC.

Se preconizează că dezvoltarea proiectelor se va efectua fie prin intermediul unor societăți de proiect dedicate, fie prin JVC, în timp ce finanțarea este asigurată în mod punctual pentru fiecare proiect și sub rezerva negocierilor dintre părți. Părțile vor aloca inițial resurse pentru personalul JVC, dar se intenționează ca aceasta să aibă o structură independentă, cu o intervenție minimă a părților în această privință. JVC va negocia separat acorduri privind nivelul serviciilor (în condiții comerciale competitive). Guvernanța corporativă a JVC va fi structurată sub forma unui sistem tripartit, format din Comitetul Executiv, Consiliul de Administrație și Adunarea Generală. Un consiliu de administrație format din cinci membri va lua decizii cu majoritate de voturi, cu condiția ca cel puțin câte un reprezentant desemnat de fiecare dintre Societate și Masdar să voteze în favoarea respectivelor decizii.

Finalizarea tranzacției este supusă îndeplinirii condițiilor privind aspectele concurențiale și cele privitoare la investițiile straine directe în România (FDI), dacă este cazul. JVA poate fi denunțat unilateral de o parte ca urmare a dizolvării celeilalte părți sau în cazul în care cealaltă parte nu își respectă obligațiile, iar nerespectarea obligațiilor continuă să existe timp de 30 de zile de la primirea unei notificări privind încălcarea gravă a obligațiilor sau la semnarea acordului acționarilor.

Contractul cu Hidroserv

Pentru detalii privind contractul cadru cu Hidroserv, a se vedea „*Activitate și operațiuni — Producția de energie — Mentenanța ca parte a cheltuielilor de exploatare*”.

Convenția dintre România și Iugoslavia (în prezent Serbia)

La data de 30 noiembrie 1963, a fost semnată o Convenție între România și Iugoslavia (în prezent Serbia) privind construirea și exploatarea sistemului hidroenergetic și de navigație Porțile de Fier, situat pe fluviul Dunărea. În baza acestuia, la data de 14 decembrie 1995, Sucursala Renel Electrocentrale „Porțile de Fier”, cu sediul în Drobeta Turnu Severin, în calitate de beneficiar român, și Javno Preduzece “Djerdap” Kladovo, în calitate de beneficiar iugoslav, au semnat un contract care stabilea maniera de îndeplinire a obligațiilor beneficiarului român și ale beneficiarului iugoslav cu privire la înlocuirea sau reconstrucția obiectelor, instalațiilor și lucrărilor sistemului de apărare terestră riveran pe teritoriul Iugoslaviei, executate în vederea exploatării hidrocentralei Porțile de Fier I cu retenția Dunării la cota 68,00 mdMA la Gura Nerei.

Potrivit contractului, în perioada 1995-2050, beneficiarul sârb s-a angajat să asigure regimul de exploatare a Porțile de Fier prin executarea unor lucrări la sistemele de apărare a terenurilor riverane construite, concomitent cu investițiile de bază pentru exploatarea centralei hidroelectrice Porțile de Fier I. În schimbul executării acestor lucrări, beneficiarul român s-a obligat să pună la dispoziția beneficiarului sârb, în perioada 1995-2050, o cantitate anuală de energie electrică de 138 GWh în tranșe lunare egale în regimul și limitele agreeate, în contul participării paritare la costurile de înlocuire sau reconstrucție a sistemului de apărare pentru un nivel al apei de 68,00 m.

Cu toate că Societatea a furnizat beneficiarului sârb o cantitate de energie electrică de 2.484 GWh în perioada între 1995-2012, aceasta nu a primit nicio dovadă a executării integrale a obligațiilor asumate de beneficiarul sârb, astfel cum au fost stabilite de comisia menționată anterior. În 2013, Societatea a suspendat astfel livrarea de energie către beneficiarul sârb până la echilibrarea contribuției celor doi beneficiari la costurile de înlocuire sau reconstrucție a sistemului de apărare. Exploatarea potențialului hidroenergetic al Dunării se desfășoară încă în conformitate cu programul agreeat. În conformitate cu prevederile contractului, dacă beneficiarul român nu își îndeplinește obligația de a livra cantitatea de energie contractată, beneficiarul sârb are dreptul de a procesa în sistemul Porțile de Fier I o cantitate de energie de 1,5 ori mai mare decât cea nerealizată la data expirării termenului.

Potrivit contractului, orice diferend este soluționat de Comisia mixtă. Acest organism a fost informat cu privire la diferendul dintre cei doi beneficiari cu ocazia celei de-a 86-a sesiuni a acestuia. Comisia mixtă româno-sârbă a decis la cea de-a 92-a sesiune, care a avut loc în 2015, să înainteze diferendul guvernelor celor două state (România și Republica Serbia) în vederea soluționării.

De asemenea, în conformitate cu prevederile articolului 21 din Convenția de exploatare, ca participare paritară la consumul de energie electrică pentru funcționarea stațiilor de pompare în scopul apărării terenurilor riverane în regimul de exploatare a Sistemului „Porțile de Fier I”, beneficiarul român livrează beneficiarului iugoslav o cantitate de 10,67 GWh energie electrică pe an, în baza termenelor și condițiilor de livrare convenite de către părți.



Prin adresa din data de 9 mai 2023 secretarul grupei sârbe a Comisiei mixte româno-sârbe pentru Porțile de Fier a informat grupa română a Comisiei ca este necesară reînnoirea cât mai curând a tuturor activităților Comisiei și permiterea cooperării în scopul soluționării tuturor problemelor pendinte, prin programarea și organizarea următoarei sesiuni în cel mai scurt timp posibil.

Contractul cu Vestas

Crucea Wind Farm S.R.L., în calitate de beneficiar, a încheiat Contractul de servicii și disponibilitate nr. 4000/04.10.2013 cu Vestas CEU Romania S.R.L., în calitate de prestator, în vederea beneficiarii de servicii de mentenanță în regim de exclusivitate. Contractul este reglementat de legea germană și expiră la 23 septembrie 2024.

Contractul cu Institutul Național de Hidrologie și Gospodărire a Apelor

În data de 7 februarie 2023, Societatea, în calitate de beneficiar, a încheiat contractul nr. 10 cu Institutul Național de Hidrologie și Gospodărire a Apelor, în calitate de prestator, pentru performanța serviciilor de prognoză hidrologică.

Obiectul contractului constă în: (i) elaborarea de diagnostice hidraulice zilnice; (ii) prognoză hidrologică în regim natural pentru următoarele 24 de ore; (iii) prognoza debitului maxim al inundației naturale; (iv) prognoza sezonieră în mod natural pentru următoarele trei luni; (v) evaluarea stratului de zăpadă la începutul lunii în timpul perioadei de înzăpezire, (vi) caracterizarea anului precedent din punct de vedere hidrologic.

Contractul este în vigoare pentru 12 luni de la data semnării și expiră în data de 1 februarie 2024.

Contractul cu Administrația Națională de Meteorologie

În data de 5 ianuarie 2023, Societatea, în calitate de beneficiar, a încheiat contractul nr. 40 cu Autoritatea Națională de Meteorologie, în calitate de prestator, pentru prestarea de servicii de prognoză meteorologică.

Obiectul contractului constă în: (i) servicii de prognoză meteorologică efectuate săptămânal cu transmiterea de informații de două ori pe săptămână pentru următoarele bazine: Vidraru, Izvorul Muntelui, Vidra, Fantanele, Dragan, Oasa, Valea lui Iovan, Gura Apelor, Poiana Marului, Buzaului, Siretului, Dunării și anumite secțiuni ale Oltului (e.g. Voila – Cornetu, Gura Lotrului – Dragasani, Strejesti – Izbiceni); (ii) prognoze meteorologice specializate pentru fenomene severe pentru următoarele opt regiuni geografice: Moldova, Muntenia, Oltenia, Banat, Crișana, Maramureș, Transilvania Nord și Transilvania Sud; (iii) estimări sezoniere de prognostic realizate la intervale de trei luni pentru România și alte opt regiuni care includ bazinele menționate mai sus, cu estimări lunare ale precipitațiilor; (iv) estimări prognostice cu șase luni înainte cu actualizare lunară pentru România; caracterizarea anului precedent din punct de vedere al cantităților de precipitații; notificarea în 24 de ore, la cererea Beneficiarului, cu privire la prognoza metro pentru intervalul solicitat.

Contractul este în vigoare pentru 12 luni de la data semnării și expiră pe 5 ianuarie 2024.

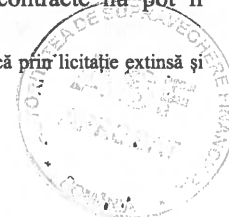
Contracte de Furnizare cu consumatori non-casnici industriali

Cei mai importanți consumatori industriali ai Societății sunt Rompetrol Rafinare SA, Holcim Romania SA, Romcim SA, Profi Romania SA, Pirelli Tyres Romania SA, Automobile Dacia SA, Orange Romania Telcommunications SA, Carrefour Romania SA, Bekaert Slatina și Ford Romania SA. Contractele încheiate de Societate cu acești consumatori sunt bazate pe un contract cadru în mare parte similar, potrivit căruia drepturile și obligațiile părților sunt conforme în general cu cele prevăzute de legea română. Există anumite cazuri în care clauzele respective ar putea să nu fie aliniate la cerințele Regulamentului de Furnizare a Energiei Electrice. Societatea poate înceta furnizarea de energie electrică cu preaviz de patru sau cinci zile lucrătoare în anumite situații, precum: (i) clientul depășește puterea aprobată prin avizul tehnic de racordare; (ii) clientul nu își îndeplinește obligațiile de plată în conformitate cu prevederile contractuale; (iii) clientul nu asigură zone de siguranță și protecție a instalației electrice; sau (iv) clientul nu constituie garanția financiară prevăzută în contractul de furnizare respectiv.

Diverse contracte de vânzare a energiei electrice

Societatea a încheiat diverse contracte pentru vânzarea de energie electrică unor diferiți cumpărători în urma licitațiilor organizate pe piața PCCB-LE-flex administrată de OPCOM în conformitate cu procedurile reglementate de lege⁵⁹. Perioada de livrare și prețul energiei electrice din respectivele contracte nu pot fi

⁵⁹ Regulamentul din data de 31/03/2020 privind modalitatea de încheiere a contractelor bilaterale de energie electrică prin licitație extinsă și utilizarea produselor care să asigure flexibilitatea tranzacționării, aprobat prin Ordinul ANRE 64/2020



supuse modificărilor, în timp ce cantitățile de energie pot fi modificate în mod flexibil prin acte adiționale la contracte. Evenimentele de încetare includ suspendarea de pe piața de echilibrare, nerespectarea unei clauze materiale sau încălcarea unei garanții, și poate conduce la plata unor daune-interese specifice prevăzute de legea română. Societatea poate înceta livrarea de energie electrică în cazul în care termenul de plată este depășit și cumpărătorul nu își respectă această obligație în termenul notificat de Societate în acest sens.

Contractul bilateral de vânzare-cumpărare cu Nuclearelectrica

Toate tranzacțiile pe care Societatea și Nuclearelectrica le-au efectuat în vederea vânzării, cumpărării, livrării și recepționării de energie electrică sunt acoperite de contractul de vânzare cumpărare nr. 20222643 din 30 septembrie 2022 („CCEE cu Nuclearelectrica”). Contractul reglementează orice opțiune pentru vânzarea, cumpărarea, livrarea și recepționarea de energie electrică, aceasta fiind denumită „Contract Individual”. CCEE-ul cu Nuclearelectrica expiră la data de 31 august 2023. În perioada de valabilitate a acestuia, orice parte poate denunța unilateral contractul prin comunicarea unui preaviz de 30 de zile fără niciun drept explicit la daune-interese. CCEE-ul cu Nuclearelectrica poate fi reziliat și din alte motive temeinice, inclusiv neexecutarea obligațiilor, neîndeplinirea încrucișată a obligațiilor față de oricare dintre părți, declararea scadenței anticipate de orice terț garant și inițierea unei cereri privind procedurile de lichidare. În cazul în care oricare dintre părți reziliază contractul dintr-un motiv întemeiat (conform definiției din contract), respectiva parte denunțătoare are obligația de a calcula de o manieră rezonabilă din punct de vedere comercial și de a notifica cealaltă parte cu privire la valoarea compensațiilor în caz de reziliere (dacă este cazul) care urmează a fi primite sau achitate de aceasta din urmă, derivând din cumularea tuturor sumelor de decontare în conformitate cu contractul.

Contractul-cadru de vânzare-cumpărare de energie electrică încheiat între Societate și OPCOM ca urmare a participării la MACEE („Contractul MACEE”)

Pentru a participa la MACEE, Societatea a încheiat Contractul MACEE, în baza căruia vinde energie electrică menționată către OPCOM la un preț fix de 450 RON/MWh. Cantitatea de energie electrică conform Contractului MACEE este fixă, dar este posibil ca OPCOM să solicite ajustarea doar prin comunicarea unei notificări către Societate.

Contractul MACEE expiră la data de 31 decembrie 2023. Societatea poate suspenda livrările de energie electrică înainte de expirarea termenului numai în perioadele în care activitatea de pe piața angro este suspendată sau în fiecare interval de decontare, când activitățile de pe piață sunt suspendate. În cazul în care apare orice suspendare a livrărilor, OPCOM notifică Societatea cu privire la suspendarea livrărilor de energie electrică.

Contractul MACEE încetează la expirarea termenului, la apariția unui caz de forță majoră, în conformitate cu prevederile legii (de exemplu, pentru un motiv întemeiat în cazul unei încălcări semnificative).

Contractul pentru furnizarea de servicii de sistem către OTS

Societatea, în calitate de furnizor de servicii, a încheiat contractul cu OTS, în calitate de beneficiar, pentru furnizarea de servicii de sistem în condițiile procedurii operaționale „Achiziția de servicii de sistem prin licitație” la un preț stabilit în conformitate cu regulamentele ANRE. Nefurnizarea de către Societate a unor diferite servicii de sistem atrage plata unei compensații către OTS egală cu 100% din valoarea serviciilor, calculată în conformitate cu prevederile contractului. Contractul pentru servicii de sistem expiră la 31 decembrie 2026 și conține prevederi standard privind încetarea, inclusiv unde licența Societății sau orice autorizație necesară pentru îndeplinirea obiectului contractului pentru servicii de sistem este suspendată sau revocată.

Convenția privind echilibrarea încheiată cu OTS

Societatea a încheiat cu OTS o convenție pentru participarea de către Societate, în calitate de parte responsabilă cu echilibrarea, pe piața de echilibrare, prin vânzarea și cumpărarea de electricitate și soluționarea congestiilor din rețea sau asigurarea siguranței SEN, prin creșterea sau scăderea puterii active în afara pieței de echilibrare. Societatea are obligația să oferte pe piața de echilibrare energia de echilibrare corespunzătoare capacității contractate pentru fiecare din unitățile/consumurile/instalațiile dispecerizabile de stocare pentru toate intervalele de dispecerizare ale zilei de livrare, în cazul în care contractul cu OTS vizează servicii de sistem sub capacitatea de echilibrare, în conformitate cu dispozițiile legale. Societatea trebuie să deconteze facturile emise de OTS în conformitate cu convenția privind piața de echilibrare, care poate fi denunțată unilateral de către fiecare parte. Societatea trebuie să constituie o garanție financiară în favoarea OTS pe întreaga durată a Convenției privind piața de echilibrare.



Diverse convenții de participare la piață încheiate cu OPCOM

Societatea a încheiat cu OPCOM mai multe convenții de participare la piață: una pentru participarea la PC-OTC, una pentru participarea pe piața PCCB-LE-Flex, una pentru participarea pe PCCB NC, una pentru participarea la piață pentru marii consumatori (PMC), una pentru participarea pe piața PZU și una pentru participarea pe piața MACEE. Toate aceste convenții sunt încheiate pe baza formularelor standard OPCOM, pot fi modificate unilateral și pot fi încetate fie ca urmare a unei notificări transmise de către Societate, fie în cazul în care licența de producere a Societății este anulată sau revocată.

Convenții pentru dezvăluirea datelor și informațiilor REMIT

1. Acordul de raportare a datelor REMIT încheiat cu Bursa Română de Mărfuri S.A. („BRM” și „ Acord REMIT ”)

Scopul Acordului REMIT este de a asigura că Societatea își îndeplinește obligațiile sale decurgând din prevederile Regulamentului REMIT, astfel cum sunt și descrise pe scurt în secțiunea „Aspecte referitoare la Reglementări”. În această privință, BRM va comunica către Agenția pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare din domeniul Energiei (“ACER”) diverse date de tranzacționare plasate de Societate pe BRM.

BRM poate modifica Acordul REMIT în baza unei notificări scrise adresate Societății. O astfel de modificare nu va intra în vigoare dacă este respinsă de Societate printr-o notificare scrisă la sau înainte de data care cade în a 15-a zi calendaristică de la data la care se consideră că notificarea de modificare trimisă de BRM produce efecte în conformitate cu prevederile Acordului REMIT. Aceasta poate fi denunțată unilateral de către oricare dintre părți pe baza unei notificări scrise prealabile cu 3 luni înainte în cazul în care nu a intervenit nicio încălcare a obligațiilor sau de către oricare dintre părți în urma unei notificări prealabile de 30 de zile adresate celeilalte părți dacă aceasta nu reușește în mod constant să se conformeze cu obligațiile sale prevăzute în conformitate cu aceasta.

2. Acordul privind raportarea și accesarea de date încheiat cu OPCOM (“Acord OPCOM de Raportare”)

Acordul OPCOM de Raportare este încheiat în baza formei standard a OPCOM. În baza acestuia, OPCOM (în calitate de operator al pieței de energie electrică și gaze din România) furnizează Societății diverse servicii cu privire la dezvăluirea diverselor informații către ACER în conformitate cu Regulamentul REMIT. Acordul OPCOM de Raportare este încheiat pe o perioadă nedeterminată și poate fi denunțat unilateral de oricare dintre părți fără nicio justificare în baza unei notificări scrise prealabile de 20 de zile calendaristice adresată celeilalte părți. În plus, dacă oricare dintre părți eșuează să își îndeplinească obligațiile prevăzute prin aceasta, cealaltă parte poate rezilia Acordul OPCOM de Raportare în baza unei notificări prealabile de 30 de zile, fără a fi necesară nicio altă formalitate.

Convențiile de participare la piață BRM

Societatea a încheiat cu BRM o convenție de participare la piață care acoperă participarea pe piața marilor consumatori, piața contractelor la termen de energie electrică și piața contractelor la termen de energie electrică producător-furnizor. Aceasta este încheiată în baza formei standard BRM și poate fi denunțată fie ca urmare a unei notificări înaintată de Societate sau reziliată dacă Societatea nu îndeplinește condițiile să tranzacționeze pe piețele operate de BRM.

Separat, Societatea a încheiat cu BRM un acord de colaborare (membru afiliat BRM) pentru ca Societatea să tranzacționeze pe piața marilor consumatori. Acesta este, de asemenea, încheiat în baza formei standard BRM și poate fi denunțat ca urmare a unei notificări depuse de Societate sau la expirarea duratei (dacă nu a fost prelungită prin act adițional) sau reziliat dacă Societatea nu își îndeplinește obligațiile sale decurgând din calitatea de membru.

Contractul de credit cu BRD

La data de 4 martie 2021, Societatea, în calitate de debitor, și BRD – Groupe Societe Generale S.A., în calitate de creditor și agent, au încheiat contractul de facilitare de credit la termen negarantat nr. 30/8130/2021, acordat cu scopul finanțării achiziției anumitor societăți țintă cu activități în domeniul energiei regenerabile și al finanțării unor active și capacități din domeniul energiei regenerabile („Creditul BRD”). Valoarea totală a contractului de credit este de 1.250.000.000 RON, iar termenul de rambursare finală se împlinște la șapte ani de la începerea primei perioade de dobândă, în timp ce împrumuturilor li se aplică o dobândă variabilă calculată pe baza ROBOR în cazul tragerilor în RON și pe baza EURIBOR în cazul tragerilor în EUR. Potrivit Societății și hotărârii acționarilor acesteia, termenul de utilizare a fost prelungit până în martie 2024 și valoarea fondurilor rămase care urmează a fi trase este de 610.000.000 RON. Tragerile utilizate pentru finanțarea de active și capacități din domeniul energiei regenerabile sunt plafonate la valoarea de 50.000.000 EUR (sau echivalentul acestei valori în RON), dacă acest prag nu este majorat



ulterior de acționari. Societatea și-a asumat riscul de forță majoră și de impreviziune, inclusiv pentru modificări și fluctuația marjelor EURIBOR/ROBOR.

Creditul BRD include o gamă largă de angajamente și restricții (sub rezerva anumitor excepții și excluderi), precum restricții asupra capacității de a constitui garanții sau de a dispune de active, conform uzanțelor în astfel de finanțări, obligații de respectare a unor angajamente financiare specifice, restricții asupra unor acte care ar putea avea un efect negativ substanțial asupra capacității Societății de a rambursa împrumutul sau de a își îndeplini obligațiile ce îi revin prin Creditul BRD, restricții asupra modificării controlului, clauze de neîndeplinire încrucișată a obligațiilor, angajamente de a nu face, restricții asupra fuziunilor și reorganizărilor de orice fel și interdicții de vindere a activelor în afara cursului normal al activității.

De asemenea, documentele de finanțare aferente Creditului BRD cuprind, printre altele, clauze de plată anticipată obligatorie și voluntară, sub rezerva anumitor excepții și excluderi, obligații de respectare a anumitor angajamente referitoare la raportul împrumut/valoare și o varietate de situații de neîndeplinire a obligațiilor, inclusiv clauze de neîndeplinire încrucișată a obligațiilor referitoare la neîndeplinirea obligațiilor în temeiul unor contracte prin care se angajează îndatorare financiară de către orice membru al Grupului față de orice creditor.

SALARIAȚI ȘI POLITICI REFERITOARE LA SALARIAȚI

La 31 decembrie 2022, Grupul avea peste 4.621 de salariați cu normă întreagă care își desfășurau activitatea la sediile Societății și Hidroserv situate în București, și în alte spații ale sucursalelor și/sau punctelor de lucru ale societăților din Grup, situate în întreaga țară. Dintre acești salariați, aproximativ 67% erau muncitori, 25% erau angajați cu studii superioare și 8% reprezentau conducerea de vârf și de mijloc. La 31 decembrie 2022, Grupul avea 125 de salariați cu contracte de muncă pe perioadă determinată, în timp ce restul personalului sunt angajați în baza unor contracte de muncă pe perioadă nedeterminată.

Numărul mediu de salariați ai Grupului în anul 2022 a fost de 4.491, (în anul 2021: 4.393, în anul 2020: 4.456). Peste 90% din salariații Societății sunt organizați în sindicate.

La nivelul Societății există un Contract Colectiv de Muncă înregistrat la autoritățile din domeniul muncii sub nr. 29/22.02.2022, cu o durată de 24 luni începând cu 1 martie 2022. La nivelul Hidroserv, există un Contract Colectiv de Muncă înregistrat la autoritățile din domeniul muncii sub nr. 150/30.05.2022, cu o durată de 24 luni începând cu 1 iunie 2022.

Organigrama pentru Departamentul de proiectare al Societății, care desfășoară activități de proiectare mecanică, electrică și a construcțiilor, emite documentații tehnice specifice aferente activităților de investiții, proiectele de mentenanță și proiectele de re tehnologizare, supervizează lucrările de instalații tehnice aferente centralelor electrice, precum și derulează toate studiile de fezabilitate, prevede 33 de poziții, dintre care 27 sunt deja ocupate și șase sunt în continuare vacante. Procesul de selecție pentru proiectanții cu experiență este în curs de desfășurare, iar posturile vacante vor fi ocupate în scurt timp.

Serviciul specializat în gestionarea proiectelor de M&A din cadrul Societății numără patru salariați și este responsabil cu examinarea și supervizarea proiectelor Societății de fuziuni și achiziții. Fiecare proiect de asemenea implică salariați din diferite departamente, precum tehnic, juridic, financiar sau alte departamente, în funcție de tipul proiectului. În ultimii trei ani, Societatea a reușit să își sporească cunoștințele în domeniul M&A, participând la mai multe proiecte de M&A în sectorul său de activitate în România.

Modernizarea bazei de active a Grupului va permite Societății să își reducă numărul de angajați. Se preconizează că numărul de salariați va scădea prin încetarea în mod natural a raporturilor de muncă (de exemplu, prin pensionare).

Tabelul următor prezintă situația salariaților și personalului Grupului care prestează muncă în baza unor contracte de servicii de management la 31 decembrie 2022, 2021 și 2020, defalcați pe societățile Grupului:



Societatea	Număr de angajați		
	La 31 decembrie		
	2022	2021	2020
Hidroelectrica.....	3.456	3.381	3.400
Hidroserv.....	1.156	1.126	1.151
Total.....	4.621	4.507	4.551

Grupul a acordat permanent atenție formării angajaților săi. Acesta elaborează și pune în practică planuri de formare și dezvoltare a carierei pentru salariații din diversele sale sectoare de activitate.

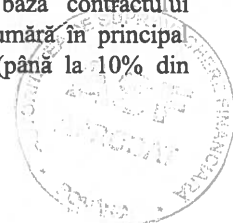
Beneficiile salariaților

Grupul efectuează plăți ale impozitelor reținute din salarii, care sunt calculate în conformitate cu cotele legale în vigoare în decursul anului, în baza salariilor brute.

Printre sporurile, indemnizațiile, compensațiile și bonificațiile acordate salariaților în baza contractului colectiv de muncă aplicabil la nivelul Hidroelectrica în plus față de salariile lor de bază se numără în principal următoarele: spor de vechime (până la 25% din salariul de bază), spor pentru fidelitate (până la 10% din salariul de bază), indemnizație pentru exercitarea unei funcții de conducere (până la 40% din salariul de bază), spor pentru atribuții suplimentare aferente altor funcții (până la 50% din salariul de bază), sporuri pentru munca prestată în timpul nopții (25% din salariul de bază), sporuri pentru muncă prestată în zilele de sărbătoare legală (200% din salariul de bază), sporuri pentru muncă prestată în zilele de sâmbătă și duminică (100% din salariul de bază), sporuri pentru muncă prestată de Ziua Energeticianului, spor pentru muncă prestată în mod sistematic peste programul normal de lucru – în locul sporului pentru ore suplimentare (până la 25% din salariul de bază), spor pentru consemn la domiciliu sau în centrală (25% din salariul de bază), spor pentru condiții de izolare (până la 50% din salariul de bază), spor pentru mobilitate și confidențialitate (până la 25% din salariul de bază), spor de complexitate (până la 50% din salariul de bază), spor de șantier pentru personalul nelocalnic (1% din salariul de bază), alocație de hrană pentru personalul navigant (pentru 4.400 de calorii/persoană/zi), zile libere plătite, indemnizație de concediu de odihnă, indemnizație de concediu medical, indemnizație de delegare/detașare/decontarea cheltuielilor, salarii compensatorii la concediere pentru motive de disponibilizare (până la 24 de salarii de bază lunare pentru angajații care au lucrat mai mult de 20 de ani în cadrul Societății), premiu la pensionare (până la 6 salarii de bază lunare pentru 25 de ani de activitate neîntreruptă în cadrul Hidroelectrica), primă jubiliară (până la 6 salarii de bază lunare pentru 45 de ani de activitate neîntreruptă în cadrul Hidroelectrica), indemnizație de agent de securitate, cotă de energie electrică gratuită pentru salariați, pentru foștii salariați pensionați și pentru rudele acestor salariați în anumite condiții, adaosuri salariale cu ocazia sărbătorilor de Crăciun, Paște și Ziua Energeticianului, spor pentru funcția de ofițer de legătură pentru securitatea infrastructurilor critice (10% din salariul de bază), sporuri pentru membrii echipelor de proiect/programele (până la 25% din salariul de bază), tichete de masă (30 RON/tichet/zi), tichete cadou, participare la profit, cheltuieli de natură socială efectuate în baza contractului colectiv de muncă (cadouri de 1 Iunie, pomul de Crăciun și de 8 Martie pentru femei, transportul către și de la locul de muncă, ajutoare bănești pentru nașterea/adoptarea unui copil, căsătorie, Crăciun, Paște și Ziua Energeticianului, pentru incapacitate de muncă/boală profesională/boală, pentru deces în urma unei boli profesionale, pentru decesul membrilor familiei salariatului etc.), asigurări voluntare de sănătate, contribuții la fonduri de pensii facultative. De asemenea, în cadrul contractului colectiv de muncă Hidroelectrica este negociat un fond anual de formare profesională pentru angajați.

Conform contractului colectiv de muncă aplicabil la nivelul Hidroelectrica, salariații au, de asemenea, dreptul la prime de performanță în valoare de până la 1,5% din fondul lunar de salarii de bază negociate pentru realizări deosebite, la diverse premii, precum premiile pentru câștigătorii competițiilor „Trofeul Energeticianului”, „Idei și Bani”, „Dorin Pavel” și la beneficii printre care se numără cursuri de formare și perfecționare profesională, un telefon mobil cu un anumit număr de minute incluse, laptop/calculator, automobile deținute de Hidroelectrica sau în regim de leasing, plăți cu componentă variabilă pentru realizarea indicilor cheie de performanță.

Printre sporurile, indemnizațiile, compensațiile și bonificațiile acordate salariaților în baza contractului colectiv de muncă aplicabil la nivelul Hidroserv în plus față de salariile lor de bază se numără în principal următoarele: spor de vechime (până la 25% din salariul de bază), spor pentru fidelitate (până la 10% din



salariul de bază), spor pentru conducerea echipei de lucru (5% din salariul de bază), spor pentru mobilitate și confidențialitate (până la 10% din salariul de bază), spor de complexitate (până la 10% din salariul de bază), spor pentru consemn la domiciliu (25% din salariul de bază), spor pentru ore suplimentare (80% din salariul de bază), spor pentru muncă prestată în zilele de sărbătoare legală (200% din salariul de bază), sporuri pentru muncă prestată în zilele de sâmbătă și duminică (100% din salariul de bază), sporuri pentru munca prestată în timpul nopții (25% din salariul de bază), sporuri pentru activitate în subteran (10% din salariul de bază), spor pentru munca în condiții dificile (15% din salariul de bază), spor pentru condiții de izolare (20% din salariul de bază), indemnizație de scufundare pentru scafandri (2% din salariul de bază/ora de scufundare), spor pentru atribuții suplimentare aferente altei funcții (până la 50% din salariul de bază), alocație de hrană pentru scafandri, indemnizație pentru exercitarea unei funcții de conducere (până la 40% din salariul de bază), primă jubiliară (până la 10.000 RON pentru 40 de ani de activitate neîntreruptă în cadrul Hidroserv), prime la pensionare (până la 5 salarii de bază lunare pentru peste 30 de ani activitate neîntreruptă în cadrul Grupului), adaosuri de minimum 300 RON/persoană cu ocazia sărbătorilor de Crăciun, Paște și Ziua Energeticianului, cadouri pentru copiii salariaților în valoare de 100 RON/copil cu vârsta de până la 18 ani, ajutoare bănești pentru nașterea/adoptarea unui copil, pentru decesul unui salariat, pentru decesul unui membru al familiei salariatului, pentru îmbolnăvirea salariaților și a membrilor familiilor acestora, pentru decesul salariatului provocat de un accident de muncă sau de o boală profesională, împărțirea profitului, cotă de energie electrică pentru salariați în limita a 330 kWh, tichete de masă, tichete cadou, salarii compensatorii în caz de concediere (până la 12 salarii pentru mai mult de 30 de ani de activitate neîntreruptă în cadrul Hidroserv sau Hidroelectrica sau al afiliaților acesteia, în unitățile fostei Companii Naționale de Electricitate, inclusiv în cadrul fostelor unități ale R.A. RENEL și al fostelor unități ale fostului Minister al Energiei Electrice), indemnizație de concediu de odihnă, indemnizație de concediu medical, indemnizație de delegare/detașare/decontarea cheltuielilor.

Salariile și celelalte forme de remunerare a salariaților au fost majorate în 2021 în concordanță cu inflația, după negocierea cu sindicatele, pe baza Legii Bugetului de Stat.

Diversitate și incluziune

Prioritatea Grupului este să creeze un mediu de lucru în care toți salariații sunt tratați cu demnitate și respect față de deosebirile individuale. Grupul manifestă toleranță zero față de orice formă de discriminare bazată pe rasă, sex, vârstă, culoare, limbă, origine socială, trăsături genetice, cetățenie, etnie, orientare sexuală, opțiune politică, religie, stare civilă sau responsabilitate, handicap, apartenența la sindicate sau activitatea sindicală, boală cronică necontagioasă, infecție HIV, apartenență la o categorie defavorizată, precum și față de orice formă de discriminare injustă sau ilegală.

Grupul sprijină pe deplin o cultură a diversității și incluziunii. Cultura sa se bazează pe respect față de salariații și clienții săi, precum și față de comunitățile în care își desfășoară activitatea.

Conducerea consideră că atenția și respectul față de deosebirile culturale și de altă natură reprezintă unul dintre ingredientele esențiale ale succesului Grupului.

Neexploatarea copiilor ca forță de muncă

Grupul angajează numai persoane care îndeplinesc condițiile legale aplicabile privind vârsta minimă și respectă toate celelalte prevederi legale în domeniul muncii.

Interdicția muncii forțate

Grupul nu folosește nicio formă de muncă forțată. Toți membrii personalului prestează muncă din voință proprie și au libertatea de a își înceta raporturile de muncă, sub rezerva legislației muncii aplicabile la nivel național și a contractelor de muncă. Grupul respectă drepturile omului, inclusiv dreptul la liberă circulație.

Libertatea de asociere

Grupul le permite salariaților săi să se asocieze liber și să adere la sindicate.

Mediu de muncă sigur și sănătos

Grupul asigură un mediu de lucru sigur, igienic și sănătos și identifică, evaluează și controlează expunerea salariaților la riscuri la adresa sănătății și securității acestora.

Egalitate profesională

Grupul și-a asumat angajamentul de a asigura egalitate profesională, de a combate discriminarea și violența și de a preîntâmpina hărțuirea sexuală.



Operațiuni comerciale

Operațiunile comerciale ale Societății sunt împărțite în două categorii: sediul central și unitățile regionale (sucursale). La sediul central al Societății, la data de 31 martie 2023, existau 488 de angajați cu normă întreagă concentrându-se pe noi licitații și procese de reînnoire, strategia de achiziții, aspectele juridice, proiectarea și gestionarea activelor, strategia de dezvoltare și re tehnologizare, know-how centralizat și expertiză de vârf. Operațiunile comerciale centralizate pentru trading și furnizare sunt de asemenea derulate la sediul central.

La unitățile regionale ale Societății, la 31 martie 2023, existau 2.986 de angajați cu normă întreagă. Principalele responsabilități la nivelul unei sucursale includ muncă de teren, operarea centralelor hidroelectrice, operațiuni tehnice zilnice, ameliorări tehnice și operaționale, mentenanță și asistență tehnică, precum și monitorizarea construcțiilor hidroenergetice. Tabelul de mai jos prezintă numărul de angajați cu normă întreagă la 31 martie 2023.

SUCURSALĂ	NUMĂRUL DE ANGAJAȚI CU NORMĂ ÎNTREAGĂ
BISTRIȚA	405
CLUJ	341
CURTEA DE ARGES	581
HAȚEG	364
PORȚILE DE FIER.....	415
RÂMNICU VÂLCEA	530
SEBEȘ.....	344
WIND.....	6
TOTAL.....	2986

IMOBILIZĂRI CORPORALE

Printre immobilizările corporale semnificative ale Grupului se numără în principal CHE descrise în celelalte capitole ale secțiunii „Activitatea Societății” de mai sus și Crucea Wind Farm.

Titlul asupra terenurilor corespunzătoare CHE

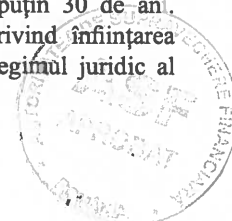
Începând cu anul 1990, fostele întreprinderi deținute de statul român au fost transformate în societăți de drept privat, statul român devenind acționar în cadrul acestor entități. Bunurile imobiliare folosite de aceste foste întreprinderi de stat au fost transferate din patrimoniul statului român în cel al societăților comerciale prin emiterea unor așa-numite „certificate de atestare a dreptului de proprietate” („CADP”) care constituie acte de proprietate (de natură administrativă) emise de autoritățile române. Aceste certificate sunt emise și aduse drept contribuție la capitalul social al respectivei societăți de stat în schimbul emiterii și alocării de acțiuni.

În conformitate cu aceste proceduri, titlul de proprietate pentru terenurile deținute de Societate aferente principalelor CHE este, în general, un CADP emis de Ministerul Economiei sau de Ministerul Industriei. Aceste CADP-uri au fost emise începând cu 2002 în favoarea Societății, ca unul dintre succesorii fostei entități de stat Compania Națională de Electricitate S.A.

Procesul de emisie a tuturor CADP-urilor Grupului și al majorărilor capitalului social ulterioare este în derulare și va continua după finalizarea Ofertei. Pentru o descriere a riscului cu care se confruntă Societatea în legătură cu acest aspect, a se vedea secțiunea „Factori de risc” — *Majorările de capital social ca urmare a aporturilor de terenuri deținute de statul român pot avea drept consecință diluarea participațiilor*” de mai sus.

Titlul de proprietate asupra CHE

Majoritatea autorizațiilor de construire sau a proceselor-verbale de recepție la finalizarea lucrărilor de execuție a CHE și a infrastructurii situate pe terenurile Societății au fost emise acum cel puțin 30 de ani. Titlul de proprietate al Societății asupra construcțiilor se bazează pe HG nr. 627/2000 privind înființarea Hidroelectrică SA, dar și pe principiul că regimul juridic al construcțiilor este conform cu regimul juridic al terenurilor.



Societatea este, de asemenea, beneficiarul unui drept legal de utilizare și o servitute subterană pentru instalarea/dezafectarea rețelelor electrice sau a altor echipamente aferente capacităților energetice și pentru accesul la amplasamentul acestora, în conformitate cu Legea energiei nr. 123/2012.

Crucea Wind Farm

Societatea utilizează terenurile pe care sunt amplasate turbinele sau echipamentele și instalațiile aferente sau necesare pentru exploatarea Crucea Wind Farm în baza unor: (i) drepturi de uz și superficiei specifice, astfel cum sunt prevăzute acestea în anumite contracte de cesiune și superficiei încheiate cu proprietarii respectivelor terenuri; și (ii) drepturi de servitute specifice, astfel cum sunt prevăzute acestea în anumite contracte de servitute încheiate cu proprietarii respectivelor terenuri. Contractele sunt valabile pe întreaga durată de viață a Crucea Wind Farm. Totodată, Societatea utilizează anumite drumuri de exploatare în baza unor contracte pentru uzul și consolidarea anumitor drumuri comunale.

Turbinele și echipamentele și instalațiile aferente în legătură cu Crucea Wind Farm sunt proprietatea Societății în baza autorizației de construire și a procesului-verbal de recepție emise în acest sens. Construcțiile au fost inițial executate de Crucea Wind Farm, ale cărei acțiuni au fost achiziționate de Societate și care a fost absorbită de Societate.

PROPRIETATE INTELECTUALĂ

Grupul deține drepturi de proprietate intelectuală în legătură cu mărcile înregistrate și numele de domeniu, brevete și aplicații software (în principal în calitate de licențiat).

Mărci înregistrate și nume de domeniu

Grupul deține următoarele mărci înregistrate (*reprezentare cu cuvinte și sigle*): (i) MI nr. (i) 188718, deținută de Hidroelectrica și care expiră la data de 06.07.2032, și (ii) 114824, deținută de Hidroserv și care expiră la data de 04/02/2031, cu posibilitate de reînnoire. Grupul deține și numele de domeniu Hidroelectrica.ro, aflat în proprietatea Hidroelectrica și cu termen de expirare la data de 29.05.2028, și Hidroserv.ro, aflat în proprietatea Hidroserv și cu termen de expirare la data de 23.07.2026, cu posibilitate de reînnoire. Toate acestea sunt înregistrate la nivel național, respectiv la Oficiul de Stat pentru Invenții și Mărci („OSIM”, în ceea ce privește mărcile înregistrate) și la registrul RoTLD (în ceea ce privește numele de domeniu). Niciuna dintre aceste înregistrări nu au o dată de expirare în viitorul apropiat.

Hidroelectrica a preluat și marca înregistrată nr. 182548 – *HIDRO-WIND*, ca urmare a fuziunii cu Crucea Wind Farm. Actualizarea titularului la OSIM este în curs de finalizare.

Brevete

Hidroelectrica a deținut două brevete având ca obiect *cap de distribuție cu autocentrare pentru turbine hidraulice* (RO118768B1) și *instalație hidraulică pentru acționarea automată a vanelor-fluture* (RO118323B1), ambele fiind expirate.

Hidroserv a depus cerere pentru două brevete care se află în curs de emitere, având ca obiect *procedeu de recondiționare tije servomotoare prin tehnologie de sudare clasică și laser* (RO133763A2) și *bloc hidraulic acționare coborare vana rapidă cu un singur impuls, dotat cu sistem de urmărire liniara cursa și senzori de poziție, pentru corecție poziției de lucru*.

Aplicații Software

Grupul nu deține aplicații software de bază protejate de drepturi de proprietate intelectuală. Sistemul software se bazează în principal pe contracte de licență standard având ca obiect aplicații software nepersonalizate. Grupul a implementat sau este în proces de implementare a obiectivelor majore în ceea ce privește sistemele sale. În această privință, există și câteva proceduri de achiziții în derulare.

Conexiunile dintre unitățile CHE sunt realizate prin sisteme de comunicații pe bază de fibră optică deținute de Societate sau pe bază de sisteme VPN (*fibră optică/fără fir*) închiriate de la operatorii prezenți în zona de interes (*Vodafone, Orange, RCS&RDS*). Comunicarea cu Unitatea Operațională – Dispecerul Energetic Național în legătură cu centralele de reglaj se efectuează prin intermediul unor conexiuni prin interfață serială.

PROCEDURI JUDICIARE

Grupul este implicat într-o serie de proceduri care decurg din desfășurarea activității sale obișnuite, atât în calitate de reclamant, cât și în calitate de pârât. Cu excepția celor prevăzute în prezentul Prospect, Grupul



nu este implicat și nu are cunoștință cu privire la proceduri judiciare, arbitrale sau administrative sau anchete guvernamentale de natură să producă, în mod rezonabil, efecte negative substanțiale asupra activității sale comerciale, situației sale financiare sau asupra rezultatelor operațiunilor.

Litigiu fiscal (dosar nr. 3288/2/2015)

Societatea este implicată într-un litigiu fiscal în contradictoriu cu două direcții ale Agenției Naționale de Administrare Fiscală („ANAF”) cu privire la suma de 214,4 milioane RON. Obligațiile fiscale contestate (constând în impozit pe venit, TVA, contribuții sociale și accesorii) își au originea în inspecția fiscală desfășurată în perioada 9 august 2012 – 31 decembrie 2013 în legătură cu activitatea Societății în perioada 1 ianuarie 2007 – 30 iunie 2012. Suma de 18,2 milioane RON din debitul fiscal total a fost anulată printr-o decizie de soluționare a contestației fiscale prealabile de către ANAF, în timp ce suma rămasă (214,4 milioane RON) a fost contestată de Societate la Curtea de Apel București în dosarul nr. 3288/2/2015, aflat pe rolul acestei instanțe.

Având în vedere faptul că Societatea s-a aflat în procedură de insolvență și reorganizare în perioada 20 iunie 2012 – 21 iunie 2016, administratorul judiciar al acesteia a refuzat să înscrie creanța fiscală în tabelul de creanțe, deoarece a fost declarată în afara termenului pentru înregistrarea creanțelor față de societăți aflate în stare de insolvență. Decizia administratorului judiciar a fost menținută de Curtea de Apel București (Decizia nr. 135/01.03.2016 în dosarul nr. 22456/3/2012*/a1). Cu toate acestea, ANAF a recuperat restul de obligații fiscale în sumă de 214,4 milioane RON ulterior încheierii cu succes a procedurii de reorganizare a Societății prin executarea unei scrisori de garanție bancară emisă de ING Bank în vederea garantării plății debitului fiscal de către Societate.

Executarea silită a sumei de 214,4 milioane RON cu titlu de creanță fiscală de către ANAF de la ING se află la originea unei serii de litigii în legătură cu această executare silită, care sunt însă suspendate până la soluționarea dosarului nr. 3288/2/2015.

Prin decizia pronunțată la 7 aprilie 2023, Curtea de Apel București a anulat în integralitatea lor obligațiile fiscale suplimentare în valoare de 214,4 milioane RON și a refuzat să anuleze raportul de inspecție fiscală în baza căruia a fost emisă decizia de impunere fiscală. O expertiză elaborată de o comisie de experți desemnată de instanță în această speță a constatat că peste 99% dintre obligațiile fiscale stabilite prin raportul de inspecție fiscală sunt nefondate și nedatorate. Decizia Curții de Apel București, care nu a fost comunicată părților cu motivarea acesteia, poate fi apelată în termen de 15 zile de la data comunicării (apelul va fi judecat de Înalta Curte de Casație și Justiție a României).

Soluționarea definitivă favorabilă a dosarului ar permite Societății să recupereze sumele executate silit de ANAF fie în mod direct, fie prin compensare cu alte obligații fiscale datorate.

În dosarul nr. 3894/299/2016*, atât Hidroelectrica, cât și ING Bank au contestat executarea silită a scrisorii de garanție. Cererea a fost în cele din urmă admisă de Tribunalul București, iar executarea silită a fost anulată prin decizie definitivă.

Ca urmare a anulării executării silite, Societatea a solicitat suma de 214,4 milioane RON de la ING Bank (în dosarul nr. 25111/3/2019 aflat pe rolul Tribunalului București). Inițial respins de instanța de fond, cauza a fost trimisă spre rejudecare de către instanța de apel și în prezent judecarea acesteia este suspendată până la soluționarea dosarului nr. 1088/2/2020.

Ca urmare a anulării executării silite, Societatea a solicitat și întoarcerea sumei executate cu titlu de creanță fiscală direct de la bugetul de stat. Refuzul ANAF de a restitui sumele executate fără temei legal a fost contestat de Societate în dosarul nr. 1088/2/2020, aflat pe rolul Curții de Apel București. Litigiul este în prezent suspendat până la soluționarea dosarului nr. 3288/2/2015.

Aceasta a încercat și utilizarea unui instrument procedural distinct (întoarcerea executării silite) în vederea recuperării sumelor executate (214,4 milioane RON) de la bugetul de stat. Judecarea cauzei (dosar nr. 51487/299/2021) este în prezent suspendată până la soluționarea definitivă a dosarului nr. 3288/2/2015.

Litigiu cu Ministerul Energiei (dosar nr. 3200/2/2018)

Prin cererea formulată de Ministerul Energiei, se solicită suplinirea consimțământului Societății de a încheia un act adițional la Contractul de Concesiune și obligarea Societății la plata sumei de 373,1 milioane RON reprezentând redevențe aferente perioadei 2013 – 2018 în legătură cu respectivul contract. Litigiul își are originea într-un control efectuat în anul 2014 al Curții de Conturi a României, care a stabilit că redevențele erau datorate în baza faptului că concesiunile nu au fost calculate corect. Criteriile de calcul al cuantumului redevențelor sunt legate de valoarea activelor fixe ale Societății.



Expertiza dispusă de instanță a constatat că redevențele calculate și plătite de Societate în perioada 2013-2018 au fost corecte și că nu sunt datorate redevențe suplimentare.

Curtea de Apel București a respins cererea de chemare în judecată la 11 mai 2021, iar litigiul se află în prezent în faza de recurs pe rolul Înaltei Curți de Casație și Justiție, cu primul termen stabilit în data de 14 februarie 2024.

Litigiu cu ANRE (dosar nr. 1927/2/2019)

Societatea a contestat Decizia ANRE nr. 324 din 25 februarie 2019 privind reglementarea prețului perceput de Hidroelectrica în contractele reglementate cu furnizorii de ultimă instanță (FUI), solicitând, de asemenea, despăgubiri în sumă de 222,7 milioane RON (cauza se află în prezent pe rolul Curții de Apel București).

Soluționarea cauzei este influențată semnificativ de soluția pronunțată de instanță pentru contestația formulată de Hidroelectrica împotriva Ordinului ANRE nr. 10/2019 privind aprobarea metodologiei de stabilire a prețurilor. Deoarece contestația a fost respinsă prin decizia definitivă a Înaltei Curți de Casație și Justiție (dosarul nr. 1170/2/2019), Hidroelectrica anticipează că și decizia în dosarul nr. 1927/2/2019 va fi nefavorabilă.

Litigii cu Hidroconstrucția S.A.

Hidroelectrica este implicată în mai multe litigii cu Hidroconstrucția S.A. în legătură cu diferite proiecte de construcții. Valoarea cumulată a pretențiilor semnificative ridicate de Hidroconstrucția S.A. împotriva Hidroelectrica se ridică la 168,7 milioane RON.

(i) Sectorul Făgăraș-Hoghiz

Hidroconstrucția S.A. a chemat în judecată Hidroelectrica pentru daune în sumă de 106,9 milioane RON, inclusiv valoarea mai multor scrisori de garanție, și pentru denunțarea contractului nr. 672/1989 încheiat între părți la data de 22 aprilie 1989 în legătură cu lucrările hidroenergetice de pe râul Olt (sectorul Făgăraș-Hoghiz).

Litigiul a fost judecat în primă instanță de Tribunalul București (dosarul 12257/3/2022). Potrivit apărărilor formulate de Societate, cererea de chemare în judecată este inadmisibilă în instanța aleasă de reclamant din cauza situației Hidroconstrucția S.A. (insolvență) și, de asemenea, cererea este neîntemeiată. Potrivit informațiilor disponibile public pe pagina de internet a instanței, pretențiile Hidroconstrucția S.A. au fost respinse ca inadmisibile la termenul din 25 ianuarie 2023. Decizia poate face obiectul apelului, care poate fi depus în termen de 30 de zile de la data la care hotărârea motivată este comunicată părților. Decizia nr. 143/25.01.2023 a fost comunicată Societății la data de 08 iunie 2023.

(ii) Daune legate de suspendarea lucrărilor

În 2016, Hidroconstrucția a acționat, de asemenea, în judecată Hidroelectrica pentru daune estimate la valoarea de 32,8 milioane RON la nivelul datei de 31 decembrie 2022, care ar fi fost suportate ca urmare a suspendării unor diferite lucrări contractate de Hidroelectrica pentru mai multe centrale hidroelectrice, anterior insolvenței Hidroelectrica. Dosarul (11314/3/2021) se află pe rolul Tribunalului București în vederea rejudecării.

(iii) Siriu-Surduc

În 2020, Hidroconstrucția S.A. a chemat în judecată Hidroelectrica pentru prejudicii comerciale în valoare de 29,0 milioane RON în legătură cu lucrările la șantierul Surduc-Siriu, care ar fi fost suportate de Hidroconstrucția a urmare a presupusei nefinanțări a proiectului de către Hidroelectrica. Acțiunea (dosarul 31451/3/2020) a fost respinsă de Tribunalul București la data de 10 aprilie 2023. La data de 07 iunie 2023, reclamanta a înregistrat apel împotriva sentinței Tribunalului București. Cauza urmează a fi înaintată spre soluționare Curții de Apel București.

Litigiu cu Romelectro S.A., Hidroconstrucția S.A. și ISPH Project Development S.A.(dosar nr. 40314/3/2013*)

În dosarul nr. 40314/3/2013* Romelectro S.A., Hidroconstrucția S.A. și ISPH Project Development S.A. au solicitat instanței să suplinească consimțământul Societății pentru încheierea unui act adițional la contractul de execuție nr. 21DI/26.01.2004 și să impună Hidroelectrica un cost suplimentar al lucrărilor în cuantum de 88,4 milioane RON.

Primul capăt de cerere referitor la încheierea actului adițional se află în prezent în curs de judecare de către Curtea de Apel București (cauza a făcut obiectul mai multor trimiteri spre judecare între Tribunalul



București și Curtea de Apel București), instanța examinând probele prin expertiză pentru a lua o decizie pe fond.

Insolvența Complexului Energetic Hunedoara („CEH”) (dosar nr. 5075/97/2016)

Societatea solicită plata sumei de 1.150,5 milioane RON, de către CEH, societate declarată insolventă în 2016. Administratorul judiciar al CEH a acceptat și înregistrat numai o sumă de 1.036,0 milioane RON în tabelul creditorilor CEH și a respins restul de 114,5 milioane RON.

Decizia administratorului judiciar a fost contestată atât de Hidroelectrica (care a solicitat înregistrarea sumei integrale), cât și de CEH (care a contestat înregistrarea sumei de 1.031,8 milioane RON). Ambele cereri fac obiectul dosarului nr. 5075/97/2016/a6 (care cuprinde și cereri ale altor câțiva creditori împotriva tabelului preliminar de creanțe ale CEH).

Dosarul se află pe rolul Tribunalului Hunedoara. Perspectivele unei soluționări favorabile nu pot fi evaluate cu niciun grad de precizie; însă trebuie remarcat faptul că, având în vedere situația CEH (insolvență) și dimensiunea creanței Societății, chiar și înregistrarea integrală a creanței nu echivalează cu recuperarea efectivă a sumelor. Aceste sume nu sunt înregistrate de către Grup.

Diferend supus arbitrajului cu Romelectro S.A.

Litigiul își are originea într-o pretenție formulată de Hidroelectrica pentru suma de 78,7 milioane RON în contradictoriu cu Romelectro S.A. în legătură cu întârzierea și executarea improprie a lucrărilor asumate de Romelectro S.A. la CHE Stejaru (Dosarul de arbitraj 8/2021). Romelectro S.A. a răspuns cu o cerere reconvențională pentru echivalentul în RON al sumei de 8,9 milioane EUR plus dobânzi, TVA și cheltuieli de judecată, constând în costurile și pierderea de profit suportate de Romelectro S.A. ca urmare îndeplinirii necorespunzătoare a obligațiilor contractuale ale Hidroelectrica.

Ca urmare a declarării stării de insolvență a Romelectro S.A., pretenția Hidroelectrica a fost desființată la tribunalul de arbitraj, iar pretenția Romelectro S.A. a fost disjunsă (dosarul 30/2022). Ulterior, Romelectro S.A. și-a redus pretențiile la echivalentul în RON al sumei de 5,9 milioane EUR. Cauza se află pe rolul Curții Internaționale de Arbitraj de pe lângă Camera de Comerț și Industrie a României.

Litigiul cu Beny Alex S.R.L. (dosarul nr. 36646/3/2018*)

În 2018, Hidroelectrica a fost acționată în judecată de Beny Alex S.R.L. în legătură cu lucrările de ecologizare de la CHE Râul Mare Retezat – Barajul Gura Apelor, executate anterior insolvenței Hidroelectrica. Tribunalul București a respins inițial cererea ca fiind prescrisă, dar decizia a fost desființată de Curtea de Apel și retrimisă către Tribunalul București. În data de 30 mai 2023, Tribunalul București a admis în parte acțiunea formulată de reclamantă și a dispus Hidroelectrica să plătească suma de 40,1 milioane RON. Sentința a fost comunicată la sediul Societății în data de 12 iunie 2023 urmând a se promova apel în termenul legal.

Litigiul privind procedura de recrutare și selecție a membrilor Directoratului Societății (dosar nr. 5760/3/2020)

Procesul de selecție a membrilor Directoratului Societății este reglementat de OUG 109/2011 și Legea Societăților. Acest proces include mai multe etape, detaliate în secțiunea „*Management*” din prezentul Prospect.

Actualul Directorat a fost numit în iunie 2019 prin decizia Consiliului de Supraveghere pe o durată care se întinde până la 10 iunie 2023.

Procedura de selecție a fost desfășurată de o companie de recrutare (Pluri Consultants Romania S.R.L.), angajată și care a primit instrucțiuni de la Societate. Compania de recrutare a înaintat un raport privind eligibilitatea fiecărui candidat și un raport final privind propunerile de numire în urma interviurilor efectuate de Societate cu candidați eligibili pentru cinci poziții de membru al Directoratului.

Procedura de selecție a fost contestată de un candidat care a fost salariat al Societății, pe motiv de presupusă discriminare și lipsă de transparență a criteriilor de selecție. Reclamantul a solicitat instanței anularea procedurii de selecție și, în subsidiar, numirea dlui. Radu Pop în cadrul Directoratului și obligarea Societății la organizarea unei noi proceduri de selecție. Reclamantul nu a contestat în mod explicit decizia efectivă a Consiliului de Supraveghere privind numirea membrilor Directoratului.



Acțiunea a fost admisă în parte de către Tribunalul București la data de 12 aprilie 2022, care a anulat procedura de selecție în privința celor cinci membri ai Directoratului și a obligat Societatea să deschidă o nouă procedură de recrutare și selecție. Hotărârea instanței nu a contestat în mod direct decizia Consiliului de Supraveghere prin care membri actuali ai Directoratului au fost numiți și nici una dintre deciziile adoptate de Directorat sau act semnat în numele Societății.

Apelul Societății cu privire la hotărârea instanței a fost respins de către Curtea de Apel București în data de 1 martie 2023. Apelul Societății împotriva hotărârii instanței a fost respins de către Curtea de Apel București în data de 1 martie 2023. Societatea a formulat recurs în fața Înaltei Curți de Casație și Justiție din România, cu termen de judecată ce urmează a fi stabilit, și a obținut suspendarea efectelor hotărârii Tribunalului București. Pentru mai multe detalii privind consecințele acestui proces, a se vedea „Procesul de selecție a Directoratului a fost atacat în justiție și, ca urmare, ar putea fi atacate și acțiunile membrilor Directoratului Societății” din secțiunea „Factori de risc” a acestui Prospect.

Litigii de mediu

ONG-urile de mediu Agent Green și Bankwatch au atacat Decizia nr. 7 din data de 22 ianuarie 2020 a Agenției Naționale de Mediu privind continuarea procedurii de mediu reglementate pentru lucrările hidroenergetice rămase de efectuat de Societate pe sectorul Livezeni-Bumbești al râului Jiu (dosarul nr. 10214/3/2020). ONG-urile au cerut de asemenea instanței să dispună demolarea construcțiilor (87% fiind finalizate, conform Societății). Decizia Curții de Apel București de respingere a cererii a fost anulată de către Înalta Curte de Casație și Justiție în data de 16 februarie 2022, iar cauza a fost trimisă spre rejudecare la Curtea de Apel București, în prezent așteptându-se rejudecarea.

De asemenea, într-un alt dosar, Agent Green și Bankwatch a atacat Hotărârea Guvernului României 1032/2018 pentru aprobarea amplasamentului unor linii electrice de 110 kV pe coridorul CHE Bumbești – Târgu Jiu Nord – Parâng, precum și a procesului aferent de expropriere a terenurilor. Lucrările sunt în legătură cu hidrocentrala Bumbești-Livezeni. Decizia Curții de Apel București de admitere a cererii (dosarul nr.4315/2/2019) a fost anulată de către Înalta Curte de Casație și Justiție în data de 17 iunie 2022, care a admis recursul Hidroelectrica și al Guvernului și a trimis cauza spre rejudecare către Curtea de Apel București, în prezent așteptându-se rejudecarea.

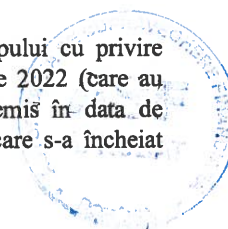
În dosarul numărul 30229/3/2020, ONG-ul „EcoCivica” a depus o acțiune prin care cere obținerea anulării autorizației de construcție nr. 304/1990 referitoare la construcția hidrocentralei Răstolița de pe râul Mureș, încetarea lucrărilor și demolarea lucrărilor de construcție. Societatea, în calitate de pârât, a depus o cerere de chemare în garanție prin care a cerut Ministerului Mediului, Ministerului Energiei și Ministerului Mediului, Pădurilor și Apelor să se alăture cauzei în calitate de garanți obligați să plătească valoarea lucrărilor (estimate de Hidroelectrica la o valoare de 695,6 milioane RON) în cazul în care cererea de chemare în judecată se admite. Tribunalul București a respins toate cererile în data de 25 martie 2022. Hotărârea poate face obiectul recursului.

Societatea a atacat anumite prevederi ale Ordinului Ministerului Mediului nr. 1964/2007 (dosarul nr. 7514/2021) în legătură cu instituirea ariei ROSCI0019 – Călimani Giurgiu ca arie protejată în condițiile rețelei ecologice europene Natura 2000, Hidroelectrica considerând că interferează cu investițiile sale în hidrocentrala Răstolița de pe râul Mureș. Dosarul se află pe rolul Curții de Apel București. La termenul din data de 14 iunie 2023, a fost pusă în discuție cererea de sesizare a Curții de Justiție a Uniunii Europene. Instanța a amânat pronunțarea pe această cerere pentru data de 28 iunie 2023.

ONG-ul Declic a formulat o cerere (dosarul nr. 3757/117/2022) împotriva Societății și Consiliul Județean Covasna pentru obținerea unui ordin judecătoresc de demolare a hidrocentralei „Surduc Siriu. Treapta Surduc Nehoiasu, Baraj Surduc”. Reclamantul a cerut ca lucrările de demolare să fie autorizate de Consiliul Județean Covasna, iar acestea să fie efectuate și suportate financiar de Societate. Societatea a formulat la data de 14 octombrie 2022, odată cu întâmpinarea, o cerere de chemare în garanție prin care a cerut statului român să se alăture procesului în calitate de garant și să își asume răspunderea cu privire la costurile de construcție a centralei (estimate de Societate la o valoare de 22,6 milioane RON), precum și pentru costurile de demolare, în cazul în care cererea se admite. Dosarul se află pe rolul Tribunalului Cluj.

Proceduri legate de impozitul pe producerea de energie

Autoritățile fiscale române, prin Direcția Generală Antifraudă, au efectuat trei controale Grupului cu privire la taxa pentru producătorii de energie electrică: (i) două pentru perioada septembrie-decembrie 2022 (care au fost încheiate cu un raport emis în data de 11 aprilie 2023 pentru Societate și un raport emis în data de 12 aprilie 2023 pentru Crucea Wind Farm) și (ii) unul pentru perioada aprilie-august 2022 (care s-a încheiat



cu un raport emis pe 19 aprilie 2023). În raportul emis pe 11 aprilie 2023, autoritățile nu au efectuat nicio schimbare la metoda de calcul a taxei pentru producătorii de energie electrică sau la metoda de calcul a prețului de transfer de la portofoliul de producție la portofoliul de furnizare, dar a ridicat problema datei de la care Societatea a aplicat Legea 357/2022 (16 decembrie 2022). Ca urmare a acestei concluzii, autoritățile fiscale au aplicat Legea 357/2022 retroactiv, în speță de la 1 septembrie 2022, calculând așadar o taxă suplimentară de 62,1 milioane RON, pe care Societatea i-a plătit și i-a contestat la ANAF și pe care intenționează să îi conteste și în instanță dacă va fi nevoie.

Litigii penale

Hidroelectrică și/sau reprezentanții săi legali sunt în prezent implicați în mai multe dosare penale, aflate în diferite stadii procedurale.

În peste 50% dintre aceste dosare penale, Societatea a sesizat organele de urmărire penală în vederea identificării și tragerii la răspundere a unor foști salariați suspecți de prejudicii aduse Societății. Majoritatea acestor sesizări au fost făcute ulterior deschiderii procedurii de insolvență față de Societate, la inițiativa administratorului judiciar și fără o analiză judicioasă a valorii daunelor solicitate. Marea majoritate a acestor dosare s-a încheiat fără ca în cauzele penale să fie emise rechizitorii.

Există și dosare în care organele de urmărire penală au solicitat oficial Societății să pună la dispoziție anumite documente în cadrul anchetei penale, fără ca Societatea să aibă calitatea de parte responsabilă civilmente sau de inculpat și fără a i se comunica alte informații cu privire la anchetă. Deoarece anchetele penale sunt confidențiale potrivit legislației penale române, implicațiile acestor anchete în ceea ce privește Societatea se pot modifica în viitor, odată cu comunicarea mai multor informații de către organele de urmărire penală.

Litigii imobiliare

Societatea este implicată în mai multe tipuri de litigii privitoare la bunuri imobiliare, fie deținute de Societate în baza unor CADP, fie utilizate în baza Contractului de Concesiune.

- diferende legate de diferite litigii suprapuse; de exemplu, există litigii pe rol în legătură cu lacul de acumulare PF2 (dosar nr. 748/225/2020, aflat pe rolul Judecătoriai Drobeta-Turnu Severin) sau cu lacul de acumulare Vidra. În acest din urmă dosar, Societatea a solicitat instanței anularea unui titlu de proprietate emis în 2006 în favoarea unui prezumptiv fost proprietar în baza legislației privind retrocedarea. Titlul de proprietate include o zonă de 17.967 mp situată pe o insulă de pe lacul Vidra (care este utilizat de Societate în temeiul Contractului de Concesiune).
- litigii legate de anularea CADP emise pentru o parte din suprafața totală prevăzută în acestea, deoarece autoritățile locale de asemenea au emis titluri de proprietate în baza legislației privind retrocedările în favoarea unor persoane fizice; de exemplu, în dosarul nr. 3526/263/2019* aflat pe rolul Judecătoriai Motru, Societatea are calitatea de pârâtă, iar anularea vizează o suprafață de 6.685 mp, parte din suprafața de 52.587,65 mp deținută de Societate în baza CADP aferent.
- litigii generate de retrocedarea anumitor bunuri imobiliare către prezumptivi foști proprietari în baza legislației privind retrocedările în amplasamente deja aprobate pentru dezvoltarea de noi obiective de investiții; de exemplu, în legătură cu AHE Răstolița, Societatea a solicitat anularea punerii în posesie a succesorilor Banffy, având în vedere că o suprafață de aproximativ 55 de hectare de teren forestier din bazinul viitorului lac de acumulare este revendicată de o persoană fizică, după ce terenul a fost expropriat de statul român în 2017. Situația a condus la un blocaj al procedurii de scoatere din circuitul forestier a terenului necesar pentru construirea lacului de acumulare.
- litigii generate de valoarea compensațiilor în cazul terenurilor expropriate pentru utilizare în interes public (de exemplu, AHE Răstolița – dosarul nr. 986/102/2018 pe rolul Curții de Apel Mureș).

ETICA ÎN AFACERI ȘI INTEGRITATE

Politici de combaterea mitei și corupției, a fraudelor și de conformitate

În vederea preîntâmpinării faptelor de corupție, Societatea a implementat un cod etic („Codul Etic”), regulamente interne, coduri de conduită, precum și proceduri și regulamente specifice privind donațiile, sponsorizările și raportarea incidentelor de integritate.



Combaterea corupției face obiectul unui capitol dedicat al Codului Etic, care definește modul de analiză și transpunerea reglementărilor legale specifice, a standardului SR ISO 37001 – Sisteme de management anti-mită și a Ghidului de bune practici privind controalele interne, etica și conformitate emis de OCDE.

Codul Etic interzice explicit conducerii sau angajaților Societății sau oricărei alte persoane care acționează în numele Societății să ofere, promită sau plătească bani, precum și să ofere, promită, solicite, primească sau accepte orice articol de valoare cu scopul de a influența sau de a fi influențat pentru luarea deciziilor sau realizarea sarcinilor conform reglementărilor legale sau interne. Foloasele de valoare includ avantajele financiare sau de altă natură, precum – pe lângă numerar – cadouri, credit, împrumut, garanție, reducere, divertisment, servicii, beneficii, oferirea unui loc de muncă, sponsorizări etc.

Oferirea de cadouri în valoare de până la 250 RON (aproximativ 50 EUR) este permisă, cu condiția ca astfel de cadouri să nu fie acordate cu scopul de a influența relația de afaceri existentă sau care urmează să fie creată cu Societatea.

Societatea poate să acorde sponsorizări numai în conformitate cu legislația aplicabilă, în timp ce conducerea și angajații Societății nu pot cere sau accepta direct sau indirect nicio sumă de bani în schimbul unei sponsorizări.

Conducerea și angajații Societății trebuie să evite orice conflict de interese cu privire la pozițiile lor, activitatea și propria persoană. În acest sens, conducerea și angajații Societății trebuie să raporteze orice conflict real sau potențial de interese între interesul Societății și interesele personale ale acestora sau ale rudelor.

În vederea prevenirii faptelor de corupție, Societatea a implementat o procedură specifică pentru identificarea și evaluarea riscurilor de corupție și implementarea măsurilor de prevenire a acestora, având ca referințe standardul SR ISO 37001 Sisteme de management anti-mită și Ghidul de bune practici privind controalele interne, etică și conformitate emis de OCDE. În plus, Societatea a implementat regulamente privind identificarea și evaluarea riscurilor de corupție și definirea și analiza măsurilor de prevenire a acestora.

Fiecare membru al conducerii Societății și fiecare angajat are obligația de a raporta orice suspiciune de corupție superiorului ierarhic. Fiecare angajat al departamentelor Achiziții, Tranzacționare, Furnizare, Resurse Umane și Control Intern trebuie să semneze anual o declarație privind respectarea prevederilor Codului Etic al Societății.

În ceea ce privește raportarea, Societatea dispune de o procedură dedicată pentru raportarea, analizarea și soluționarea incidentelor de integritate, care are scopul de a stabili cadrul necesar pentru raportarea incidentelor de integritate și responsabilitățile în cadrul Societății pentru soluționarea unor astfel de incidente.

POLITICI ȘI LINII DIRECTOARE DE MEDIU, ESG ȘI RESPONSABILITATE SOCIALĂ CORPORATIVĂ („CSR”)

Politici și linii directoare în domeniul ESG și CSR

Prioritatea numărul unu a Grupului în ceea ce privește sănătatea, siguranța și mediul rămâne în continuare evitarea oricăror accidente în rândul personalului și partenerilor ce își desfășoară activitatea în amplasamentele Grupului, pentru a acționa într-un mod sustenabil, etic și cu răspundere față de mediu și pentru a respecta toate cerințele legale aplicabile. Grupul evaluează permanent riscurile de securitate și sănătate în muncă, identifică aspectele de mediu semnificative și asigură formarea continuă a angajaților în materie de securitatea muncii, protecția mediului și situații de urgență.

Grupul dispune de un sistem de management conform cu cerințele standardelor de management al calității, al mediului și al securității și sănătății în muncă, monitorizat, adaptat și optimizat continuu, având ca referințe identificarea, implementarea și monitorizarea cerințelor aplicabile, ciclul Planifică-Efectuează-Verifică-Acționează și gândirea pe bază de risc și oportunitate. Această conformitate este demonstrată prin certificarea sistemului de management cu standarde⁶⁰ ISO specifice.

Protecția mediului este o prioritate pentru Grup. Strategia sa vizează creșterea valorii Grupului prin optimizarea funcționării capacităților de producție și a controlului operațional, prin realizarea de investiții profitabile și prin realizarea unei expansiuni regionale, respectând în același timp legislația de mediu

⁶⁰ Sistemul de management al calității – SR EN ISO 9001:2015 (certificatul nr. 325, valabil până la data de 20 iunie 2024), sistemul de management al mediului – SR EN ISO 14001:2015 (certificatul nr. 95, valabil până la data de 20 iunie 2024), sistemului de management al sănătății și securității în muncă SR EN ISO 45001:2018 (certificatul nr. 250, valabil până la data de 20 iunie 2024) emis de către SRAC, partener IQNET (The International Certification Network) – organism de certificare acreditat RENAR



aplicabilă și utilizarea resurselor într-un mod rațional și responsabil, pentru a preveni și reduce impactul asupra mediului.

În vederea aderării la cerințele internaționale de protecție a mediului, sistemul de management a implementat următoarele măsuri:

- a) creșterea responsabilității față de mediu prin implicarea directă, instruirea și îmbunătățirea continuă în domeniul protecției mediului a întregului personal;
- b) prevenirea și combaterea poluării apei și solului prin măsuri legate de exploatarea și întreținerea echipamentelor într-o primă etapă și prin schimbări tehnologice în viitor;
- c) aplicarea de soluții ecologice în lucrările de investiții noi, modernizări, re tehnologizări și refacerea mediului natural după finalizarea lucrărilor;
- d) gestionarea eficientă a deșeurilor rezultate din activitatea proprie;
- e) inițierea și dezvoltarea de parteneriate cu toți actorii interesați de protecția mediului;
- f) îmbunătățirea comunicării cu publicul interesat, prin sporirea transparenței și încurajarea dialogului; și
- g) îmbunătățirea continuă a componentei de mediu a Sistemului de Management Integrat al Grupului.

Implicarea personalului și inițiative de voluntariat

Conducerea consideră că implicarea personalului este o modalitate importantă de a cultiva solidaritatea și valorile durabile în rândul salariaților Grupului și că aceasta ar trebui încurajată prin toate mijloacele. Grupul își propune să instituie un cadru care să permită salariaților săi să contribuie cu competențele lor profesionale sau cu timpul lor la inițiativele de responsabilitate socială și de dezvoltare a comunităților.

Eficiență și abordare sistematică

Grupul urmărește să utilizeze cât mai bine resursele pentru a obține un efect maxim al proiectelor sale, valorificând în același timp la maximum rezultatele pentru beneficiari. Acest principiu se aplică nu numai fondurilor alocate pentru astfel de activități, ci și gestionării resurselor sau altor utilizări ale infrastructurii Grupului.

Grupul urmărește să își concentreze eforturile într-un mod sistematic, prin dezvoltarea treptată a celor mai bune practici și prin programe inovative. Numărul total al temelor principale ar trebui să se limiteze la unul sau mai multe domenii de interes, astfel încât alocarea resurselor să nu fie suprasolicitată.

Reducerea impactului asupra mediului

Grupul își desfășoară activitatea într-o lume în care provocările legate de mediu și problemele conexe sunt în creștere. Riscurile legate de ritmul crescut al schimbărilor climatice, de supraexploatarea resurselor naturale, de pierderea ecosistemelor locale, de contaminarea surselor de apă dulce și de poluarea atmosferică intensă reprezintă preocupări majore pentru Grup în ansamblu. Există o nevoie urgentă de a reduce și diminua la minimum impactul negativ asupra mediului prin crearea unor sisteme energetice cu emisii de carbon reduse, mai descentralizate, mai eficiente și mai durabile. Grupul recunoaște că schimbările climatice reprezintă o realitate și ia act de consensul științific, condus de Grupul interguvernamental privind schimbările climatice, conform căruia gazele cu efect de seră emise de activitățile umane sunt principalul factor determinant. Grupul se angajează să acționeze în mod responsabil și sustenabil pentru a acționa corect să identifice și să combată impactul pe care îl are asupra mediului și a ecosistemelor locale și să implementeze planuri de măsuri concrete pentru a minimiza acest impact negativ și, în final, să aducă o schimbare pozitivă în contextul provocator de astăzi regăsit la nivel mondial. În special, agenda de mediu este încorporată în strategia noastră și se bazează pe trei piloni principali:

- **Tranziția energetică:** Grupul își propune să își mențină poziția de lider pe plan național și regional în producerea de „energie verde” și în sprijinirea tranziției către o economie cu o amprentă redusă de carbon și eficiență energetică.
- **Schimbările climatice:** adaptarea la schimbările climatice și realizarea obiectivului de „emisii de gaze cu efect de seră aproape de zero”
- **Mediu și biodiversitate:** prevenirea/atenuarea impactului asupra mediului, cu accent pe zonele cu o valoare ridicată în materie de biodiversitate



Obiectivele de dezvoltare sustenabilă ale Grupului

Agenda 2030 pentru Dezvoltare Sustenabilă reprezintă o provocare unică și critică pentru sectorul energetic. Extinderea accesului la energie curată va juca un rol crucial în realizarea aproape a tuturor Obiectivelor de Dezvoltare Sustenabilă.

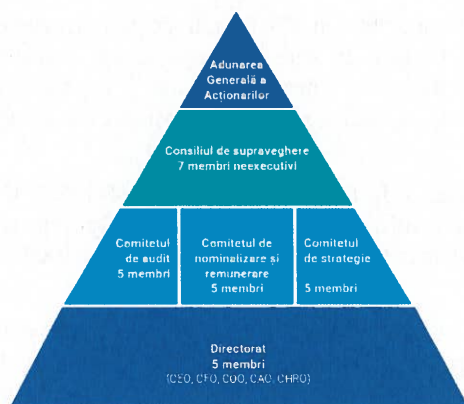
Prin natura sa, hidroenergia are un rol important în atingerea acestui obiectiv (SDG 7). Există un consens larg asupra faptului că, atunci când este planificată și implementată în mod corespunzător, energia hidroelectrică este o soluție accesibilă, fiabilă, durabilă și modernă. Grupul se angajează să considere SDG 7 ca fiind unul dintre cele mai importante obiective, prin asigurarea accesului la energie modernă, fiabilă, durabilă și la prețuri accesibile până în 2030.



CONDUCEREA

Societatea are o structură de administrare în sistem dualist, formată dintr-un Consiliu de Supraveghere și un Directorat. Figura de mai jos prezintă structura de guvernanta corporativă a Societății:

Figura 42:



Consiliul de Supraveghere

Consiliul de Supraveghere al Societății este format din șapte membri numiți printr-o hotărâre a adunării generale ordinare a acționarilor, unul dintre aceștia fiind desemnat președinte. În prezent, ca urmare a demisiei dl. Niculescu George Sergiu, Consiliul de Supraveghere este format din șase membri, dintre care niciunul nu a fost desemnat în calitate de președinte. La fiecare ședință a Consiliului de Supraveghere este desemnat un președinte dintre membrii actuali, care exercită drepturile unui președinte. Atribuțiile Consiliului de Supraveghere sunt descrise mai jos în secțiunea „Descrierea capitalului social și a structurii Societății – Structura Societății – Consiliul de Supraveghere”.

La data prezentului Prospect, membrii Consiliului de Supraveghere sunt următorii:

Nume	Funcție	Data expirării mandatului	Perioada în care persoana a ocupat în actuala poziție/funcție
Mihai Liviu Mihalache	membru	28.03.2027	02.2019 – prezent
Carmen Radu.....	membru	28.03.2027	02.2019 – prezent
Karoly Borbely.....	membru	28.03.2027	07.2017 – prezent
Silviu Răzvan Avram	membru	28.03.2027	03.2023 – prezent
George Marius Toniuc	membru	28.03.2027	03.2023 – prezent
Daniel Adrian Naftali.....	membru	28.03.2027	01.2019 – prezent

Informații biografice ale membrilor Consiliului de Supraveghere

Mihai Liviu Mihalache

Dl. Mihai Liviu Mihalache a deținut funcția de membru al Consiliului de Supraveghere al Hidroelectrica din 2019 și are experiență vastă în domeniul juridic. A studiat la Facultatea de Drept, Universitatea Ecologică din București în perioada 1997-2001 și a lucrat în calitate de consilier juridic (noiembrie 2002-ianuarie 2004) și avocat (ianuarie 2004- aprilie 2007 și 2010-2013).

Dl. Mihai Liviu Mihalache a deținut mai multe funcții în cadrul Ministerului Economiei: Consilier Personal/ Asistent al Cabinetului Ministrului (iulie 2012-decembrie 2012), Director Cabinet Secretar de Stat (iulie 2013-octombrie 2013), Șef Adjunct Oficiu – Oficiul Participațiilor Statului și Privatizării în Industrie (februarie 2014- ianuarie 2015).

A deținut, de asemenea, mai multe funcții la Ministerul Energiei printre care funcția curentă de Director al Direcției Administrarea Participațiilor Statului în Energie, începând cu septembrie 2021. Alte funcții la Ministerul Energiei care au fost deținute de el sunt: Director Cabinet Secretar de Stat (ianuarie 2015-mai 2015), Director General Adjunct – Direcția Generală Societăți Comerciale (mai 2015-februarie 2016), Expert – Direcția Generală Privatizare și Administrare a Participațiilor Statului în Energie Compartimentul Juridic,

Lichidări, Insolvențe (februarie 2016- ianuarie 2017), Director General – Direcția Generală Privatizare și Administrare a Participațiilor Statului în Energie (ianuarie 2017- decembrie 2019), Consilier Superior – Direcția Generală Privatizare și Administrare a Participațiilor Statului – Compartimentul Insolvență (decembrie 2019- septembrie 2021).

Carmen Radu

Carmen Radu a deținut funcția de membru al Consiliului de Supraveghere al Hidroelectrica din februarie 2019 și este în prezent Director General în cadrul Companiei de Investiții și Dezvoltare Sector 1 S.A., începând cu ianuarie 2022. Din mai 2023, dna. Radu este Vicepreședinte și membru în Comitetul de Direcție pentru coordonarea activității specifice entității la Societatea Națională de Cruce Roșie din România (organizație non-guvernamentală).

Având studii în economie la Academia de Studii Economice (1980-1985), Carmen Radu a lucrat între 1979-1997 în calitate de Contabil, Economist, Director Economic, Inspector și a avansat la Director General Adjunct (1997-1999), Director Adjunct (1999-2004) și Președinte al EXIMBANK S.A. (martie 2005-martie 2009).

Ea a deținut de mai multe ori funcții în cadrul Consiliilor de Supraveghere sau Administrație ale unor instituții diverse: Membru în Consiliul de Supraveghere al Fondul Român de Contragarantare (august 2012-martie 2015), Membru în Consiliul de Administrație la Administrația Română a Serviciilor de Trafic Aerian – ROMATSA (aprilie 2013-noiembrie 2016) și mai târziu Președinte al Consiliului de Administrație al aceleiași societăți (2016-2018), membru în Consiliul de Administrație la SNN (aprilie 2013- aprilie 2017), membru în conducerea Asociației Europene a Instituțiilor de Credit (2016-2018).

Printre alte funcții importante pe care le-a deținut Carmen Radu se numără cea de Consilier al Președintelui și Directorului Economic (octombrie 2013-martie 2015), Președinte al Directoratului al Fondul Român de Contragarantare (martie 2015- noiembrie 2017) și membru al Directoratului în cadrul aceleiași societăți (noiembrie 2017- februarie 2020).

Karoly Borbely

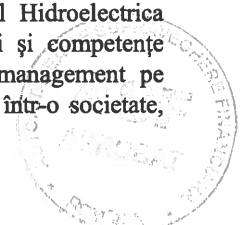
Dl. Karoly Borbely a fost membru al Consiliului de Supraveghere al Hidroelectrica din august 2017 și Președinte al Comitetului de Strategie și IPO. Dl. Borbely are experiență în afaceri guvernamentale, afaceri publice și corporative, managementul proiectelor IPO, dezvoltarea afacerilor și CSR. El deține în prezent funcția de Director pentru atragerea de investitori și dezvoltare de afaceri b2b (în engleză, „*Stakeholders engagement & business development b2b Director*”) la Orange Romania Communications începând cu octombrie 2021. El a deținut funcția de Director Afaceri Publice la Telekom Romania Communications între august 2017 și octombrie 2021, fiind anterior Director al Strategiei & Afaceri Corporative la Hidroelectrica (ianuarie 2015 – august 2017). În perioada 2007-2008, dl. Borbely a fost Ministru al Comunicațiilor & TI.

Dl. Borbely a deținut, de asemenea, funcții de Secretar de Stat: Departamentul pentru Energie, Guvernul României (ianuarie 2014 – decembrie 2014), Ministerul Economiei, Guvernul României (martie 2010 – mai 2012) și funcția de Președinte, secretar de stat între februarie 2005 și decembrie 2007 în Autoritatea Națională pentru Tineret. Alte funcții pe care le-a deținut sunt cea de Director al Dezvoltării Afacerilor în cadrul Energobit (iunie 2012-martie 2014) și Director de Dezvoltare la ITDH, Agenția de dezvoltare a investițiilor și comerțului Ungaria, (în engleză, *Investment and trade development agency, Hungary*) (martie 2003 – februarie 2005).

Dl. Borbely are o diplomă de licență în Management la Universitatea Babeș Bolyai și alte studii în străinătate cu privire la: Guvernanța Corporativă (*Universitat Politecnica de Catalunya, 2020*), Guvernanța Corporativă & Relațiile cu Investitorii (Bursa de Valori Londra, 2015), Construirea Afacerilor pe Piețele Emergente (*Harvard Business School, 2013*).

Silviu Răzvan Avram

Silviu Răzvan Avram este un membru al Consiliului de Supraveghere. Dl. Avram este un inginer profesionist în domeniul energiei, licențiat de Universitatea Politehnică din Timișoara, Secția Electroenergetică. Studiile sale oferă cunoștințele necesare pentru a înțelege activitatea Hidroelectrica, atât din punct de vedere al activității curente, cât și al activității de afaceri. Imediat după absolvire, dl. Avram a deținut funcții executive în societăți din domeniul energiei, în calitate de inginer în cadrul Hidroelectrica (2001-2002) și Servicii Energetice Banat (2011-2015), în urma cărora a dobândit aptitudini și competențe extinse în domeniul energiei. Dl. Avram a dobândit, de asemenea, abilități valoroase de management pe parcursul carierei sale de 20 de ani. El a deținut funcții de conducere în perioada 2018-2022 într-o societate,



membru al unui grup internațional listat pe piața bursieră. Aceste funcții au oferit o cunoaștere amplă a reglementărilor și angajamentelor cerute de o autoritate internațională în domeniul pieței de capital. Pe lângă experiența sa în departamentul de management, dl. Avram a excelat în funcții de consilier, deținând funcția de consilier la un Secretar de Stat în cadrul Ministerului Economiei (2017-2018). Abordarea proactivă și orientată spre rezultate a dlui. Avram, combinată cu experiența sa vastă în domeniul energiei și competențele de management, asigură implicarea sa totală pentru dezvoltarea Hidroelectrică.

George Marius Toniuc

George Marius Toniuc este un membru al Consiliului de Supraveghere și are o vastă experiență în domeniul juridic, cu 25 de ani de activitate. Dl. Toniuc a absolvit în 1998 Universitatea din București, Facultatea de Drept și este membru al Baroului București din 1998. El a lucrat în calitate de avocat de atunci, oferind asistență juridică cu privire la diverse aspecte precum guvernarea corporativă, imobiliare, relații de muncă, etc.

El a oferit în perioada 2003 – 2008 un spectru larg de asistență juridică către entitățile române și străine din cadrul Grupului Rompetrol cu privire la diverse aspecte precum guvernarea corporativă (inclusiv aspecte cu privire la legislația pieței de capital), imobiliare, protecția consumatorului, fuziuni și achiziții, asocieri în participațiune, achiziții publice, dreptul muncii, dreptul aerian.

Din 2008, dl. Toniuc s-a alăturat Budusan & Asociații, o echipă de avocați în România specializați în gestionarea integrată a acuzațiilor economice, financiare și administrative în materie penală și a devenit Partener în 2017. El a oferit asistență juridică și reprezentare în instanță și în fața organelor de investigație sau a autorităților administrative de control în cadrul unor cazuri de profil înalt de evaziune fiscală și spălare de bani (bancar, industria alimentară, infrastructură, TI, imobiliare, media, servicii financiare, petrol și gaze), infracțiuni financiare (inclusiv piețele de capital), fraudă fondurilor europene, fraudă în materia achizițiilor publice, infracțiuni PI, infracțiuni de corupție și tranzacții offshore.

Daniel Adrian Naftali

Daniel Adrian Naftali este unul dintre cei doi Manageri de Portofoliu Adjunct în cadrul Fondul Proprietatea. El s-a alăturat Franklin Templeton în 2010. El are 17 ani de experiență în domeniul financiar, dintre care pe parcursul celor peste 13 ani în cadrul Franklin Templeton atribuțiile sale principale au fost analiza și gestionarea activă a portofoliului de societăți listate și nelistate în România. Înainte de a se alătura Franklin Templeton, dl. Naftali a deținut rolul de analist investiții la Raiffeisen Asset Management Romania și analist la Alpha Finance Romania. Dl. Naftali deține o diplomă de master în *International Securities, Investment and Banking* de la ICMA Centre, Henley Business School – University of Reading din Regatul Unit, o diplomă de master în Banking și Asigurări de la Universitatea din Orleans din Franța, precum și un master și o diplomă de licență în Finanțe și Bănci de la Academia de Studii Economice din București. El deține, de asemenea, certificare CAIA și este un membru titular al Asociației Naționale a Evaluatorilor Autorizați din România (ANEVAR).

Dacă nu se menționează altfel în secțiunea „Conducere – Alte funcții deținute de membrii Consiliului de Supraveghere și ai Directoratului”, membrii Consiliului de Supraveghere nu îndeplinesc activități principale în afara Societății care să fie semnificative pentru aceasta.

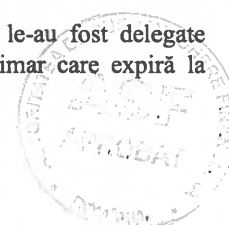
Locul de desfășurare a activității Consiliului de Supraveghere este la sediul Societății.

Directoratul

Directoratul Societății este compus din cinci membri aleși de către Consiliul de Supraveghere, ca regulă, pentru un mandat de patru ani, cu posibilitatea de realegere pentru mandate succesive. Un membru al Directoratului este numit de către Consiliul de Supraveghere drept Președinte („Director General Executiv” sau „CEO” al Societății).

Conducerea Societății aparține exclusiv Directoratului, care își exercită competențele sub controlul Consiliului de Supraveghere. Directoratul are drept obiectiv îndeplinirea obiectului de activitate al Societății, cu respectarea competențelor exclusive rezervate prin lege sau prin Actul Constitutiv și dar și Noului Act Constitutiv ale Societății Consiliului de Supraveghere sau acționarilor, astfel cum aceste aspecte sunt descrise mai jos în secțiunea „Descrierea capitalului social și a structurii Societății – Structura Societății – Directoratul”.

La data prezentului Prospect, membrii Directoratului Societății enumerați mai jos cărora le-au fost delegate atribuțiile de conducere au fost numiți în data de 7 aprilie 2023 pentru un mandat interimar care expiră la



cea mai apropiată dată dintre expirarea unui termen de patru luni de la data numirii sau data la care noii membri ai Directoratului sunt numiți în urma procedurii de selecție pe care Societatea a inițiat-o (prin decizia Consiliului de Supraveghere din data de 6 iunie 2023⁶¹) în conformitate cu prevederile OUG 109/2011:

Nume	Funcție
Bogdan-Nicolae Badea	CEO
Marian Bratu.....	COO
Răzvan -Ionuț Pațaliu	CHRO
Andrei Dominic Gereă	CFO
Cristian Vlădoianu.....	CAO

Dl. Bogdan Nicolae Badea este Directorul General Executiv al Societății, fiind responsabil pentru gestionarea activității curente în limitele obiectului de activitate al Societății și cu respectarea competențelor exclusive rezervate Consiliului de Supraveghere sau acționarilor prin lege sau prin Actul Constitutiv și Noul Act Constitutiv ale Societății.

Informații biografice ale membrilor Directoratului

Bogdan Nicolae BADEA ocupă funcția de Președinte al Directoratului Societății începând din iulie 2017, iar anterior (2016-2017) a coordonat activitatea de management de proiect în cadrul Societății. A acumulat o experiență relevantă în sectorul energetic activând în cadrul unor actori importanți din domeniu: membru al Consiliului de Supraveghere al OMV Petrom (2015-2016), membru al Consiliului de Administrație al Rompetrol Rafinare (2015), director general al BNB Renewable Consulting (2009-2013, 2014), director de strategie-dezvoltare în cadrul Electrica București (2007-2009), președinte al Consiliului de Administrație al Electrica Bio-Heat (2008-2009), membru al Consiliului de Administrație al Enel Energie Muntenia S.A. și Enel Energie S.A. (2007-2009).

Dl. Badea a dobândit o imagine de ansamblu asupra economiei și a sistemului energetic național ca urmare a ocupării unor poziții de înaltă demnitate publică, așa cum sunt cea de Secretar de Stat pentru energie în cadrul Ministerului Energiei, Întreprinderilor Mici și Mijlocii (2014-2015) sau cea de Secretar de Stat în cadrul Ministerului Economiei (2013-2014).

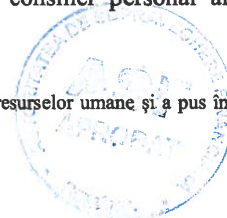
Dl. Bogdan Badea este absolvent în inginerie, pregătirea sa profesională fiind completată de un master obținut în anul 2009 în diplomația apărării, cu o disertație pe tema „Globalizarea, integrarea europeană și securitatea energetică a României”, în cadrul Universității Lucian Blaga din Sibiu.

Marian BRATU este membru al Directoratului Hidroelectrică din 2017. Este de profesie inginer, specializat în energia electrică, absolvent al Universității „Gheorghe Asachi” din Iași. Dl. Bratu și-a dedicat Societății întreaga carieră profesională, care se întinde pe durata a aproape 30 de ani. Deține o cunoaștere profundă a Hidroelectrică, având contribuții la planurile de strategie și management ale Societății și un rol important în modelarea politicilor tehnice și economice viitoare ale acesteia. Dl. Bratu este unul dintre experții în mentenanță de top ai Societății, ocupând, de-a lungul timpului, funcții precum manager al Departamentului Mentenanță, membru al Directoratului sau șef al Serviciului de Mentenanță a Echipamentelor.

Andrei GEREĂ a fost recent numit ca membru al Directoratului începând cu decembrie 2022, dar posedă o experiență vastă în domeniul energiei și activează în cadrul Societății începând din martie 2021. Dl. Gereă este în prezent responsabil pentru strategia și activitatea financiară a Societății. Dl. Gereă a ocupat funcția de Ministru al Energiei, IMM-urilor și Mediului de Afaceri în perioada decembrie 2014 – noiembrie 2015 și, anterior, funcția de Ministru al Economiei în perioada octombrie 2013 – martie 2014, coordonând strategiile și politicile Guvernului în aceste domenii. De asemenea, a coordonat activitățile Crucea Wind Farm din poziția de CEO în perioada martie 2021 – ianuarie 2022.

Răzvan PAȚALIU, de profesie economist, este membru al Directoratului Hidroelectrică din martie 2018. În cadrul Societății, dl. Pațaliu a dat dovadă de reale abilități de conducere în gestionarea activităților de resurse umane, achiziții, sănătate și securitate în muncă, mediu, situații de urgență, dar și comunicare și PR, domenii pe care le-a avut sub coordonare. În sectorul energetic, dl. Pațaliu a deținut, de asemenea, funcția de membru al Consiliului de Administrație al Engie Romania (2017 – 2019) și de consilier personal al ministrului în cadrul Ministerului Energiei (2017 – 2018).

⁶¹ Consiliul de Supraveghere a aprobat criteriile de selecție a expertului independent specializat în recrutarea resurselor umane și a pus în vedere Directoratului să demareze procedura de selecție a acestuia.



Experiența sa în sectorul energetic este completată de cea în domeniul financiar, dl. Pațaliu ocupând, din 2015 și până în prezent, funcția de președinte al consiliului de administrație al Banca Cooperatistă Victoria București. Traectoria sa profesională a inclus și funcții precum cea de director executiv în cadrul BCR (2007-2013) sau manager de Marketing și Vânzări Retail (2006-2007), în cadrul aceleiași companii. În plus, dl. Răzvan Pațaliu a acumulat cunoștințe și experiență în domeniul protecției mediului, activând în calitate de consilier în cadrul Agenției pentru Protecția Mediului Ilfov, precum și consilier personal al președintelui Agenției pentru Protecția Mediului București.

Cristian VLĂDOIANU este membru al Directoratului Hidroelectrică din 2019. Dl. Vlădoianu are o experiență managerială vastă în diverse domenii ale economiei României, acumulată în poziții precum cea de director economic al Agenției pentru Finanțarea Investițiilor Rurale (2017-2019), director general economic al Institutului Cultural Român (2016-2017), manager al Spitalului Județean de Urgență Târgu Jiu (2013) sau director financiar contabil al Spitalului Clinic de Neuropsihiatrie din Craiova (2011-2012). La acestea se adaugă experiența în domeniul marketingului, ca administrator al Adam Weltman Company, în domeniul administrației publice, ca inspector în cadrul Primăriei Craiova, precum și bogate cunoștințe în domeniul mass-media, acumulate în cei zece ani ca manager de stație radio-TV a canalului ProTV.

Licențiat în Economie Generală și având un master în Analiza, diagnosticul și evaluarea afacerilor la Universitatea din Craiova, dl. Cristian Vlădoianu participă la conducerea la nivel macro a Societății și coordonează activitățile de gestionare a activelor și de proiectare, securitate și infrastructură critică ale Hidroelectrică.

Dacă nu se menționează altfel mai jos, membrii conducerii nu îndeplinesc activități principale în afara Societății care să fie semnificative pentru acestea.

Locul de desfășurare a activității membrilor conducerii Societății este la sediul acesteia.

Alte funcții deținute de membrii Consiliului de Supraveghere și ai Directoratului

Pe lângă funcțiile lor în cadrul Societății, membrii Consiliului de Supraveghere și ai Directoratului Societății dețin sau au deținut în ultimii cinci ani următoarele funcții:

<u>Nume complet</u>	<u>Societate / Parteneriat</u>	<u>Funcție</u>	<u>Funcție deținută în prezent (Da/Nu)</u>
Daniel NAFTALI	Franklin Templeton International Services S.A.R.L. Luxembourg, Sucursala București	Senior Vice President	Da
	CN Administrația Porturilor Maritime S.A.	Membru neexecutiv al Consiliului de Administrație	Nu
	SN Plafar S.A.	Membru neexecutiv al Consiliului de Administrație	Nu
	Zirom S.A.	Membru neexecutiv al Consiliului de Administrație	Nu
Mihai MIHALACHE	Rompetrol Rafinare	Membru al Consiliului de Administrație	Nu
	Fondul de Investiții în Energie Kazah-Român S.A.	Membru al Consiliului de Administrație	Nu
	ICSITPML S.A.	Membru al Consiliului de Administrație	Nu
	Ministerul Energiei	Director	Da
	Ministerul Energiei	Consilier Superior	Nu
	Ministerul Energiei	Director General	Nu



Nume complet	Societate / Parteneriat	Funcție	Funcție deținută în prezent (Da/Nu)
Karoly BORBELY	Orange Romania Communications	Director pentru atragerea de investitori si dezvoltare de afaceri b2b	Da
	Telekom Romania Communications	Director Afaceri Publice	Nu
Carmen RADU	Societatea Națională de Cruce Roșie din România	Vicepreședinte și membru în Comitetul de Direcție pentru coordonarea activității specifice entității	Da
	Compania de Investiții și Dezvoltare Sector 1 S.A.	Director General	Da
	ADF Audit Management S.R.L.	Asociat unic	Da
	Fondul Român de Contragarantare	Membru Directorat	Nu
	AECM	Membru în Consiliul de Conducere al Asociației Europene a Instituțiilor de Credit	Nu
	Administrația Română a Serviciilor de Trafic Aerian – ROMATSA	Președinte al Consiliului de Administrație	Nu
George Marius TONIUC	Budusan si Asociaii S.P.A.R.L.	Partener	Da
Silviu Răzvan AVRAM	Autoritatea națională pentru administrare și reglementare în comunicații	Consilier Președinte	Da
	CNCIR S.A.	Consilier Director General	Nu
	Vast Baita Plai	Manager Proiecte Speciale	Nu
	Ministerul Economiei	Consilier Secretar de Stat	Nu
	Pavilion Grup	Administrator	Nu
Bogdan BADEA	CNR-CME -Comitetul Național Român – Consiliul Mondial al Energiei	Membru al Consiliului Director	Da
	Institutul Național Român pentru Studiul Amenajării și Folosirii Surselor de Energie – IRE + Comitetul Român pentru EURELECTRIC	Vicepreședinte și membru al Consiliului Director	Da
	Centrul Român al Energiei CRE	Membru al Consiliului Director	Da
	Asociația Producătorilor de Energie Electrică HENRO	Președinte al Consiliului Director	Da
Cristian VLĂDOIANU	Agenția pentru Finanțarea Investițiilor Rurale	Director Economic	Nu
Răzvan -Ionuț PATALIU	Engie Romania S.A.	Membru al Consiliului de Administrație	Nu



Nume complet	Societate / Parteneriat	Funcție	Funcție deținută în prezent (Da/Nu)
	Banca Cooperatistă Victoria București	Președinte al Consiliului de Administrație	Da
Andrei Dominic Gerea	Crucea Wind Farm S.A.	Director General	Nu
	Camera Deputaților, Parlament	Chester al Camerei Deputaților	Nu
	Camera Deputaților, Parlament	Deputat	Nu

Remunerarea membrilor Consiliului de Supraveghere și ai Directoratului

În ceea ce privește remunerarea membrilor Consiliului de Supraveghere și ai Directoratului, Societatea consideră că politica ei de remunerare reflectă în mod adecvat strategia, obiectivele pe termen lung și responsabilitățile membrilor conducerii și timpul alocat de aceștia pentru exercitarea atribuțiilor ce le revin.

În prezent Societatea plătește un onorariu lunar fix fiecărui membru al Consiliului de Supraveghere și al Directoratului, în conformitate cu contractele de mandat aferente. Conform contractelor de mandat, membrii Consiliului de Supraveghere și Directoratului pot beneficia de o componentă variabilă a remunerației. Astfel, conform contractelor de mandat aplicabile, părțile pot conveni asupra unor elemente suplimentare de remunerație fixă sau variabilă, cum ar fi plățile pentru obiective sau evenimente specifice (de exemplu, IPO).

Valoarea totală a remunerației brute acordate de Grup pentru anul care se încheie la 31 decembrie 2022 către Consiliul de Supraveghere a fost de un total de 1.773.432 RON, în timp ce remunerația Directoratului a fost de 10.427.455 RON.

Remunerația brută în 2022

CONSILIUL DE SUPRAVEGHERE	indemnizație lunară fixă	Componenta variabilă a indemnizației aferente anului 2022, acordată în 2023
LAMBRU IOANA ANDREEA.....	12.360 RON	147.252 RON
MIHALACHE MIHAI LIVIU	12.360 RON	147.252 RON
BORBELY KAROLY	12.360 RON	147.252 RON
RADU CARMEN.....	12.360 RON	147.252 RON
POPESCU CĂTĂLIN VLĂDUȚ	12.360 RON	147.252 RON
STOINA CRISTIAN NICOLAE	12.360 RON	147.252 RON
NAFTALI DANIEL ADRIAN ⁶²	—	—

⁶² Dl. Naftali Daniel a renunțat la indemnizația lunară fixă, precum și la componenta variabilă a indemnizației aferente anului 2022.



Remunerația brută în 2022

DIRECTORATUL	indemnizație lunară fixă	Componenta variabilă a indemnizației aferentă anului 2022, acordată în 2023
BADEA BOGDAN NICOLAE	39.054 RON	1.640.268 RON
BRATU MARIAN.....	39.054 RON	1.640.268 RON
POP RADU CRISTIAN ⁶³	39.054 RON	1.524.082 RON
GEREA ANDREI-DOMINIC ⁶⁴	56.328 RON	—
VLĂDOIANU CRISTIAN.....	39.054 RON	1.640.268 RON
PATALIU RĂZVAN IONUȚ	39.054 RON	1.640.268 RON

Societatea și Hidroserv nu constituie rezerve sau vreun fond de pensii sau de beneficii similare.

Emitentul nu asigură alte beneficii, cu excepția remunerației pecuniare și alte beneficii prevăzute în contractul de mandat, precum cheltuieli legate de îndeplinirea mandatului, echipament de suport (telefon, tabletă, laptop, mașină), asigurare. Dl. Naftali Daniel Adrian a renunțat la componenta fixă și variabilă a indemnizației sale.

În cazul în care revocarea unui membru al Consiliului de Supraveghere are loc fără justă cauză, mandatarul este îndreptățit la plata unor daune-interese, potrivit contractului de mandat. În cazul unei revocări fără justă cauză, membrul va avea dreptul de a primi de la Societate o compensație în valoare de maximum 24 de indemnizații fixe brute lunare dacă revocarea survine în primele 24 de luni ale mandatului. În cazul în care revocarea survine în ultimii doi ani de mandat, se va plăti o compensație echivalentă indemnizației fixe brute lunare corespunzătoare numărului de luni rămase până la data expirării termenului prevăzut în contract.

Participații și opțiuni pe acțiuni

La nivelul Emitentului sau al filialelor sale, nu este aplicabil niciun plan de participații și opțiuni pe acțiuni.

Situația litigiilor în care sunt implicați membrii Consiliului de Supraveghere și ai Directoratului. Conflicte de interese

La data prezentului Prospect și pe durata ultimilor cinci ani, niciun membru al Consiliului de Supraveghere și al Directoratului Societății:

- (i) nu a suferit condamnări pentru infracțiuni de fraudă;
- (ii) nu a deținut o funcție executivă de fondator, asociat, membru al conducerii executive sau membru al unor organisme de administrare, conducere sau supraveghere în cadrul oricărei societăți sau oricărui parteneriat pe durata sau anterior unei proceduri de faliment, punere sub sechestru, punere sub administrare judiciară sau lichidare;
- (iii) nu a făcut obiectul niciunei incriminări și/sau sancțiuni publice oficiale aduse/impuse de către autoritățile statutare sau de reglementare (inclusiv de către organismele profesionale) sau nu i-a fost vreodată interzis de o instanță să mai exercite funcția de membru al unui organ de administrare, conducere sau supraveghere a unei societăți sau să intervină în gestionarea sau desfășurarea afacerilor oricărei societăți;
- (iv) nu a fost ales membru al unui organ de administrare, conducere sau supraveghere sau ca director în cadrul Societății pe baza unui acord sau înțelegeri cu principalii acționari, clienți, furnizori ai Societății sau cu alte persoane, cu excepția dlui. Daniel Adrian Naftali, care a fost desemnat ca membru al Consiliului de Supraveghere ca urmare a propunerii făcute de către Acționarul Vanzător, dl. Naftali fiind un angajat al Franklin Templeton International Services S.A.R.L. Luxembourg, Sucursala București, director unic și administrator de fonduri de investiții alternative ale Acționarului Vanzător; sau
- (v) nu a încheiat niciun contract cu Societatea sau cu filialele acesteia care să prevadă acordarea de beneficii în cazul rezilierii contractului, altele decât cele prezentate în secțiunea „Remunerație” de mai sus;

⁶³ Contractul de mandat al dlui. Pop Radu Cristian a încetat la 7 decembrie 2022.

⁶⁴ Contractul de mandat al dlui. Gerea Andrei-Dominic a încetat la 7 decembrie 2022.



- (vi) nu a fost parte la niciun contract încheiat cu Societatea, cu excepția contractelor de mandat sau de muncă sau acorduri de furnizare; sau
- (vii) nu deține Acțiuni în capitalul social al Societății.

La data prezentului Prospect, Societatea confirmă că:

- (i) nu există nicio restricție privind cesionarea, într-o anumită perioadă de timp, a Acțiunilor deținute de acționari în cadrul Societății, cu excepția restricției de înstrăinare asumate de Acționarul Vanzător în baza Contractului de Intermediere încheiat cu Managerii și de către Statul Român, prin intermediul Ministerului Energiei, în perioada de restricționare a înstrăinării (descrise în capitolul „Subscriere și vânzare”, secțiunea „Contractul de Intermediere” și secțiunea „Contracte de Restricționare”); sau
- (ii) nu există nicio relație de rudenie între oricare dintre membrii Consiliului de Supraveghere și cei ai Directoratului Societății și fondatori; sau
- (iii) nu există niciun conflict de interese între obligațiile asumate față de Societate de către membrii Consiliului de Supraveghere și al Directoratului Societății și interesele lor personale și/sau alte obligații.

Declarația și planul privind guvernarea corporativă

La data prezentului Prospect, întrucât Acțiunile nu sunt admise la tranzacționare pe o piață reglementată, Societatea respectă în general cadrul de guvernare corporativă prevăzut de Legea Societăților și de Ordonanța de Guvern 109/2011.

Ulterior listării și Admiterii la tranzacționare a Acțiunilor, regulile prevăzute de Codul de Guvernare Corporativă al BVB, care se aplică societăților listate pe piața reglementată a BVB, se vor aplica Societății în baza principiului „aplică sau explică”. Codul de Guvernare Corporativă al BVB conține o serie de principii și prevederi, printre altele, cu privire la componența, rolul, funcționarea și remunerarea organelor de conducere, gestionare a riscurilor și control intern, raportarea financiară și divulgarea informațiilor. Toate societățile listate pe BVB trebuie să includă o declarație în raportul lor anual referitoare la respectarea Codului de guvernare corporativă al BVB, iar orice nerespectare a prevederilor Codului de Guvernare Corporativă al BVB trebuie să fie dezvăluită printr-un raport curent trimis către BVB.

Comitete consultative constituite în cadrul Consiliului de Supraveghere

Potrivit Legii Societăților, Consiliul de Supraveghere al Societății poate crea comitete consultative formate din cel puțin doi membri ai Consiliului de Supraveghere, dintre care cel puțin un membru trebuie să îndeplinească criteriile de independență, iar, în cazul comitetului de audit, cel puțin un membru trebuie să dețină experiență în aplicarea principiilor contabile sau în audit financiar. Rolul comitetelor consultative este să realizeze analize și să elaboreze cu regularitate recomandări pentru Consiliul de Supraveghere în domenii precum (i) auditul, (ii) remunerarea membrilor directoratului și ai consiliului de supraveghere, precum și a personalului și (iii) nominalizarea de candidați pentru diferitele posturi de conducere.

În conformitate cu aceste prevederi și, de asemenea, cu dispozițiile OUG nr. 109/2011, Consiliul de Supraveghere a înființat Comitetul de Nominalizare și Remunerare și Comitetul de Audit. Consiliul de Supraveghere stabilește structura, atribuțiile și competențele comitetelor și rămâne pe deplin responsabil pentru acțiunile acestor comitete.

Comitetul de Audit

Comitetul de Audit este un comitet permanent cu rol consultativ, independent față de structurile executive ale Societății, care raportează direct Consiliului de Supraveghere. Potrivit regulamentului de organizare și funcționare al Consiliului de Supraveghere, Comitetul de Audit este format din membri ai Consiliului de Supraveghere.

Comitetul de audit îndeplinește atribuțiile prevăzute la art. 65 din Legea nr. 162/2017 privind auditul statutar al situațiilor financiare anuale și al situațiilor financiare anuale consolidate și de modificare a unor acte normative, cu modificările și completările ulterioare.

Cel puțin un membru al comitetului de audit trebuie să dețină competențe în domeniul contabilității și auditului statutar, dovedite prin documente de calificare pentru domeniile respective și cel puțin un membru al comitetului de audit trebuie să aibă calificările prevăzute de lege în domeniul în care își desfășoară activitatea entitatea auditată.



Majoritatea membrilor comitetului de audit trebuie să fie independenți de entitatea auditată. Președintele comitetului de audit este numit de membrii acestuia sau de către consiliul de supraveghere al entității auditate și este independent de entitatea auditată.

Comitetul de audit este informat și solicită informații, prin intermediul Consiliului de Supraveghere, și emite recomandări, către Consiliul de Supraveghere, cu privire la selecția auditorului statutar, la evaluarea și monitorizarea independenței auditorului statutar și la monitorizarea și rezultatul auditului statutar al situațiilor financiare anuale și al situațiilor financiare anuale consolidate.

Comitetul de audit este informat și solicită informații prin intermediul Consiliului de Supraveghere și emite recomandări către Consiliul de Supraveghere cu privire la procesele de raportare financiară, la procesele de control intern managerial și la procesele de management al riscului din cadrul Hidroelectrica.

Comitetul de audit monitorizează activitatea de audit intern, avizează carta de audit intern, planurile și rapoartele de audit intern, solicită realizarea de misiuni de audit intern ad-hoc și emite recomandări către Consiliul de Supraveghere cu privire la carta de audit intern, planurile și rapoartele de audit intern aprobate, fără a încălca independența auditorilor interni.

Următoarele persoane sunt membri ai Comitetului de Audit începând cu data de 24.04.2023 (decizia Consiliului de Supraveghere nr. 53/24.04.2023).

1. Carmen Radu – Președinte
2. George Marius Toniuc – Membru
3. Silviu Razvan Avram – Membru
4. Daniel Adrian Naftali – Membru
5. Mihai Liviu Mihalache – Membru

Comitetul de Nominalizare și Remunerare

Comitetul de Nominalizare și Remunerare este un comitet permanent cu rol consultativ, independent față de structurile executive ale Societății, care raportează direct Consiliului de Supraveghere. Comitetul de Nominalizare și Remunerare este format din membri ai Consiliului de Supraveghere.

Rolurile Comitetului de Nominalizare și Remunerare sunt:

- de a formula propuneri pentru funcția de membru al Consiliului de Supraveghere, elaborează și propune Consiliului de Supraveghere procedura de selecție a candidaților pentru funcțiile de membru al Directoratului și pentru alte funcții, recomandă Consiliului de Supraveghere candidați pentru funcțiile enumerate mai sus și formulează propuneri privind elaborarea unei politici de remunerare pentru membrii Directoratului și alte funcții de conducere, în concordanță cu strategia de dezvoltare, obiectivele, valorile și interesele Societății. Comitetul are obligația de a supraveghea aplicarea politicii de remunerare pentru Directorat.
- de a propune criteriile de selecție a membrilor Directoratului, corespunzătoare profilelor identificate, precum și criteriile de selecție pentru alte asemenea funcții de conducere.

În realizarea activității sale, Comitetul de Nominalizare și Remunerare elaborează un raport anual cu privire la remunerațiile și alte asemenea avantaje acordate membrilor Consiliului de Supraveghere și directorilor în cursul anului financiar. Raportul este prezentat Adunării Generale a Acționarilor care aprobă situațiile financiare anuale.

Cel puțin un membru al Comitetului de Nominalizare și Remunerare trebuie să fie membru independent al Consiliului de Supraveghere.

Următoarele persoane sunt membri ai Comitetului de Nominalizare și Remunerare începând cu data de 24.04.2023 (decizia Consiliului de Supraveghere nr. 53/24.04.2023).

1. Mihai Liviu Mihalache – Președinte
2. Silviu Razvan Avram – Membru
3. Karoly Borbely – Membru
4. Daniel Adrian Naftali – Membru
5. Carmen Radu – Membru



Comitetul de Strategie și IPO

Comitetul de Strategie și IPO este un comitet permanent cu rol consultativ, independent față de structurile executive ale Societății, care raportează direct Consiliului de Supraveghere. Comitetul de Strategie și IPO este format din membri ai Consiliului de Supraveghere.

Comitetul de Strategie și IPO elaborează recomandări cu privire la strategia de privatizare a Societății, conform Hotărârii Guvernului României nr. 1066/2013 pentru aprobarea strategiei de privatizare a Societății de Producere a Energiei Electrice în Hidrocentrale Hidroelectrica S.A, cu modificările și completările ulterioare, precum și Legii nr. 297/2004 privind piața de capital, cu modificările și completările ulterioare.

Comitetul de Strategie și IPO a avut/are, în principal, următoarele atribuții:

- Acesta întocmește analize și elaborează recomandări scrise pentru Consiliul de Supraveghere în procesul de derulare a procesului de privatizare;
- Acesta întocmește analize și elaborează recomandări Consiliului de Supraveghere în ceea ce privește stabilirea direcțiilor principale de privatizare și a obiectivelor strategice ale Societății și a modalităților preconizate pentru atingerea acestora;
- Recomandările emise de Comitetul de Strategie și IPO vor fi întocmite pe baza strategiei de privatizare a Societății sau pe baza studiilor/consultărilor puse la dispoziție de către consultantul juridic sau intermediarul de privatizare, selectați în acest sens. Documentațiile care se înscriu în categoriile precizate anterior, sunt întocmite prin grija conducerii executive a Societății.

Următoarele persoane sunt membri ai Comitetului de Strategie și IPO începând cu data de 24.04.2023 (decizia Consiliului de Supraveghere nr. 53/24.04.2023).

1. Karoly Borbely – Președinte
2. Silviu Razvan Avram – Membru
3. George Marius Toniuc – Membru
4. Daniel Adrian Naftali – Membru
5. Carmen Radu – Membru

Consiliul de Supraveghere poate decide constituirea altor comitete consultative și decide cu privire la atribuțiile suplimentare ale comitetelor înființate la nivelul Consiliului.



ACȚIONARI

La data prezentului Prospect, principalul acționar al Societății este Statul Român prin Ministerul Energiei. Societatea a emis doar Acțiuni care conferă drepturi de vot egale tuturor acționarilor Societății.

Tabelul de mai jos prezintă anumite informații referitoare la dreptul de proprietate asupra Acțiunilor înainte de Ofertă și dreptul de proprietate asupra Acțiunilor al acționarilor curenți imediat după finalizarea Ofertei, presupunând că toate Acțiunile sunt vândute în cadrul Ofertei și că fondurile aferente stabilizării nu sunt utilizate de Managerul de Stabilizare pentru a achiziționa Acțiuni de pe piață:

Acționar	Acțiuni deținute înainte de Ofertă		Acțiuni deținute după Ofertă*	
	(Număr)	%	(Număr)	%
Statul Român	360.094.390	80,06	360.094.390	80,06
Fondul Proprietatea S.A.	89.708.177	19,94	0	0
Altele (în circulație liberă)	—	—	89.708.177	19,94
Total.....	449.802.567	100	449.802.567	100

* Sub rezerva Închiderii cu Succes a Ofertei și cu condiția ca toate Acțiunile Oferite (incluzând Acțiunile Supra-alocate) să fie subscrise în mod valabil de către investitorii în Ofertă

Societatea nu are cunoștință cu privire la niciun acord care poate avea drept rezultat, la o dată ulterioară, o modificare a controlului asupra Societății.



DESCRIEREA CAPITALULUI SOCIAL ȘI A STRUCTURII SOCIETĂȚII

Informații generale

Hidroelectrica este o societate pe acțiuni organizată și care își desfășoară activitatea în conformitate cu legislația României, înființată în baza Hotărârii Guvernului României nr. 627 din 13 iulie 2000, înmatriculată în România la Oficiul Registrului Comerțului de pe lângă Tribunalul București sub nr. J40/7426/2000, având cod unic de înregistrare 13267213.

Sediul social al Societății este situat în România, București, sector 1, Bd. Ion Mihalache nr. 15-17, etajele 10-15. Denumirea legală și comercială a Societății este Societatea de Producere a Energiei Electrice în Hidrocentrale Hidroelectrica S.A. Numărul de telefon de la sediul social al Societății este +4 021.303.25.00.

Codul de identificare a entității juridice („LEI”) al Societății este 78720011SRQX09PRB732.

Societatea își desfășoară activitatea în conformitate cu Actul Constitutiv, astfel cum acesta a fost actualizat cel mai recent la data de 23 mai 2023 (fără a lua în considerare modificarea conform Noului Act Constitutiv).

În cazul în care Oferta are succes și Societatea este admisă la tranzacționare la BVB, Societatea se va supune, printre altele, dispozițiilor Legii Societăților, dar și celor ale Legii 24/2017, precum și altor reglementări privind piața de capital aplicabile.

În data de 22 iunie 2023, AGEA a aprobat Noul Act Constitutiv al Societății cu scopul de a pune în aplicare practici și politici de guvernanță corporativă adecvate pentru o societate ale cărei acțiuni sunt admise la tranzacționare pe piața reglementată. Noul Act Constitutiv va intra în vigoare la Data Listării, cu condiția Închiderii cu Succes a Ofertei.

Scopul activității Societății

Scopul activității Societății este producția și vânzarea de energie electrică, efectuate într-o manieră conformă cu și având un obiect de activitate ce respectă legislația în vigoare.

Capitalul social

Capital social emis

Capitalul social al Societății este în întregime subscris și vărsat și este în sumă de 4.498.025.670 RON, împărțit în 449.802.567 de acțiuni nominative, liber transferabile, vărsate în întregime, fiecare având o valoare nominală de 10 RON, care au fost emise în formă dematerializată. Nu există Acțiuni emise care nu reprezintă capitalul social al Societății. Societatea a emis o singură clasă de acțiuni: ordinare. Acțiunile au fost create în conformitate cu legislația României, sub formă de „titluri nominative dematerializate” și sunt vărsate în întregime.

Nicio parte din capitalul social al Societății sau din Acțiuni nu face obiectul unui drept de opțiune (cu excepția celor descrise în secțiunea „Subscriere și vânzare – Stabilizare” de mai jos), iar Societatea și/sau Acționarul Vanzător nu a convenit să acorde o opțiune de acest fel vreunei persoane.



Evoluția modificărilor intervenite la nivelul capitalului social al Societății

Începând cu 31 decembrie 2018 și până în prezent, capitalul social al Societății s-a modificat conform tabelului de mai jos:

Data	Acțiuni noi emise	Capital social nou emis	Total acțiuni emise	Total capital social emis	Nr. de acțiuni și % deținut de Acționarul Vanzător ulterior modificării	Preț / Observații
03.05.2018	74.268	742.680 RON	448.239.331	RON 4.482.393.310	89.396.405-19,943900238%	Conform hotărârii AGEA 26/05.12.2017 și 7/03.05.2018
22.12.2020	208.136	2.081.360 RON	448.447.467	RON 4.484.474.670	89.437.916 – 19,943900363%	Conform hotărârii AGEA nr. 12/18.09.2020 și 17/22.12.2020
27.04.2022	12.015	120.150 RON	448.459.482	RON 4.484.594.820	89.440.313 -19,943900528%	Conform hotărârii AGEA nr.9/12.10.2021 și nr.6/27.04.2022
23.05.2023	1.343.085	13.430.850 RON	449.802.567	RON 4.498.025.670	89.708.177 – 19,9439003631%	Conform hotărârii AGEA nr. 9/27.03.2023 și nr. 15/23.05.2023

Drepturi ale acționarilor

Următoarele paragrafe prezintă un scurt rezumat al unor drepturi importante ale acționarilor, conform Noului Act Constitutiv al Societății și prevederilor legale aplicabile.

Drepturi de preferință

Acționarii Societății au drept de preferință la subscrierea acțiunilor noi emise de Societate proporțional cu participațiile lor la data de înregistrare stabilită de AGA pentru respectiva majorare de capital social.

Termenul pentru exercitarea dreptului de preferință pentru subscrierea de acțiuni noi trebuie să fie de cel puțin o lună de la data precizată în prospectul aferent, care nu poate fi mai devreme de data de înregistrare stabilită pentru respectiva majorare de capital social sau data publicării hotărârii emise de AGEA/ Directorat privind majorarea capitalului social în Monitorul Oficial al României, Partea a IV-a.

Potrivit Legii 24/2017, în cazul majorării de capital social prin aport în numerar, dreptul de preferință poate fi ridicat și, în acest sens, AGEA trebuie să aprobe, în baza unor motive temeinice, ridicarea drepturilor de preferință al acționarilor de a subscrie acțiunile nou emise. Cerința de cvorum pentru o asemenea aprobare este de 85% din capitalul social subscris, iar hotărârea trebuie adoptată cu votul favorabil al acționarilor care reprezintă cel puțin trei sferturi din drepturile de vot.

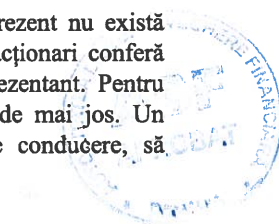
Dreptul la informare

Acționarii au dreptul la o corectă și completă informare asupra situației societății în adunarea generală a acționarilor Societății. În mod concret, în legătură cu orice AGA, acționarii au dreptul de a primi documente în susținerea fiecărui punct de pe ordinea de zi a adunării cu cel puțin 30 de zile înainte de data adunării generale, inclusiv, în cazul AGA care aprobă situațiile financiare anuale, copii ale situațiilor financiare, rapoartele anuale, propunerea Directoratului privind repartizarea de dividende, precum și informații referitoare la exercitarea drepturilor de vot. De asemenea, Societatea trebuie să informeze acționarii cu privire la rezultatele votului. Acționarii au dreptul să primească informații privind structura acționariatului Societății și să consulte registrele gestionate de Societate, precum registrul AGA.

În plus, Societatea trebuie să pună la dispoziția acționarilor diverse informații în cazul desfășurării anumitor evenimente statutare. În vederea distribuirii acestor informații, Societatea se poate baza pe asistența tehnică asigurată de Depozitarul Central.

Drepturi de vot

Sub rezerva oricăror drepturi sau restricții speciale cu privire la vot aferente Acțiunilor (în prezent nu există niciun astfel de drept sau restricție specială), fiecare Acțiune subscrisă și vărsată integral de acționari conferă titularului acesteia drepturi egale, inclusiv dreptul la un vot în AGA, personal sau prin reprezentant. Pentru mai multe informații cu privire la vot, vezi secțiunea „Adunarea Generală a Acționarilor” de mai jos. Un acționar persoană juridică poate, prin decizie a administratorilor săi sau a altui organ de conducere, să



împuternicească o persoană care să îl reprezinte pe acționar în cadrul adunărilor generale ale acționarilor și care să exercite aceleași prerogative pe care le-ar fi putut exercita dacă ar fi fost un acționar persoană fizică al Societății.

Dreptul de retragere

În conformitate cu Legea Societăților, acționarii care nu au votat pentru adoptarea unei anumite operațiuni supusă votului în AGA au dreptul să se retragă din Societate și să solicite Societății să achiziționeze acțiunile pe care aceștia le dețin. Acest drept poate fi exercitat numai dacă operațiunile menționate mai sus se referă la: (i) modificarea obiectului principal de activitate al Societății prevăzut în Noul Act Constitutiv; (ii) mutarea sediului social al Societății în altă țară, (iii) modificarea formei juridice a Societății sau (iv) fuziunea sau divizarea Societății.

În plus, în conformitate cu Legea 24/2017, acționarii unei societăți admise la tranzacționare pe o piață reglementată, care nu sunt de acord cu hotărârile adoptate de AGA cu privire la fuziune sau divizare, în urma căreia acționarilor Societății li s-ar alocă acțiuni ce nu sunt admise la tranzacționare pe o piață reglementată, au dreptul de a se retrage prin vânzarea acțiunilor pe care le dețin către Societate.

Dividende

Dividendele, cu condiția ca distribuția dividendelor să fie aprobată de AGOA, sunt distribuite acționarilor înregistrați în registrul acționarilor Societății la data de înregistrare, proporțional cu numărul de acțiuni deținute în cadrul Societății. Dividendele pot fi distribuite numai dacă Societatea înregistrează profit, conform înregistrărilor din situațiile financiare anuale aprobate de AGOA și dacă AGOA decide distribuția de dividende. Pentru mai multe informații privind dreptul la dividende, vezi capitolul „*Politica privind dividendele*” din prezentul Prospect.

Potrivit Legii Societăților, dividendele se distribuie acționarilor proporțional cu cota de participare la capitalul social vărsat. Opțional, dividendele pot fi distribuite trimestrial, pe baza situațiilor financiare interimare, sau anual, pe baza situațiilor financiare anuale, dacă nu se prevede altfel în actul constitutiv. Opțional, dividendele pot fi plătite trimestrial în termenul stabilit de AGA sau, dacă este cazul, prin legi speciale, regularizarea diferențelor ce rezultă din distribuția dividendelor în cursul anului fiind efectuată prin intermediul situațiilor financiare anuale. Plata diferențelor rezultate din ajustare se efectuează în termen de 60 de zile de la data aprobării situațiilor financiare anuale pentru exercițiul financiar încheiat. În cazul în care plata dividendelor nu se realizează în termen, Societatea datorează dobândă penalizatoare calculată în conformitate cu legea.

Alte drepturi ale acționarilor

Legea Societăților, Legea 24/2017 și Regulamentul ASF nr. 5/2018 prevăd următoarele drepturi în favoarea anumitor categorii de acționari, a căror respectare trebuie să fie atent monitorizată de Societate:

- dreptul acționarului/acționarilor care deține/dețin, individual sau împreună, cel puțin 5% din capitalul social al Societății de a solicita auditorilor interni să investigheze pretențiile referitoare la Societate;
- dreptul acționarului/acționarilor care deține/dețin, individual sau împreună, cel puțin 5% din capitalul social al Societății de a solicita convocarea unei AGA, de a introduce puncte noi pe ordinea de zi a adunării generale și proiecte de hotărâre spre a fi incluse pe ordinea de zi a AGA; dacă această solicitare nu este respectată, respectivii acționari au dreptul suplimentar de a cere instanței să convoace imediat o adunare generală;
- dreptul acționarului/acționarilor care deține/dețin, individual sau împreună, cel puțin 10% din capitalul social al Societății de a cere instanței să desemneze unul sau mai mulți experți, însărcinați să analizeze anumite operațiuni privind gestiunea Societății și să întocmească un raport cu privire la acestea;
- dreptul acționarului/acționarilor care deține/dețin, individual sau împreună, cel puțin 5% din capitalul social al Societății sau din drepturile de vot de a solicita alegerea membrilor Consiliului de Supraveghere prin metoda votului cumulativ; cu toate acestea, această metodă se aplică obligatoriu numai dacă solicitarea provine de la un acționar care deține cel puțin 10% din capitalul social;
- AGA poate decide să introducă o acțiune în justiție împotriva fondatorilor, conducătorilor, administratorilor, respectiv a membrilor Consiliului de Supraveghere, precum și a auditorilor sau auditorilor financiari, pentru prejudicii aduse Societății din culpa acestora, cu nerespectarea îndatoririlor acestora față de Societate. Dacă adunarea generală nu decide să introducă o acțiune în răspundere și



nu adoptă propunerea unuia sau mai multor acționari de a introduce o astfel de acțiune, acționarii care reprezintă, fiecare sau cumulativ, cel puțin 5% din capitalul social au dreptul să introducă o acțiune în despăgubire, în nume propriu, dar pe seama Societății, împotriva oricărei persoane menționate mai sus.

Drepturile de vot se calculează pe baza numărului total al drepturilor de vot aferente acțiunilor, chiar dacă exercitarea acestora este suspendată. În vederea calculării pragurilor menționate mai sus, Societatea trebuie să facă public numărul total de acțiuni emise și drepturile de vot atașate acestora la finalul fiecărei luni calendaristice, dacă în perioada respectivă a existat o majorare sau o reducere a capitalului social sau a numărului de drepturi de vot (când este cazul, pentru fiecare clasă de acțiuni, inclusiv la conversia acțiunilor dintr-o clasă în alta).

Modificarea capitalului

Majorarea capitalului social

Conform Noului Act Constitutiv și reglementărilor aplicabile, AGEA are competența de a decide majorarea sau reducerea de capital social. Capitalul social al Societății poate fi majorat prin: (i) emisiunea de acțiuni noi sau prin majorarea valorii nominale a acțiunilor existente în schimbul unor noi aporturi în numerar și/ sau în natură; (ii) încorporarea rezervelor (cu excepția rezervelor legale), precum și a beneficiilor sau a primelor de emisiune; (iii) compensarea unor creanțe certe, lichide și exigibile asupra Societății cu acțiuni ale acesteia.

Acțiunile emise pentru majorarea capitalului social vor fi oferite spre subscriere în primul rând acționarilor existenți, proporțional cu numărul acțiunilor pe care le posedă. A se vedea și sub-sectiunea "Drepturi de preferință" de mai sus.

Potrivit legislației aplicabile în vigoare la data emiterii Prospectului, AGEA poate autoriza Directoratul să majoreze capitalul social până la o limită maximă decisa de adunare. Aceasta nu poate depăși jumătate din capitalul social subscris existent la momentul autorizării. Perioada de valabilitate a acestei competențe acordate de AGEA este de maximum 3 ani și poate fi reînnoită de către adunarea generală pentru o perioadă care nu poate depăși 3 ani.

Directoratul îi poate fi delegată prin hotărâre a AGEA, pe lângă atribuția de a decide majorarea capitalului social, și cea de ridicare a dreptului de preferință, cu respectarea condițiilor de cvorum și majoritate prevăzute în lege în legătură cu ridicarea dreptului de preferință.

Reducerea capitalului social

Conform Noului Act Constitutiv al Societății, hotărârea de reducere a capitalului social se adoptă de AGEA. Capitalul social va putea fi redus numai după trecerea a două luni din ziua în care hotărârea adunării generale extraordinare a acționarilor de aprobare a reducerii capitalului social a fost publicată în Monitorul Oficial al României, Partea a IV-a.

Dobândirea propriilor acțiuni

Societatea poate să dobândească propriile acțiuni, fie direct, fie prin intermediul unei persoane acționând în nume propriu, dar pe seama Emitentului, cu respectarea următoarelor condiții: (i) autorizarea dobândirii propriilor Acțiuni este acordată de către AGEA, care va stabili condițiile acestei dobândiri, în special numărul maxim de Acțiuni ce urmează a fi dobândite, durata pentru care este acordată autorizația și care nu poate depăși 18 luni de la data publicării hotărârii în Monitorul Oficial al României, Partea a IV-a, și, în cazul unei dobândiri cu titlu oneros, contravaloarea lor minimă și maximă; (ii) valoarea nominală a Acțiunilor proprii dobândite de Societate, inclusiv a celor aflate deja în portofoliul său, nu poate depăși 10% din capitalul social subscris; (iii) tranzacția poate avea ca obiect doar Acțiuni integral liberate; și (iv) plata Acțiunilor astfel dobândite se va face numai din profitul distribuibil sau din rezervele disponibile ale Societății, înscrise în ultima situație financiară anuală aprobată, cu excepția rezervelor legale.

Organe statutare

Adunarea generală a acționarilor

AGA unei societăți pe acțiuni, asemenea Societății, pot fi ordinare sau extraordinare. Nu există diferențe între cele două din punctul de vedere al formalităților de convocare.

AGO și AGEA diferă în ce privește cvorumul, majoritățile de vot și atribuțiile. Către AGEA sunt atribuite puteri superioare de decizie (a se vedea mai jos). În consecință, legea prevede cvorumuri și majorități de vot mai mari pentru AGEA.



Potrivit Legii Societăților și Noului Act Constitutiv, adunarea generală se convoacă la inițiativa Directoratului sau la cererea acționarilor care reprezintă, individual sau împreună, cel puțin 5% din capitalul social, în termen de cel mult 30 de zile de la data la care este primită o astfel de cerere. În această situație, adunarea generală se va întruni la prima sau la a doua convocare, în termen de cel mult 60 de zile de la data primirii cererii de către Societate.

Societatea pune la dispoziția acționarilor, cu cel puțin 30 de zile înainte de data adunării generale a acționarilor, documentele sau informațiile vizând punctele înscrise pe ordinea de zi, pe pagina de internet proprie, inclusiv: (i) situațiile financiare anuale; (ii) raportul anual al Consiliului de Supraveghere și al Directoratului; (iii) raportul integral al auditorului financiar; (iv) raportul de remunerare; (v) propunerea cu privire la distribuirea de dividende.

Adunarea Generală Ordinară a Acționarilor

AGOA trebuie să se întrunească cel puțin o dată pe an, în termen de patru luni de la finalul exercițiului financiar.

Conform Noului Act Constitutiv, în afară de dezbaterile altor puncte înscrise pe ordinea de zi, acționarii au următoarele obligații:

- (a) să discute, să aprobe sau să modifice situațiile financiare anuale, pe baza rapoartelor prezentate de Directorat, de Consiliul de Supraveghere și de auditorul statutar, potrivit legii;
- (b) să repartizeze profitul și să stabilească dividendul;
- (c) să numească și să revoce membrii Consiliului de Supraveghere;
- (d) să numească și să revoce auditorul statutar și să stabilească durata minimă a contractului de audit;
- (e) să fixeze limitele generale ale remunerațiilor membrilor Directoratului;
- (f) să stabilească nivelul remunerațiilor membrilor Consiliului de Supraveghere, precum și termenele și condițiile contractului de mandat încheiat cu fiecare dintre membrii Consiliului de Supraveghere;
- (g) să se pronunțe asupra gestiunii membrilor Directoratului și membrilor Consiliului de Supraveghere, să le evalueze performanțele și să îi descarce de gestiune, în condițiile legii;
- (h) să hotărască cu privire la acționarea în justiție a membrilor Directoratului și a membrilor Consiliului de Supraveghere, după caz, pentru pagube pricinuite Societății;
- (i) să aprobe bugetul de venituri și cheltuieli;
- (j) să aprobe indicatorii de performanță financiari și nefinanciari rezultați din Planul de administrare;
- (k) să aprobe rapoartele Consiliului de Supraveghere cu privire la activitatea desfășurată;
- (l) să aprobe gajarea, închirierea sau desființarea uneia sau a mai multor unități (puncte de lucru) ale Societății; și
- (m) să aprobe documentele finale ale tranzacțiilor aferente proceselor de fuziuni/achiziții în care este implicată Societatea.

Cvorumul minim pentru prima convocare a AGOA este reprezentat de acționarii care reprezintă mai mult de o pătrime din numărul total de drepturi de vot. În cazul în care cvorumul minim necesar este întrunit la prima convocare, hotărârile privind punctele incluse pe ordinea de zi publicată a adunării pot fi adoptate statutar cu majoritatea voturilor exprimate de acționarii prezenți sau reprezentați în mod valabil în cadrul adunării.

Dacă cerințele de cvorum nu sunt întrunite în termen de 30 de minute de la ora stabilită pentru desfășurarea adunării la prima convocare sau, dacă, pe parcursul ședinței, acestea încetează a mai fi întrunite, AGOA se va ține la o a doua convocare într-o zi, la o oră și într-un loc specificate în acest sens în convocare. AGOA întrunită la a doua convocare poate decide cu privire la problemele incluse în ordinea de zi făcută publică la prima adunare convocată, indiferent de numărul acționarilor prezenți, cu majoritatea voturilor exprimate de acționarii prezenți sau reprezentați în mod valabil în cadrul adunării. Legea Societăților interzice unei societăți să stabilească cerințe de cvorum sau de majoritate mai exigente pentru a doua convocare a Adunării Generale Ordinare a Acționarilor.



Adunarea Generală Extraordinară a Acționarilor

Conform Noului Act Constitutiv, AGEA se poate întruni ori de câte ori este necesară adoptarea unei hotărâri cu privire la:

- (a) modificarea formei juridice a Societății;
- (b) schimbarea sediului Societății în afara Municipiului București;
- (c) majorarea sau reducerea capitalului social al Societății sau reîntregirea lui prin emisiune de noi acțiuni;
- (d) fuziunea cu alte societăți comerciale, preluarea/încorporarea în orice mod a altor societăți existente sau care urmează a se crea sau orice tip de consolidări;
- (e) divizarea Societății sau orice separări de active sau activități sau transferuri de active sau de activități;
- (f) dizolvarea anticipată a Societății;
- (g) conversia acțiunilor dintr-o categorie în alta;
- (h) conversia obligațiunilor dintr-o categorie în altă categorie sau în acțiuni;
- (i) emisiunea de obligațiuni;
- (j) încheierea de acte de dobândire, înstrăinare, închiriere, schimb sau de constituire în garanție a unor active din categoria activelor imobilizate ale Societății, a căror valoare depășește, individual sau cumulată, pe durata unui exercițiu financiar, 20% din totalul valorii contabile a activelor imobilizate ale Societății, minus creanțele;
- (k) închirierile de active corporale, pentru o perioadă mai mare de un an, a căror valoare individuală sau cumulată față de același cocontractant sau persoane implicate ori care acționează în mod concertat depășește 20% din valoarea totalului activelor imobilizate, mai puțin creanțele la data încheierii actului juridic, precum și asocierile pe o perioadă mai mare de un an, depășind aceeași valoare;
- (l) aprobarea admiterii la tranzacționare pe o piață reglementată a oricăror instrumente financiare emise de Societate;
- (m) orice modificare a Noului Act Constitutiv sau oricare altă hotărâre pentru care este cerută aprobarea AGEA; și
- (n) încheierea de către Societate a oricărui contract, asumarea oricărei obligații sau angajament care ar putea implica cheltuieli sau asumarea oricărei alte obligații importante de către Societate, conform limitelor de competență prevăzute în Noul Act Constitutiv.

Cvorumul minim pentru prima convocare a AGEA este reprezentat de acționarii care dețin mai mult de o pătrime din capitalul social al Societății. În cazul în care cvorumul minim necesar este întrunit la prima convocare, hotărârile privind punctele incluse pe ordinea de zi publicată a adunării pot fi adoptate statutar cu voturile acționarilor care reprezintă majoritatea capitalului social al Societății. Cerințele de cvorum prevăzute de Noul Act Constitutiv pentru prima convocare a AGEA sunt mai exigente decât cele prevăzute de Legea Societăților.

Dacă, în termen de 30 de minute de la ora stabilită pentru desfășurarea adunării la prima convocare (sau în orice alt termen considerat oportun de președintele adunării), nu se întrunesc cerințele de cvorum sau, dacă, pe parcursul ședinței, acestea încetează să mai fie întrunite, AGEA se va ține la o a doua convocare într-o zi, la o oră și într-un loc specificate în acest sens în convocare. AGEA întrunită la a doua convocare poate decide cu privire la problemele incluse în ordinea de zi făcută publică a primei adunări convocate în prezența acționarilor reprezentând o cincime din numărul total al drepturilor de vot, cu majoritatea voturilor deținute de acționarii prezenți sau reprezentați în mod valabil în cadrul adunării.

Fără a aduce atingere prevederilor de mai sus, decizia de modificare a obiectului principal de activitate al Societății, de reducere sau majorare a capitalului social, de schimbare a formei juridice, de fuziune, divizare sau dizolvare a Societății trebuie luată cu o majoritate de cel puțin 2/3 din drepturile de vot deținute de acționarii Societății prezenți, reprezentați sau care au votat prin corespondență.

În ceea ce privește majorarea capitalului social prin aport în numerar, ridicarea dreptului de preferință al acționarilor de a subscrie noile acțiuni trebuie să fie hotărâtă în AGEA, la care participă acționarii reprezentând cel puțin 85% din capitalul social subscris și cu votul acționarilor care dețin cel puțin 3/4 din drepturile de vot. Aceste cerințe de cvorum și majoritate sunt aplicabile și în cazul ridicării dreptului de preferință în situația majorării capitalului social prin conversia datoriilor certe, lichide și exigibile.



O majorare a capitalului social prin aporturi în natură trebuie aprobată de AGEA, la care participă acționari reprezentând cel puțin 85% din capitalul social subscris și cu votul acționarilor care dețin cel puțin 3/4 din drepturile de vot. Aporturile în natură pot consta numai în bunuri noi și performante necesare realizării obiectului de activitate al Societății.

O majorare a capitalului social prin majorarea valorii nominale a acțiunilor poate fi hotărâtă numai cu votul tuturor acționarilor, în afară de cazul când este realizată prin încorporarea rezervelor, beneficiilor sau primelor de emisiune.

În anumite situații expres prevăzute de legislația în vigoare, întrunirea cvorumului și adoptarea deciziilor se va realiza în condițiile prevăzute de reglementările respective.

AGEA poate decide dizolvarea Societății, cu o majoritate de cel puțin 2/3 din drepturile de vot deținute de acționarii prezenți sau reprezentați în AGEA. În cazul în care AGEA a decis dizolvarea Societății, aceasta are ca efect deschiderea procedurii lichidării. Din momentul dizolvării, membrii Consiliului de Supraveghere și ai Directoratului nu mai pot întreprinde noi operațiuni și vor răspunde, în caz contrar, individual și solidar pentru oricare dintre acțiunile întreprinse. Consecințele fiscale ale divizării și lichidării vor fi stabilite în conformitate cu legislația fiscală românească și cu legislația țării în care este rezident fiscal fiecare investitor.

Consiliul de Supraveghere

Potrivit Noului Act Constitutiv, Consiliul de Supraveghere este format din șapte membri, care sunt numiți pentru un mandat de patru ani de către AGA Societății. Președintele Consiliului de Supraveghere este numit de membrii Consiliului de Supraveghere. Adunările Consiliului de Supraveghere pot fi convocate după cum urmează: (i) de către președintele Consiliului de Supraveghere (sau de către un membru al Consiliului de Supraveghere în baza unei autorizări a președintelui) ori de câte ori este necesar, dar cel puțin trimestrial; (ii) de către președintele Consiliului de Supraveghere la cererea motivată a oricăror doi membri ai Consiliului de Supraveghere sau a întregului Directorat, cu condiția ca punctele propuse pentru includerea pe ordinea de zi să fie de competența Consiliului de Supraveghere; sau (iii) de către doi membri ai Consiliului de Supraveghere sau de Directorat, în cazul în care președintele nu convoacă ședința Consiliului de Supraveghere, în conformitate cu punctele (i) și (ii) de mai sus.

În cazul în care este convocată la cererea Directoratului, ședința Consiliului de Supraveghere are loc în termen de cel mult cinci zile de la primirea unei astfel de cereri. Cel puțin patru din membrii Consiliului de Supraveghere trebuie să fie prezenți la o ședință pentru a constitui un cvorum valabil, iar deciziile pot fi adoptate statutar prin votul majorității membrilor prezenți (sau reprezentați) la o astfel de ședință.

Ședința Consiliului de Supraveghere este prezidată de președintele Consiliului de Supraveghere, iar, în lipsa acestuia, de către un membru al Consiliului de Supraveghere pe baza unui mandat primit de la președinte.

Directoratul

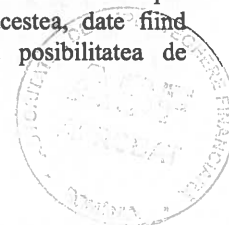
Membrii Directoratului sunt aleși de Consiliul de Supraveghere pentru un mandat de patru ani. Directoratul este compus din cinci membri. Un membru al Directoratului este numit președinte al Directoratului/Director General Executiv

Cel puțin trei din membrii săi trebuie să fie prezenți la o ședință pentru a constitui un cvorum valabil, iar deciziile pot fi adoptate statutar prin votul majorității membrilor prezenți (sau reprezentați) la o astfel de ședință. În anumite cazuri, Directoratul poate adopta o hotărâre prin distribuire, pe baza acordului unanim în scris, fără a se mai organiza o întrunire.

Directoratul poartă responsabilitatea conducerii executive a Societății și reprezintă Societatea în tranzacțiile și interacțiunile acesteia cu terții.

Obligații de declarare și raportare

De la Data Listării, Societatea va trebui să îndeplinească anumite obligații de transparență în conformitate cu prevederile Legii 24/2017 și ale Regulamentului ASF nr. 5/2018. De exemplu, potrivit Legii 24/2017, în cazul în care, ca urmare a achiziției sau cesiunii de Acțiuni sau a altor operațiuni cu Acțiunile, proporția drepturilor de vot deținute de o persoană atinge, depășește sau scade sub unul din pragurile de 5%, 10%, 15%, 20%, 25%, 33%, 50% și 75% din totalul drepturilor de vot, respectiva persoană trebuie să înștiințeze Societatea cu privire la proporția drepturilor de vot deținute, în mod prompt, dar nu mai târziu de patru zile de tranzacționare de la data la care persoana respectivă (i) află despre achiziționare sau cesiune sau despre posibilitatea de exercitare a drepturilor de vot sau la care ar fi trebuit să afle despre acestea, date fiind circumstanțele, indiferent de data la care produce efecte achiziționarea, cesiunea sau posibilitatea de



exercitare a drepturilor de vot; sau (ii) este informată în legătură cu un eveniment prin care se modifică repartizarea drepturilor de vot.

De asemenea, potrivit Legii 24/2017, Societatea trebuie să își publice situațiile contabile auditate cel târziu la patru luni după sfârșitul fiecărui exercițiu financiar, rapoartele semestriale cel târziu la trei luni după încheierea primelor șase luni ale fiecărui exercițiu financiar și rapoartele trimestriale pentru primul și cel de al treilea trimestru al anului în termen de 45 de zile de la încheierea perioadei de raportare.

În plus, Societatea are obligația de a informa publicul, printre altele, cu privire la următoarele aspecte:

- (a) convocarea adunării generale a acționarilor;
- (b) hotărârile adunărilor acționarilor;
- (c) înlocuirea auditorului Societății și motivele acestei schimbări;
- (d) modificarea controlului, inclusiv modificarea indirectă a controlului;
- (e) încheierea, încetarea sau diminuarea unor acorduri contractuale care au generat cel puțin 10% din veniturile Societății în exercițiul financiar anterior;
- (f) proceduri litigioase care implică Societatea;
- (g) achiziții sau înstrăinări semnificative de active (achiziția sau înstrăinarea este considerată semnificativă, dacă activele reprezintă cel puțin 10% din valoarea totală a activelor Societății, fie anterior, fie ulterior tranzacției); și
- (h) noi produse sau servicii lansate de Societate sau un proces nou de dezvoltare, care afectează resursele Societății.

Obligația de a lansa oferte publice de preluare obligatorie și de retragere („squeeze out”) obligatorie

Preluare publică obligatorie

În conformitate cu Legea 24/2017, dacă o persoană, în urma achiziției proprii sau a achiziției de către persoane care acționează în mod concertat cu aceasta, deține valori mobiliare ale unui emitent, care, adăugate la orice dețineri existente ale acesteia și la deținerile de valori mobiliare ale persoanelor care acționează în mod concertat cu aceasta, direct sau indirect, îi conferă mai mult de 33% din drepturile de vot în emitentul respectiv, acea persoană are obligația de a lansa o ofertă publică adresată tuturor deținătorilor de valori mobiliare („Ofertă Publică de Preluare Obligatorie”). O astfel de Ofertă Publică de Preluare Obligatorie trebuie să aibă ca obiectiv dobândirea tuturor participațiilor respectivelor deținători de valori mobiliare, la un preț echitabil, și trebuie efectuată cât mai curând posibil, dar nu mai târziu de două luni de la momentul atingerii respectivei dețineri de 33%.

Prin derogare, nu există obligația inițierii Ofertei Publice de Preluare Obligatorie în cazul în care acționarii au dobândit mai mult de 33% din drepturile de vot anterior intrării în vigoare a Legii 24/2017, cu respectarea prevederilor legale incidente la momentul dobândirii.

De asemenea, inițierea unei Oferte Publice de Preluare Obligatorie nu este obligatorie nici în cazul în care deținerea reprezentând mai mult de 33% din drepturile de vot asupra emitentului a fost dobândită ca urmare a unei tranzacții exceptate. „Tranzacție exceptată” înseamnă că acționariatul a fost dobândit: a) în cadrul procesului de privatizare; b) prin achiziționarea de acțiuni de la Ministerul Finanțelor Publice sau de la alte entități abilitate legal, în cadrul procedurii executării creanțelor bugetare; c) în urma transferurilor de acțiuni realizate între societatea-mamă și filialele sale sau între filialele aceleiași societăți-mamă; sau d) în urma unei oferte publice de preluare voluntară adresată tuturor deținătorilor respectivelor valori mobiliare și având ca obiect toate deținerile acestora.

Până la derularea Ofertei Publice de Preluare Obligatorie, drepturile de vot aferente valorilor mobiliare depășind pragul de 33% din drepturile de vot asupra emitentului sunt suspendate, iar respectivul acționar și persoanele cu care acesta acționează în mod concertat nu mai pot achiziționa, prin alte operațiuni, acțiuni ale aceluiași emitent.

În cazul în care o persoană deține în mod neintenționat (astfel cum se descrie mai jos) mai mult de 33% din drepturile de vot ale emitentului, această persoană, în termen de 3 luni de la data dobândirii acestei poziții în acționariat, poate fie să lanseze o ofertă publică potrivit prevederilor de mai sus, fie să înstrăineze un număr de acțiuni, corespunzător pierderii poziției dobândite fără intenție. Dobândirea poziției reprezentând mai mult de 33% din drepturile de vot ale emitentului se consideră neintenționată, dacă a rezultat din: a) o reducere a capitalului, prin răscumpărarea de către societate a acțiunilor proprii, urmată de anularea acestora;



b) depășirea pragului, ca rezultat al exercitării dreptului de preferință, subscriere sau conversie a drepturilor atribuite inițial, precum și al convertirii acțiunilor preferențiale în acțiuni ordinare; sau c) fuziunea/divizarea sau succesiunea.

Retragere și vânzare obligatorie („Squeeze out and sell out”)

Potrivit Legii 24/2017, un acționar care a derulat o ofertă publică de cumpărare adresată tuturor acționarilor și pentru toate deținerile acestora („Ofertantul”) are dreptul să solicite acționarilor care nu au acceptat oferta, să vândă Ofertantului respectivele acțiuni, la un preț echitabil, în situația în care Ofertantul: a) deține acțiuni reprezentând cel puțin 95% din numărul total de acțiuni din capitalul social care conferă drept de vot și cel puțin 95% din drepturile de vot ce pot fi efectiv exercitate; sau b) a achiziționat, în cadrul ofertei publice de cumpărare adresate tuturor acționarilor și pentru toate deținerile acestora, acțiuni reprezentând cel puțin 90% din numărul total de acțiuni din capitalul social care conferă drept de vot și cel puțin 90% din drepturile de vot vizate în cadrul ofertei.

Acest drept poate fi exercitat în termen de 3 luni de la data închiderii ofertei publice.

Ca urmare a unei oferte publice de cumpărare adresate tuturor deținătorilor și pentru toate deținerile acestora, oricare acționar minoritar are dreptul să solicite ca Ofertantul să îi cumpere acțiunile la un preț echitabil, calculat potrivit prevederilor legale.

Nu au existat oferte publice de preluare de către terțe părți pentru întregul sau o parte din capitalul social al Societății de la data constituirii Societății.

CertIFICATE DE DEPOZIT

Emiterea de certificate de depozit se poate face pentru un număr de acțiuni suport care reprezintă cel mult 1/3 din numărul total de acțiuni emise de societatea emitentă. În cazul în care emiterea de certificate de depozit se realizează ca urmare a derulării unei oferte publice de vânzare, emiterea de certificate de depozit se poate face pentru un număr de acțiuni suport care reprezintă cel mult 1/10 din numărul de acțiuni obiect al ofertei, dar fără a se depăși 1/3 din numărul total de acțiuni emise de societatea emitentă. În cazul în care oferta publică este primară, pragul de 1/3 se va calcula cu luarea în considerare a capitalului social care va rezulta în urma majorării.

Conform Regulamentului ASF nr. 4/2013 cu modificările ulterioare, după derularea ofertei publice de vânzare la care se face referire mai sus, nu este permisă emiterea timp de 12 luni de certificate de depozit prin conversia acțiunilor.

Principalele etape ale procesului de selecție a membrilor conducerii, conform OUG 109/2011

Conform dispozițiilor OUG 109/2011 aplicabile societăților controlate de stat, precum Societatea, procesul de numire a membrilor în cadrul Consiliului de Supraveghere sau al Directoratului trebuie să urmeze o procedură de selecție a candidaților care include următorii pași principali: (i) o scrisoarea cu privire la așteptări este elaborată și publicată de minister, stabilindu-se nivelul de performanță așteptat de la candidați; (ii) prima componentă a planului de selecție este pregătită și publicată, acoperind aspectele-cheie ale procedurii de selecție, identificând datele de începere și de finalizare, documentele care trebuie prezentate, cerințele referitoare la expertul independent; (iii) compania de recrutare este selectată și numită de către Societate ca expert independent; (iv) ministerul înființează un comitet de selecție însărcinat cu realizarea de propuneri de numiri din lista finală de candidați; (v) cea de-a doua componentă a planului de selecție este pregătită, care conține elementele inițiale a planului de selecție completate cu propunerea de nominalizare a candidaților selectați; (vi) se publică un anunț privind selecția membrilor consiliului de administrație; (vii) candidații depun dosarele de candidatură; (viii) se întocmește o listă lungă de candidați; (ix) se întocmește o listă scurtă de candidați care se comunică și candidaților; (x) candidații de pe lista scurtă care și-au exprimat interesul pentru a fi numiți sunt intervievați; și (xi) se finalizează un raport cu candidații propuși și se trimite Societății.

Legea prevede un termen maxim de 150 de zile până la care trebuie finalizat procesul de selecție.

Acorduri de cooptare a salariaților în capitalul Emitentului

Nu există acorduri de cooptare a salariaților în capitalul Emitentului.



TRANZACȚII CU PĂRȚILE AFILIATE

În continuare se regăsește o sinteză a tranzacțiilor cu părțile afiliate, astfel cum sunt acestea definite în IAS 24 „Prezentarea informațiilor privind părțile afiliate”. Pentru detalii suplimentare cu privire la aceste tranzacții la data de 31 decembrie 2022, 2021 și 2020 și pentru anii încheiați la aceste date, a se vedea Nota 31 din Situațiile Financiare Consolidate Auditate, iar pentru detalii suplimentare cu privire la aceste tranzacții la data de 31 martie 2023 și pentru perioada încheiată la această dată, a se vedea Nota 17 din Situațiile Financiare Consolidate Interimare Simplificate Neauditare. Pentru mai multe informații cu privire la părțile afiliate menționate în această secțiune, a se vedea secțiunea „Activitatea Societății”.

Aspecte generale

În contextul Situațiilor Financiare Consolidate Auditare ale Grupului și Situațiile Financiare Consolidate Interimare Simplificate Neauditare, se consideră că părțile sunt afiliate conform cerințelor IAS 24 „Prezentarea informațiilor privind părțile afiliate” stabilite în Standardele Internaționale de Contabilitate („IAS”) în conformitate cu Regulamentul (CE) nr. 1606/2002 al Parlamentului European și al Consiliului, care definește o parte afiliată ca fiind o persoană sau o entitate care este afiliată entității care întocmește situațiile sale financiare.

În perioada 2020-2022, și anul 2023 până la data Prospectului, Grupul a realizat tranzacții cu următoarele principale părți afiliate:

<u>Parte afiliată</u>	<u>Natura relației</u>	<u>Țara de constituire</u>	<u>Natura tranzacțiilor</u>
Administrația Națională Apele Romane ..	Prestator	România	Apa uzinată
Transelectrica (operatorul sistemului de energie electrică din România).....	Prestator /Client	România	Prestarea de către Societate a serviciilor de sistem.
OPCOM (operator al pieței de energie electrică din România).....	Prestator/Client	România	Tranzacții privind energia pe diferite piețe
SN Nuclearelectrica SA.....	Prestator	România	Achiziție de energie
Distribuție Energie Electrica România.....	Prestator	România	Servicii de distribuție a energiei
Hidroconstrucția.....	Prestator /Client	România	Construcții hidroenergetice și hidrotehnice
Electrica Furnizare.....	Client	România	Energie vândută
E.ON Energie Romania.....	Client	România	Energie vândută
Engie România	Client	România	Energie vândută
Romaero.....	Client	România	Energie vândută
Metrorex.....	Client	România	Energie vândută
STB București	Client	România	Energie vândută

Valoarea totală a tranzacțiilor care au fost încheiate cu părțile afiliate pentru exercițiile financiare 2022, 2021 și 2020 este de 2.669,0 milioane RON achiziții de către Hidroelectrică și 9.740,7 milioane RON vânzări efectuate de către Hidroelectrică, în timp ce pentru perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2023 a fost de 500,5 milioane RON achiziții și 1.726,4 milioane RON vânzări.



ASPECTE REFERITOARE LA REGLEMENTĂRI

I. Aspecte privind energia electrică

Legislația UE în domeniul energiei

Legislația UE în domeniul energiei și schimbărilor climatice

Un document al Comisiei Europene din anul 1995 cu titlul „O politică energetică pentru Uniunea Europeană”, care s-a axat în principal pe integrarea pieței, a fost urmat în anul 2006 de documentul de poziție intitulat „O strategie europeană pentru o energie sigură, competitivă și sustenabilă”, care a fost revizuită ulterior în două „pachete” de comunicări în anii 2007 și 2008. În martie 2007, Consiliul European a adoptat un plan de acțiune, iar Comisia a început să propună acte legislative începând cu septembrie 2007.

În 2007, Comisia a publicat o propunere pentru stabilirea unei noi politici energetice și a unei strategii de realizare a unei piețe energetice mai integrate și mai competitive în cadrul UE, menită să asigure o furnizare stabilă de energie și să combată schimbările climatice. „Legislația UE privind energia și schimbările climatice” a stabilit anumite obiective (cunoscute sub numele de obiectivele 20-20-20), printre care: (i) o mai mare liberalizare a piețelor de energie electrică; (ii) o reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră cu cel puțin 20% până în 2020; (iii) sursele de energie regenerabilă să reprezinte cel puțin 20% din consumul de energie al UE până în 2020; și (iv) economii de energie de 20% până în 2020 comparativ cu proiecțiile pentru 2020 elaborate în 2007 (1.853 milioane de tone de echivalent petrol).

Ulterior, în 2009, Uniunea Europeană a adoptat cel de-al Treilea Pachet Legislativ în Domeniul Energetic, care cuprinde (pe lângă actele legislative referitoare la schimbările climatice, descrise mai jos) Directiva 2009/72/CE privind normele comune pentru piața internă a energiei electrice și de abrogare a Directivei 2003/54/CE („A Treia Directivă UE privind Energia Electrică”). Aceste directive și regulamente aveau împreună rolul de a definitiva liberalizarea pieței de energie electrică din cadrul UE. Aceste acte normative în domeniul energiei prevedeau o mai mare separare a activităților de furnizare și a celor de producție de operarea rețelelor de transport. În vederea îndeplinirii acestui obiectiv, statele membre puteau alege, sub rezerva condițiilor aferente prevăzute în A Treia Directivă UE privind Energia Electrică, dintre următoarele trei opțiuni:

- *Separarea juridică deplină a proprietății*: această opțiune presupune ca întreprinderile integrate vertical să își vândă rețelele de transport al gazelor sau al energiei electrice către un operator independent, care va desfășura toate operațiunile de rețea. Această opțiune se aplică întreprinderilor noi;
- *Operator de sistem independent („OSI”)*: conform acestei opțiuni, întreprinderile integrate vertical păstrează dreptul de proprietate asupra rețelelor de gaze și de electricitate, dar sunt obligate să desemneze un operator independent pentru administrarea tuturor operațiunilor de rețea. Această opțiune se poate aplica întreprinderilor existente; și
- *Operator de transport independent („OTI”)*: această opțiune este o modificare a opțiunii OSI, conform căreia întreprinderile integrate vertical nu trebuie să desemneze un OSI, dar trebuie să respecte reguli stricte care să asigure separarea între furnizare și transport. Această opțiune se poate aplica întreprinderilor existente.

Legislația UE în domeniul energiei a consolidat și drepturile consumatorilor prin stabilirea dreptului consumatorilor (i) de a schimba furnizorii de energie electrică sau de gaze (procesul de schimbare trebuie să se încheie în termen de trei săptămâni) și de a primi un decont final de lichidare în termen de cel mult șase săptămâni de la schimbarea furnizorului; (ii) de a obține despăgubiri în cazul în care nivelurile de calitate nu sunt atinse; (iii) de a primi informații privind condițiile de furnizare prin intermediul facturilor și al paginilor de internet ale companiilor; și (iv) de a beneficia de un tratament eficient și independent al reclamațiilor.

În fine, Legislația UE în domeniul energiei și schimbărilor climatice prevede crearea unei agenții în cadrul UE pentru coordonarea autorităților naționale de reglementare în domeniul energiei, care va emite ghiduri-cadru neobligatorii pentru agențiile naționale. Această sarcină a fost atribuită Agenției pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare în Domeniul Energiei. Se preconizează că rezultatul acestor măsuri va fi un mediu de reglementare în domeniul energiei armonizat la nivelul întregii Uniuni Europene.

În octombrie 2014, Consiliul Energiei al UE a adoptat noi obiective și arhitectura cadrului UE pentru climă și energie pentru perioada 2020-2030. Aceste obiective au fost modificate în 2018, iar, în prezent, printre acestea se numără următoarele: (i) o reducere cu cel puțin 40% a emisiilor de gaze cu efect de seră până în 2030, comparativ cu nivelurile din 1990 (plafonul total al emisiilor de gaze cu efect de seră va fi redus-cu 2,2% în fiecare an începând cu 2021, față de reducerea anuală de 1,74% în perioada 2013-2020); (ii) o pondere de 32% din consumul de energie să provină din surse de energie regenerabilă până în 2030

(rezultând în producția a până la 47% din energia electrică consumată în UE din surse de energie regenerabilă); (iii) creșterea eficienței energetice la nivelul UE cu cel puțin 32,5% până în 2030; și (iv) realizarea unei capacități de interconectare a energiei electrice de cel puțin 10% până în 2020.

În iulie 2015, Comisia a propus revizuirea EU-ETS începând cu 2020. Se vor înființa un Fond de Inovație și un Fond de Modernizare pentru a ajuta sectorul energetic să facă față provocărilor în materie de inovație și de investiții pe care le presupune tranziția către o economie cu emisii reduse de dioxid de carbon. Cote gratuite vor continua să fie disponibile pentru modernizarea sectorului energetic în statele membre cu venituri mai mici. În plus, propunerea legislativă privind o rezervă de stabilitate a pieței a fost aprobată în octombrie 2015 și a început să funcționeze în ianuarie 2019. În mai 2022, Comisia a publicat o comunicare privind numărul total de cote aflate în circulație în 2021 în scopul Rezervei de Stabilitate a Pieței în cadrul EU-ETS și privind numărul de cote nealocate în perioada din 2013 până în 2020.

În noiembrie 2016, Comisia a prezentat Pachetul UE privind Energia Curată, un set de propuneri legislative, cu scopul de a oferi un nou cadru pentru sectorul energetic al UE pentru a accelera tranziția către o energie curată, precum și pentru a respecta Acordul de la Paris al UE, încheiat în decembrie 2015. La data de 22 mai 2019, Pachetul UE privind Energia Curată a fost adoptat de Parlamentul European, iar această dată a marcat etapa finală a revizuirii de către UE a politicii sale energetice pentru a facilita tranziția către o energie curată. Pachetul UE privind energia curată stabilește ambițiile UE în materie de eficiență energetică și de energie regenerabilă pentru 2030. De asemenea, acesta actualizează normele care reglementează funcționarea pieței interne a energiei electrice și a rețelelor de transport și distribuție. Pachetul include opt directive și regulamente principale privind piața energiei electrice și consumatorii, eficiența energetică și performanța energetică a clădirilor, sustenabilitatea surselor regenerabile și a bioenergiei, precum și guvernanța Uniunii Energetice. Pachetul UE privind Energia Curată pune în aplicare schimbări majore pe piață prin utilizarea sporită a resurselor regenerabile și dezvoltarea de noi tehnologii în cadrul UE. Statele membre au, de asemenea, obligația de a adopta măsuri pentru a reacționa în mod eficient în caz de criză de energie electrică. Noile norme reflectă și ambițiile UE privind o economie neutră din punct de vedere climatic până la sfârșitul anului 2050, menținând în același timp un cadru pentru creștere economică și competitivitate.

Tranzacționarea transfrontalieră de energie electrică

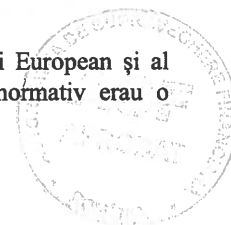
Pe lângă faptul că se concentrează asupra liberalizării piețelor interne de energie din fiecare stat membru, reglementările UE în domeniul energiei sunt, de asemenea, concepute pentru a ameliora tranzacționarea transfrontalieră de energie electrică. În consecință, UE a pus în aplicare și Regulamentul (CE) nr. 1228/2003 („Regulamentul (CE) nr. 1228/2003”) privind condițiile de acces la rețea pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică. Acest regulament impunea înființarea unui comitet de experți naționali prezidat de Comisie pentru a adopta ghidurile privind (i) mecanismul de compensare a operatorilor de sistem de transport pentru fluxurile transfrontaliere de energie electrică; (ii) armonizarea tarifelor de transport naționale; și (iii) gestionarea congestiei rețelelor. Regulamentul (CE) nr. 1228/2003 a instituit un mecanism de contribuții la un fond care să suporte costurile rezultate din tranzacțiile transfrontaliere, conform căruia operatorii de sisteme de transport contribuie la un fond în funcție de fluxurile fizice nete de import și export înregistrate de aceștia. Distribuția fondurilor acumulate depinde apoi de volumul de tranzit.

Cu toate că Regulamentul (CE) nr. 1228/2003 a avut parțial rezultate de succes, Comisia a adoptat ulterior Regulamentul privind schimburile transfrontaliere. Regulamentul (CE) nr. 714/2009 privind condițiile de acces la rețea pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică („Regulamentul UE privind schimburile transfrontaliere”) a abrogat Regulamentul (CE) nr. 1228/2003 și a stabilit normele menite să atenueze dificultățile legate de schimburile transfrontaliere, în vederea îmbunătățirii concurenței și a armonizării pe piața internă a energiei electrice din UE.

Regulamentul UE privind schimburile transfrontaliere a creat Rețeaua Europeană a Operatorilor de Transport și de Sistem („ENTSO-E”) cuprinzând operatorii de sisteme de transport desemnați din toate statele membre și care au obligația de a pune în aplicare mecanisme de schimb de informații pentru a garanta siguranța rețelelor în contextul gestionării congestiei rețelelor.

Costurile aferente activităților desfășurate de ENTSO-E sunt suportate de operatorii de sisteme de transport care găzduiesc fluxurile de energie electrică transfrontaliere în rețelele lor. În schimb, aceștia sunt remunerați de operatorii de sisteme de transport de la care provin fluxurile transfrontaliere și de la operatorii sistemelor unde ajung în final aceste fluxuri. Totodată, operatorii aplică și tarife pentru accesul la rețele.

La data de 23 februarie 2017, Comisia a adoptat Propunerea de Regulament al Parlamentului European și al Consiliului privind piața internă a energiei electrice. Principalele obiective ale acestui act normativ erau o



mai bună legătură între piața angro și piața cu amănuntul, consolidarea cooperării la nivel regional, intensificarea schimburilor comerciale transfrontaliere și dezvoltarea piețelor pe termen scurt și lung pentru a transmite semnale pozitive în legătură cu investițiile în tehnologii moderne atât producătorilor, cât și consumatorilor de energie electrică. În mai 2022, UE a adoptat Regulamentul (UE) 2022/869 privind liniile directe pentru infrastructurile energetice transeuropene, de modificare a Regulamentelor (CE) nr. 715/2009, (UE) 2019/942 și (UE) 2019/943 și a Directivelor 2009/73/CE și (UE) 2019/944 și de abrogare a Regulamentului (UE) nr. 347/2013 („Regulamentul TEN-E”), care viza îmbunătățirea securității aprovizionării, a integrării pieței, a concurenței și a sustenabilității în sectorul energetic. Scopul Regulamentului TEN-E este realizarea unei piețe interne integrate a energiei electrice prin conectarea infrastructurii energetice între statele membre, în vederea îndeplinirii obiectivelor Pactului Ecologic European.

Regulamentul TEN-E identifică coridoarele prioritare din diferite zone geografice în domeniul energiei electrice, al rețelelor offshore și al infrastructurii de hidrogen. Unul dintre coridoarele pentru energia electrică avute în vedere de Regulamentul TEN-E este reprezentat de interconexiunile de energie electrică nord-sud din Europa centrală, de est și de sud-est, care vizează realizarea de interconexiuni și linii interne în direcțiile nord-sud și est-vest pentru finalizarea pieței interne și pentru integrarea producției provenite din surse regenerabile.

Prin Comunicarea Comisiei către Parlamentul European, Consiliul European, Consiliu, Comitetul Economic și Social European și Comitetul Regiunilor, emisă la data de 18 mai 2022 referitoare la intervenții pe termen scurt pe piața energiei electrice și îmbunătățiri pe termen lung ale organizării pieței energiei electrice, a fost evidențiată necesitatea unor măsuri de intervenție pe termen scurt pe piețele energiei electrice, ținându-se cont de contextul național și local.

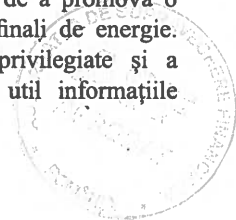
La data de 18 mai 2022, Comisia Europeană a prezentat Planul REPowerEU, ca reacție la perturbarea piețelor de energie provocată de invazia Ucrainei de către Rusia. Planul Repower EU vizează reducerea dependenței de combustibilii fosili proveniți din Rusia până în 2027 și, concomitent, creșterea ritmului tranziției verzi prin accelerarea utilizării surselor regenerabile de energie electrică.

La data de 6 octombrie 2022, UE a adoptat Regulamentul 2022/1854 al Consiliului privind o intervenție de urgență în legătură cu prețurile ridicate la energie („Regulamentul UE 2022/1854”) prin măsuri excepționale și limitate în timp. Acestea vizează (i) reducerea consumului de energie electrică, (ii) introducerea unui plafon pentru veniturile de pe piață pe care producătorii cu costuri marginale mai scăzute, cum ar fi, printre altele, energia hidroelectrică fără lacuri de acumulare, le primesc din producția de energie electrică și le redistribuie către consumatorii finali de energie electrică într-un mod direcționat; și (iii) stabilirea unor norme pentru o contribuție de solidaritate temporară obligatorie din partea întreprinderilor și a sediilor permanente din UE cu activități în sectoarele țiteiului, gazelor naturale, cărbunelui și rafinăriilor, pentru a contribui la asigurarea unui preț accesibil al energiei pentru gospodării și întreprinderi. Regulamentul UE 2022/1854 permite statelor membre să ia măsuri excepționale de intervenție publică în ceea ce privește stabilirea prețurilor pentru furnizarea de energie electrică pentru clienții casnici și IMM-uri. Măsurile impuse prin Regulamentul UE 2022/1854 se vor aplica până la 31 decembrie 2023, cu următoarele condiții:

- reducerea consumului brut de energie electrică în timpul orelor de vârf s-a aplicat în perioada cuprinsă între 1 decembrie 2022 și 31 martie 2023;
- măsurile pentru realizarea reducerii cererii și distribuirea veniturilor excedentare se aplică începând cu 1 decembrie 2022;
- plafonul obligatoriu pe veniturile de pe piață, aplicarea plafonului pe veniturile de pe piață în cazul producătorilor de energie electrică și măsurile naționale de criză se aplică în perioada cuprinsă între 1 decembrie 2022 și 30 iunie 2023; și
- revizuirile Comisiei se aplică până la data de 15 octombrie 2024.

Aceste date trebuie avute în vedere fără a aduce atingere obligației statelor membre de a asigura distribuția veniturilor excedentare, de a utiliza încasările din contribuția de solidaritate temporară și de a respecta obligația de raportare.

Regulamentul (UE) nr. 1227/2011 al Parlamentului European și al Consiliului din 25 octombrie 2011 privind integritatea și transparența pieței angro de energie („Regulamentul REMIT”) este direct aplicabil în România și vizează sporirea integrității și transparenței piețelor angro de energie cu scopul de a promova o concurență deschisă și echitabilă pe piețele angro de energie în beneficiul consumatorilor finali de energie. Regulamentul REMIT interzice manipularea pieței și tranzacțiile bazate pe informații privilegiate și a introdus obligația participanților la piață de a face publice în mod efectiv și în timp util informațiile



privilegiate pe care le dețin referitoare la întreprindere sau la instalații. Faptele de manipulare a piețelor de energie sunt identificate și preîntâmpinate prin intermediul Regulamentului de punere în aplicare nr. 1348/2014 al Comisiei, care a determinat diverse sarcini: (i) obligația participanților la piață de a raporta informații, incluzând ordinele corelate și necorelate, către Agenția pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare în Domeniul Energiei a Uniunii Europene („ACER”) prin sistemul de raportare a ordinelor; (ii) interdicția de a utiliza informații privilegiate la vânzarea sau cumpărarea de energie electrică pe piețele angro de energie; (iii) interdicția de a distribui informații incorecte care fac uz de informații false cu privire la oferta, cererea și prețurile energiei electrice; (iv) interzicerea tranzacțiilor manipulative. Eșecul Societății de a se conforma cu obligațiile de divulgare conform Regulamentului REMIT este sancționată în conformitate cu prevederile Legii Energiei, astfel cum este descris în secțiunea „Sanțiuni prevăzute de Legea Energiei dacă Societatea încalcă obligațiile sale atât în calitate de furnizor, cât și în calitate de producător”.

În scopuri de publicare conform REMIT, Societatea a încheiat două acorduri care sunt descrise în secțiunea de mai sus „Activitatea Societății – Contracte importante – Convenții pentru dezvăluirea datelor și informațiilor REMIT”.

Prin Regulamentul (UE) nr. 596/2014 al Parlamentului European și al Consiliului din 16 aprilie 2014 privind abuzul de piață și de abrogare a Directivei 2003/6/CE a Parlamentului European și a Consiliului și a Directivelor 2003/124/CE, 2003/125/CE și 2004/72/CE ale Comisiei („Regulamentul privind Abuzul de Piață”), tranzacțiile în baza informațiilor privilegiate pe piața energiei și manipularea pieței energiei sunt interzise. Informațiile care trebuie să fie raportate în conformitate cu REMIT sunt considerate informații privilegiate. În plus, Regulamentul privind Abuzul de Piață impune raportarea tranzacțiilor efectuate de personalul de conducere la nivelul emitentului ca măsură preventivă împotriva abuzului de piață.

Directiva 2009/72/CE a Parlamentului European și al Consiliului din 13 iulie 2009 privind normele comune pentru piața internă a energiei electrice și de abrogare a Directivei 2003/54/CE („Directiva 2009/72”) viza introducerea de măsuri care să asigure creșterea eficienței furnizării de energie electrică, distingând între producție, transport, distribuție și furnizare în sectorul energetic. Directiva 2009/72 a fost transpusă în legislația României, dar a fost abrogată prin Directiva (UE) 2019/944 a Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019 privind normele comune pentru piața internă de energie electrică și de modificare a Directivei 2012/27/UE (reformare) („Directiva 2019/944”). Totodată, în conformitate cu Legea Energiei, emitentul trebuie să păstreze evidențe contabile separate pentru fiecare activitate desfășurată în domeniul energiei electrice.

Piața energiei din România

Principalii actori

Principalii actori ai pieței de energie electrică din România sunt:

- Ministerul Energiei, care stabilește cadrul, planurile, măsurile și acțiunile care trebuie întreprinse în ceea ce privește aplicarea politicilor Guvernului în domeniul energiei electrice;
- ANRE – Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei care elaborează și supraveghează aplicarea normelor privind rolurile și responsabilitățile tuturor participanților la piața de energie electrică (de exemplu, operatorul de rețea, operatorul de transport și de sistem, producătorii, furnizorii, traderii și clienții), conform prevederilor legislației europene în vigoare. De asemenea, ANRE soluționează eventualele dispute dintre participanții la piață, fără a aduce atingere dreptului de soluționare a litigiului în instanță;
- OTS – Operatorul de Transport și Sistem, care este operatorul unic al rețelei de transport al energiei electrice, o societate pe acțiuni în care pachetul majoritar de acțiuni (aproximativ 59%) este deținut de statul român prin Secretariatul General al Guvernului;
- OPCOM o societate pe acțiuni deținută în proporție de 100% de OTS. Este administratorul pieței de energie electrică și asigură un cadru organizat, viabil și eficient pentru tranzacționarea pe piața angro de energie și pe piața certificatelor verzi într-un mod transparent și nediscriminatoriu; De asemenea, OPCOM este Operator desemnat (OPEED) îndeplinind sarcini referitoare la cuplarea piețelor pentru ziua următoare sau a piețelor intrazilnice;
- BRM – Bursa Romana de Marfuri, in calitate de operator al piețelor organizate de energie electrica la termen, piețelor pentru ziua următoare si intrazilnice.



- producătorii. În România, sectorul de producție a energiei electrice este dominat de companii controlate de statul român;
- distribuitorii de energie electrică. Distribuția de energie electrică este în mare parte privatizată, fiind sub controlul mai multor mari companii de utilități din UE, precum Enel, E.ON și CEZ, în timp ce statul păstrează o parte din rețeaua de distribuție prin intermediul Electrica Distribuție;
- traderii și furnizorii de energie electrică – acest sector este în proprietate privată, cu câteva excepții; și
- consumatorii finali de energie electrică.

Prezentare generală

Legea Energiei stabilește cadrul de reglementare pentru societățile care își desfășoară activitatea pe piața energiei electrice din România, incluzând producătorii și furnizorii de energie electrică. Legea Energiei transpune prevederile (i) Directivei 2009/72/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 13 iulie 2009 privind normele comune pentru piața internă a energiei electrice și de abrogare a Directivei 2003/54/CE și ale Directivei 2005/89/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 18 ianuarie 2006 privind măsurile menite să garanteze siguranța aprovizionării cu energie electrică și investițiile în infrastructură, precum și ale (ii) Directivei 2009/73/CE a Parlamentului European și al Consiliului din 13 iulie 2009 privind normele comune pentru piața internă în sectorul gazelor naturale și de abrogare a Directivei 2003/55/CE

La data de 4 octombrie 2021, Guvernul României a aprobat Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice („PNIESC”). În conformitate cu pachetul UE „Fit for 55”, PNIESC are rolul de a detalia reformele și politicile care vizează decarbonizarea sistemului energetic prin promovarea investițiilor în sursele și tehnologiile de energie regenerabilă și în eficiența energetică. Acesta va facilita tranziția către energia verde. În acest sens, Ministerul Energiei a anunțat intenția de a adopta o legislație care să promoveze investițiile în capacități de stocare pentru energia solară, eoliană și hidrolică, precum și în instalații de producție a hidrogenului, menite să asigure aprovizionarea cu energie electrică și să faciliteze echilibrarea sistemului electric. Potrivit PNIESC, puterea instalată totală va ajunge la 22 GW în 2025 și la 25 GW în 2030, în timp ce puterea instalată pe bază de energie hidrolică, eoliană și solară va crește în următorul deceniu.

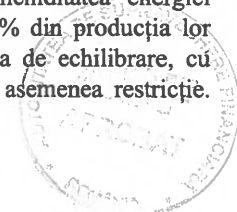
Comisia Europeană a recomandat ca energia regenerabilă să reprezinte 34% din mixul energetic până în anul 2030. Obiectivul Guvernului Român în acest sens este stabilit la 30,7% până în anul 2030, ceea ce corespunde punerii în funcțiune a unei capacități regenerabile suplimentare de 7 GW, cu costuri estimate la aproximativ 22 de miliarde de euro (inclusiv investițiile în rețehnologizarea rețelelor și capacitățile pentru instalațiile de producere a energiei electrice pe bază de gaz).

Acest obiectiv poate fi îndeplinit prin: (i) consolidarea rețelei pentru a permite conectarea de noi capacități, precum și de noi capacități de stocare; (ii) dezvoltarea și exploatarea mai multor instalații de stocare; (iii) utilizarea tehnologiilor viitorului, în principal hidrogenul; (iii) implementarea unui sistem de „rețea inteligentă”; și (iv) dezvoltarea infrastructurii de rețea existente cu un impact pozitiv asupra îmbunătățirii accesului energiei regenerabile la rețea.

Încheierea de CCEE

Pentru o perioadă de aproximativ 8 ani, producătorii români de energie nu puteau încheia CCEE în afara pieței, prin negociere directă cu un cumpărător liber ales. Prin urmare, producătorii erau obligați să vândă electricitatea pe piețele OPCOM către orice furnizor, distribuitor sau consumator final (înregistrat pe piață) disponibili să o achiziționeze în condiții de piață și la prețul de piață în vigoare la momentul respectiv. Această măsură a avut impact asupra dezvoltării de noi proiecte regenerabile, ridicând temeri cu privire la predictibilitatea cadrului legislativ și la stabilitatea pieței. Cu toate că Guvernul României a decis în 2020 să reintroducă CCEE pentru a stimula investițiile în sectorul energetic, restricția privind CCEE a fost abrogată doar pentru proiectele puse în funcțiune după 1 iunie 2020, nu pentru toate proiectele existente. În vederea implementării principiului unei piețe complet liberalizate a energiei în conformitate cu cerințele europene, una dintre cele mai importante și mult-așteptate modificări la Legea Energiei permite producătorilor de energie electrică să încheie CCEE pe piața angro, în afara piețelor administrate de OPCOM. CCEE ar putea fi atât instrumente financiare pentru reducerea riscului de volatilitate a pieței pe termen lung, fie pentru livrarea fizică.

În general, piețele OPCOM vor funcționa în continuare și influențează prețurile și lichiditatea energiei electrice, deoarece producătorii de energie electrică trebuie să tranzacționeze cel puțin 40% din producția lor pe piețele bilaterale administrate de OPCOM, altele decât PZU, piața intrazilnică și piața de echilibrare, cu excepția capacităților intrate în funcțiune după 1 iunie 2020 pentru care nu e valabilă o asemenea restricție.



Cu toate acestea, în prezent, în conformitate cu art. III din OUG 153/2022, Societatea va vinde 80% din energia electrică produsă în condițiile mecanismului MACEE, care prevalează față de obligația generală prevăzută de Legea Energiei de a vinde cel puțin 40% din producție pe piețele bilaterale administrate de OPCOM, cu excepția piețelor indicate mai sus.

Posibilitatea de a încheia tranzacții liber negociate pe piața angro de energie este menită să contribuie la asigurarea finanțării capacităților energetice și reprezintă un pas înainte pentru ca România să își atingă obiectivul național privind energia regenerabilă stabilit pentru anul 2030. Societatea poate încheia contracte bilaterale de rezervare de capacitate, pe baza unor tarife negociate, în conformitate cu dispozițiile legislației concurențiale.

Impactul adoptării actelor legislative privind măsurile aplicabile clienților finali din sectorul energiei electrice și al gazelor naturale asupra producției de energie electrică

Guvernul României a adoptat șase acte normative principale în perioada octombrie 2021 – noiembrie 2022, care vizează procesul de ținere sub control a prețurilor și achiziționarea centralizată a energiei electrice și care se aplică producătorilor și furnizorilor de energie electrică, și anume: (i) OUG 118/2021; (ii) OUG 27/2022; (iii) OUG 119/2022; (iv) Legea 357/2022; (v) OUG 153/2022 ; și (vi) Ordonanța de Urgență a Guvernului nr. 192/2022 pentru modificarea OUG 27/2022 („**OUG 192/2022**”).

OUG 118/2021

La data de 29 octombrie 2021, a fost adoptat, în baza Legii 259/2021 privind aprobarea OUG 118/2021, primul pachet de măsuri menit să protejeze consumatorii de energie electrică și gaze împotriva majorării prețurilor la energia electrică.

Măsurile prevăzute au vizat preîntâmpinarea agravării nivelului de sărăcie energetică și protejarea consumatorilor vulnerabili de energie electrică și gaze de efectele majorării prețurilor energiei electrice prin intermediul unui mecanism de compensare pentru perioada noiembrie 2021 – martie 2022. Pe lângă diferitele facilități destinate consumatorilor de energie electrică, OUG 118/2021 a introdus și un impozit pe veniturile suplimentare aplicabil producătorilor de energie electrică, ceea ce înseamnă că, până la 31 martie 2022, orice venit suplimentar realizat de acești producători rezultat din diferența dintre prețul lunar mediu de vânzare a energiei electrice și valoarea de referință de 450 RON/MWh a fost supus unui impozit de 80%. Impozitul pe veniturile suplimentare aplicabil producătorilor de energie electrică este deductibil din perspectiva impozitului pe profit.

OUG 27/2022

La data de 22 martie 2022, Guvernul României a emis OUG 27/2022, având drept scop limitarea efectelor creșterii prețurilor energiei electrice atât asupra consumatorilor casnici, cât și asupra consumatorilor noncasnici. OUG 27/2022 a extins, pentru perioada 1 aprilie 2022-31 martie 2023, aplicarea impozitului de 80% pe veniturile suplimentare în cazul tuturor producătorilor de energie electrică, cu excepția capacităților de producție intrate în funcțiune ulterior datei de intrare în vigoare a ordonanței, 1 aprilie 2022. Metodologia de calcul a impozitului de 80% pe veniturile suplimentare stabilită prin OUG 27/2022 a fost aplicată în perioada 1 aprilie – 31 august 2022.

Veniturile suplimentare au fost calculate prin înmulțirea diferenței dintre prețul de vânzare mediu lunar și 450 RON/MWh cu cantitatea lunară de electricitate livrată fizic. Impozitul de 80% a fost apoi aplicat la aceste venituri suplimentare.

OUG 119/2022

Începând cu 1 septembrie 2022, printr-o modificare adusă OUG 27/2022 prin OUG 119/2022, producătorii de energie electrică au obligația de a plăti o contribuție la Fondul de Tranziție Energetică pentru perioada 1 septembrie-31 august 2023. Contribuția urma să fie stabilită folosind următoarea formulă: cantitățile totale livrate înmulțite cu diferența dintre prețul lunar de vânzare și prețul de referință (450 RON/MWh), rezultând așadar o contribuție de 100% din prețul mediu net lunar de vânzare ce depășește 450 RON/MWh. Au fost excluse de la obligația de plată a contribuției capacitățile de producere a energiei electrice intrate în funcțiune după data intrării în vigoare a OUG 119/2022 (respectiv 1 septembrie 2022), precum și societățile furnizoare de servicii publice de termoficare care produc energie electrică prin cogenerare.

Legea 357/2022

Ca urmare a modificărilor aduse OUG 27/2022 de prevederile Legii 357/2002 din 16 decembrie 2022, contribuția la Fondul de Tranziție Energetică se percepe de la producătorii de energie electrică pentru perioada 1 septembrie 2022 – 31 martie 2025, în cazul în care prețul lunar de vânzare a energiei electrice



este mai mare de 450 RON/MWh („Prețul de Referință”). Contribuția la Fondul de Tranziție Energetică este impusă în cazul în care prețul lunar de vânzare a energiei electrice este mai mare decât Prețul de Referință, fiind calculată ca diferența dintre prețul lunar de vânzare a energiei electrice și Prețul de Referință, înmulțită cu cantitatea lunară de energie electrică livrată fizic din producția proprie și/sau transferată din portofoliul de producție în cel de furnizare, unde: (a) prețul lunar de vânzare a energiei electrice se calculează prin împărțirea veniturilor nete lunare la totalul cantității de energie electrică livrată fizic în luna respectivă, unde veniturile nete lunare reprezintă diferența dintre veniturile lunare și cheltuielile lunare; și (b) veniturile lunare includ: (i) veniturile din vânzarea energiei electrice cu livrare fizică din producția proprie; (ii) veniturile din transferarea energiei electrice din portofoliul de producție în cel de furnizare, iar (c) cheltuielile lunare le includ pe cele efectuate: (A) pentru achiziționarea energiei electrice pentru tranzacții cu livrare fizică, inclusiv cele de pe piața de echilibrare, dar nu mai mult de 5% din valoarea energiei electrice cu livrare fizică din producția proprie; (B) în virtutea contractelor de acoperire a riscului; (C) pentru acoperirea costului certificatelor CO2 produse și vândute în alte condiții decât prin mecanismul prevăzut de OUG 27/2022. Cheltuielile efective de producție a energiei electrice sunt excluse.

Această contribuție nu se aplică în cazul capacităților de producere a energiei electrice intrate în funcțiune după data de 1 aprilie 2022, precum și nici producătorilor cu capacități de producere de energie electrică și termică în cogenerare.

Contribuția la Fondul de Tranziție Energetică este calculată, declarată și achitată de plătitor lunar, până la data de 25 inclusiv a lunii următoare celei pentru care este datorată. Contribuția trebuie să fie plătită într-un cont de numerar separat în lei deschis la unitățile Trezoreriei Statului ale autorităților fiscale centrale competente, codificat cu codul de identificare fiscală al plătitorului.

Contractele bilaterale încheiate de producătorii de energie electrică pe piața angro prin negociere directă trebuie raportate la ANRE în termen de două zile lucrătoare de la data încheierii acestora.

În contextul războiului din Ucraina, care afectează alimentarea cu energie electrică a Republicii Moldova, producătorii de energie electrică din România trebuie să încheie cu prioritate contracte bilaterale pentru anumite cantități disponibile de energie electrică cu traderi și furnizori de energie electrică desemnați de Republica Moldova la Prețul de Referință la care se adaugă costul de emisii de CO2 (după caz). Acest aspect este relevant pentru producătorii de energie electrică deținuți de stat, cum este Societatea.

OUG 192/2022

Cele mai recente modificări aduse OUG 27/2022 au fost introduse prin OUG 192/2022, adoptată la 30 decembrie 2022. OUG 192/2022 a extins aplicarea măsurilor introduse de OUG 27/2022, inclusiv plata contribuției la Fondul de Tranziție Energetică, până la 31 martie 2025.

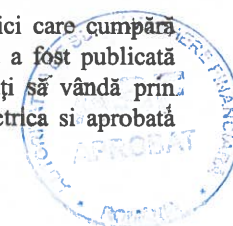
OUG 153/2022 care introduce mecanismul de achiziție centralizată de energie electrică (MACEE)

Ca urmare a adoptării Regulamentului UE 2022/1854, MACEE a fost introdus prin OUG 153/2022 drept o măsură extraordinară, determinată de creșterea prețului pe piețele de energie electrică și gaze naturale, precum și de efectele provocate de aceste creșteri. MACEE a devenit astfel aplicabil în perioada 1 ianuarie 2023-31 martie 2025 producătorilor cu capacități de producere cu o putere instalată mai mare sau egală cu 10 MW.

Potrivit MACEE, cu unele excepții, toți producătorii de energie electrică cu o putere instalată mai mare de 10 MW vor vinde energia electrică la prețul fix de 450 RON/MWh unui achizitor unic, respectiv OPCOM. Următorii producători sunt exceptați de la aplicabilitatea acestui mecanism: (i) capacitățile de producere a energiei electrice intrate în funcțiune după data de 1 aprilie 2022; (ii) capacitățile de producție a energiei electrice din surse regenerabile, pentru tehnologiile și puterea instalată prevăzute la art. 3 alin. (1) din Legea nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie, ceea ce corespunde capacităților hidroelectrice cu o putere instalată de maximum 10 MW acreditate de ANRE până la 1 ianuarie 2017; și (iii) producătorii cu capacități de producere de energie electrică și termică în cogenerare care livrează energie termică în SACET.

În calitate de achizitor unic, OPCOM vinde energia electrică: (i) furnizorilor de energie electrică care au contracte încheiate cu clienți finali, (ii) OTS și (iii) operatorilor de distribuție de energie electrică, pentru acoperirea consumului propriu, la un preț fix de 450 RON/MWh.

ANRE transmite către OPCOM și OTS lista tuturor producătorilor și a operatorilor economici care cumpără energie electrică în primul an de implementare a procedurii de achiziție anuală. Această listă a fost publicată la data de 14 noiembrie 2022 și include Societatea ca fiind unul dintre producătorii obligați să vândă prin intermediul MACEE o cantitate de energie electrică produsă, care este calculată de Transelectrică și aprobată



de ANRE pe baza informațiilor comunicate de către Societate înainte de data de 24 noiembrie 2022, cum ar fi: (i) prognoza cantității de energie electrică ce va fi livrată în rețea în anul următor; (ii) cantitatea de energie electrică prognozată necesară pentru asigurarea necesităților de echilibrare contractate; (iii) cantitatea de energie electrică care a fost deja contractată la vânzare la data intrării în vigoare a OUG 153/2022; și (iv) cantitatea de energie electrică disponibilă la vânzare pentru anul de aplicare, alocată pe lună, rezultată din diferența dintre cantitatea prognozată de energie electrică ce urmează să fie livrată și cantitatea de energie electrică aferentă asigurării serviciilor de echilibrare, precum și cantitatea contractată de energie electrică la vânzare. Transelectrica validează prognozele cantităților de energie electrică ce urmează să fie livrate în anul de referință și cantitățile de energie electrică necesare pentru asigurarea serviciilor de echilibrare contractate, luând în considerare cea mai mare valoare dintre cea prevăzută de furnizor și cea calculată de Transelectrica. Aceasta calculează apoi 80% din prognozele validate și le comunică ANRE împreună cu cantitățile de energie electrică transmise de producători către Transelectrica din producția din anul de cerere și care au fost contractați la vânzare la data intrării în vigoare a OUG 153/2022. Ulterior comunicării acestor informații, ANRE verifică corectitudinea acestora transmite către OPCOM prognoza cantităților de energie electrică ce vor fi vândute prin MACEE, împărțită pe luni în baza unui contract-cadru aprobat de către ANRE. La rândul său, OPCOM pune la dispoziție operatorilor economici obligați să vândă prin intermediul MACEE valorile prognozelor aprobate de ANRE care vor fi vândute prin MACEE, alocate lunar până la 20 decembrie a anului anterior anului de cerere.

Potrivit listei publicate de ANRE, Societatea este supusă MACEE, atât în calitate de vânzător, cât și în calitate de cumpărător de energie electrică. Participarea la MACEE este condiționată de încheierea unei convenții cu OPCOM.

OPCOM organizează procedurile de achiziție centralizată de energie electrică după cum urmează: (i) o procedură de achiziție anuală pentru fiecare lună a anului următor și (ii) o procedură de achiziție suplimentară în fiecare lună pentru cantitățile de energie electrică livrate în lunile următoare.

Furnizarea de energie electrică

Prețul mediu ponderat maxim al energiei electrice la care ANRE calculează sumele ce urmează a fi decontate de la bugetul de stat pentru furnizorii de energie electrică este de 1.300 lei/MWh (aproximativ 265 EUR). În vederea recuperării sumelor de decontat, Societatea trebuie să depună la ANRE în fiecare lună următoarele documente pentru fiecare categorie de consumatori (casnici și non-casnici):

- documentele justificative care atestă contravaloarea energiei electrice achiziționate sau transferate din linia de producție către linia de furnizare;
- documentele justificative care atestă suma aferentă contravalorii dezechilibrului realizat lunar;
- cantitatea de energie electrică livrată lunar în vederea acoperirii consumului clienților finali, grupată pe categorii de clienți și tranșe de consum; și
- orice alte documente solicitate de ANRE pentru calcularea sumelor ce vor fi rambursate către Societate.

În conformitate cu prevederile OUG 27/2022, Societatea, în calitate de furnizor care desfășoară activități de tranzacționare a energiei electrice, trebuie să plătească o taxă către Fondul de Tranziție Energetică în cazul în care prețul de tranzacționare este mai mare decât prețul de referință (calculat în conformitate cu prevederile anexei 1 la OUG 27/2022). Această taxă se calculează pe baza următoarei formule: diferența dintre prețul mediu ponderat de vânzare a energiei electrice din luna de referință și prețul mediu ponderat al energiei electrice din luna de referință înmulțit cu 1,02 înmulțit cu cantitatea lunară de energie electrică livrată.

Măsuri luate pentru a proteja consumatorii împotriva majorării prețurilor la energia electrică

Guvernul României a luat mai multe măsuri pentru a proteja consumatorii împotriva creșterii prețurilor la energie electrică și gaze. Ca urmare mecanismului introdus prin Legea 357/2022 de aprobare a OUG 119/2022, a intrat în vigoare un plafon final al prețului energiei electrice aplicabil consumatorilor de energie electrică, după cum urmează:

Consumatori casnici de energie electrică:

- Maximum 0,68 RON/kWh, cu TVA inclus, pentru consumul din perioada 1 septembrie 2022 - 31 decembrie 2022 de către consumatorii casnici, dacă consumul mediu lunar al acestora la locul de consum în anul 2021 este cuprins între 0 și 100 kWh inclusiv.



- Prețul maxim ce va fi facturat de către Societate este stabilit la 0,68 RON/kWh, cu TVA inclus, pentru consumul realizat în perioada 1 ianuarie 2023 – 31 martie 2025 de către următoarele categorii de consumatori casnici:
 - (i) consumatorii casnici al căror consum lunar este cuprins între 0 și 100 kWh inclusiv;
 - (ii) consumatorii casnici care locuiesc cu persoane care utilizează dispozitive, aparate sau echipamente medicale necesare efectuării tratamentelor, cu confirmarea unui medic specialist, detaliată în cererea depusă la Societate;
 - (iii) consumatorii casnici care au în întreținere cel puțin trei copii cu vârsta de până în 18 ani, în baza unei cereri depusă la Emitent; limita de vârstă menționată mai sus se extinde până 26 de ani, în cazul în care copilul urmează o formă de învățământ; și
 - (iv) consumatorii casnici familii monoparentale, care au în întreținere cel puțin un copil cu vârsta de până la 18 ani, respectiv 26 de ani în cazul în care copilul urmează o formă de învățământ.
- maximum 0,80 RON/kWh, cu TVA inclus, pentru consumatorii casnici al căror consum mediu lunar realizat la locul de consum în anul 2021 a fost între 100,01 și 300 kWh pentru un consum lunar maxim de 255 kWh; consumul de energie electrică ce depășește 255 kWh/lună se facturează astfel: (a) maximum 0,80 RON/kWh, cu TVA inclus, pentru consumul de energie electrică al consumatorilor casnici din perioada 1 ianuarie 2023-31 martie 2025 cuprins între 100,01 și 255 kWh; (b) maximum 1,3 RON/kWh, cu TVA inclus, pentru consumul de energie electrică al consumatorilor casnici din perioada 1 ianuarie 2023 – 31 martie 2025 cuprins între 255 kWh/lună și 300 kWh/lună; (c) maximum 1,3 RON/kWh, cu TVA inclus, pentru consumul de energie electrică al consumatorilor casnici din perioada 1 ianuarie 2023 – 31 martie 2025 care depășește 300 kWh/lună.

Consumatori noncasnici

- maximum 1 RON/kWh pentru 85% din consumul lunar de energie electrică la locul de consum, diferența de consum urmând a fi facturată la prețul de maximum 1,3 RON/kWh, cu TVA inclus, în baza declarației pe propria răspundere a consumatorului pentru următoarele categorii de consumatori:
 - I. întreprinderile mici și mijlocii, astfel cum sunt definite în Legea nr. 346/2004 privind stimularea înființării și dezvoltării întreprinderilor mici și mijlocii;
 - II. operatorii/operatorii regionali definiți la art. 2 lit. g) și h) din Legea nr. 51/2006, Metrorex și aeroporturile care sunt în coordonarea Ministerului Transporturilor și Infrastructurii;
 - III. operatorii economici din domeniul industriei alimentare (identificați prin cod CAEN 10) și cei din domeniul agriculturii și pescuitului (identificați prin codurile CAEN 01 și 03);
 - IV. autoritățile și instituțiile publice locale, serviciile publice deconcentrate ale ministerelor și ale celorlalte organe centrale, companiile și societățile comerciale de interes județean, toate entitățile publice și private care prestează un serviciu public, dacă sunt înființate sau organizate la nivelul comunelor, orașelor, municipiilor, județelor; și
 - V. institutele naționale de cercetare-dezvoltare, astfel cum sunt definite de Legea nr. 57/2002 privind cercetarea științifică și dezvoltarea tehnologică, cu modificările și completările ulterioare;
- Maximum 1 RON/kWh, cu TVA inclus, pentru consumul integral al spitalelor publice și private, al unităților de învățământ publice și private, al creșelor și al furnizorilor publici și privați de servicii sociale;
- Maximum 1 RON/kWh, cu TVA inclus, pentru 85% din consumul lunar, realizat la locul de consum, pentru instituțiile publice, altele decât cele prevăzute la litera anterioară, precum și pentru cele aparținând cultelor; Diferența de consum este facturată la prețul maxim de 1,3 RON/kWh.
- Maximum 1,3 RON/kWh, cu TVA inclus, pentru consumatorii casnici și noncasnici (respectiv consumatori industriali) care nu sunt prevăzuți în alineatele de mai sus.

Se anticipează că aceste măsuri de protecție să se aplice până la data de 31 martie 2025.

Conform prevederilor OUG 27/2022, prețul final facturat e stabilit de Societate ca sumă forfetară a următoarelor componente:



- Componenta de achiziție, stabilită pentru fiecare lună de aplicare a OUG 27/2022 ca diferența dintre prețul final facturat către consumatorii finali și componenta de furnizare, componenta de tarif regularizat și componenta TVA, accize, certificate verzi. Pentru producătorii care transferă electricitate din portofoliul de producție în componenta de furnizare, cu privire la contractele de furnizare pentru care electricitatea va fi achiziționată de pe piață, prețul va fi stabilit luându-se în considerare doar costul efectiv de achiziție;
- Prețul mediu de achiziție e calculat de Societate lunar în termenul de aplicabilitate al OUG 27/2022 și va include: (1) valoarea electricității achiziționate prin toate CCEE, precum și valoarea de transfer dintre activitățile de producție și furnizare pentru producătorii care furnizează electricitate către consumatorii finali; și (2) contravaloarea dezechilibrului realizat, dar nu mai mult de 5% din contravaloarea energiei electrice prevăzute la pct. (1) mai sus;
- Componenta de furnizare este de 73 RON/MWh;
- Tarifele regularizate stabilite de ANRE în vigoare pentru serviciile furnizate de operatorii de rețea/de transport și distribuție a energiei electrice; și
- TVA, accize, contribuția la schema de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență pe baza cererii de energie termică utilă, valoarea certificatelor verzi din sistemul de promovare a producerii de energie electrică din surse regenerabile.

Prețul final facturat de către Societate consumatorilor, fie casnici, fie non-casnici, e valoarea minimă dintre prețul plafonat aplicabil descris mai sus și prețul contractual. Dacă prețul contractelor de furnizare care erau în vigoare la data intrării în vigoare a OUG 27/2022 era mai mic decât prețul plafonat aplicabil descris mai sus, atunci Societatea va factura prețul contractual.

Pentru energia electrică transferată din portofoliul de producție în portofoliul de furnizare, prețul final al energiei electrice este fie prețul contractual dacă e în linie cu prețurile plafonate aplicabile respectivei categorii de consumator de energie electrică sau, dacă prețul contractual este mai mare decât prețul plafonat, cel din urmă va fi facturat de către Societate.

Structura pieței de energie electrică din România

Piața energiei electrice din România are o structură descentralizată, în care participanții încheie tranzacții de vânzare și cumpărare a energiei electrice. Principiile care guvernează piața energiei electrice sunt: (i) acces nediscriminatoriu și reglementat al tuturor participanților la piața energiei electrice, (ii) transparența tarifelor, prețurilor și taxelor la energie electrică, (iii) îmbunătățirea competitivității pieței interne a energiei electrice și (iv) participarea activă la formarea pieței regionale și interne a energiei din UE și la dezvoltarea comerțului transfrontalier cu energie electrică.

Piața energiei electrice din România e compusă din piața angro de energie electrică și piața cu amănuntul de energie electrică.

Piața angro de energie electrică

Piața angro de energie electrică, unde energia electrică este vândută de producători către furnizori, pentru ca aceștia din urmă să o utilizeze la consumul propriu sau să transfere energia electrică către consumatori sau către operatorii de rețea, pentru ca aceștia din urmă să își acopere consumul tehnologic propriu. Următoarele tranzacții pot fi realizate pe piața angro: contracte bilaterale negociate; tranzacții de import și export al energiei electrice; tranzacții încheiate pe piața de echilibrare; și tranzacții realizate ca urmare a licitațiilor de pe piețele centralizate administrate de operatorii de piață (OPCOM și BRM) și anume:

- piața pentru ziua următoare (PZU);
- piața intrazilnică (PI);
- piața centralizată cu negociere dublă continuă a contractelor bilaterale de energie electrică (PC-OTC);
- piața centralizată a contractelor bilaterale de energie electrică (PCCB) prin modalitatea de tranzacționare: (i) licitație extinsă (PCCB-LE Flex) și (ii) negociere continuă (PCCB NC);
- piața pentru clienții finali mari (PMC);
- piața centralizată pentru serviciul universal (PCSU);
- piața centralizată destinată atribuirii contractelor de energie electrică pentru perioade lungi de livrare (PCTL); și



- recent introdusul mecanism de achiziție centralizată de energie electrică (MACEE).

Participarea la piețele de energie este condiționată de obținerea licenței necesare ca participant la piață (respectiv producție/furnizare/distribuție/transport) și de respectarea procedurilor adoptate de ANRE și OPCOM.

În conformitate cu prevederile OUG 27/2022, contractele bilaterale încheiate pe piața angro prin negociere directă trebuie raportate la ANRE de către părți în termen de 2 zile lucrătoare de la data încheierii.

Piața cu amănuntul de energie electrică

Piața cu amănuntul de energie electrică, unde energia electrică este achiziționată de către consumatorii de energie electrică pentru a-și satisface nevoile de consum. Ca o consecință a liberalizării pieței, consumatorii de energie electrică nu mai plătesc prețurile stabilite de ANRE, aceștia având acum posibilitatea de a compara ofertele de furnizare înainte de a alege furnizorul de energie electrică. Tranzacțiile pot fi liber negociate între părți sau se încheie ca urmare a acceptării de către consumatori a ofertelor generale ale furnizorilor.

Piața de echilibrare

Societatea este participant la piața de echilibrare administrată de OTS. Scopul acestei piețe este să asigure siguranța și stabilitatea SEN, care realizează prin obligațiile de raportare ale participanților la piața de energie. OTS identifică necesitatea fie a configurației de producție, fie a configurației de consum, și achiziționează energia electrică de echilibrare de la participanții la piață. Societatea, în calitate de producător de energie electrică, își asumă răspunderea financiară față de OTS pentru orice dezechilibru provocat de orice abatere între producția programată și producția efectivă sau între schimburile programate și schimburile efectuate de energie electrică.

Prețurile de pe piețele de echilibrare sunt prețul de deficit și prețul de excedent, care sunt stabilite în conformitate cu regulamentele ANRE. Totodată, calculele și decontările sunt efectuate în conformitate cu dispozițiile ANRE. A se vedea, de asemenea, „Piața de echilibrare” din cadrul secțiunii „Activitatea Societății – Activitate și operațiuni – Producția de energie”.

Cerințe de licențiere și autorizare în sectorul energetic

Pentru a participa la piețele de energie electrică din România, o entitate trebuie să obțină anumite autorizații și/sau licențe emise de ANRE, în conformitate cu Regulamentul pentru acordarea licențelor și autorizațiilor în sectorul energiei electrice, emis la 17 martie 2015.

Printre principalele licențe și autorizații necesare participanților la piața de energie electrică din România se numără:

- autorizația de înființare – necesară pentru realizarea unei unități de producere a energiei electrice, dacă puterea instalată este mai mare de 1 MW;
- licența de producție – necesară pentru exploatarea comercială a unor unități de producere a energiei electrice cu o putere electrică mai mare 1 MW;
- licența de distribuție – necesară pentru distribuția de energie electrică prin intermediul rețelei de distribuție către consumatorii finali;
- licența de activitate de trader – necesară pentru activitatea ca trader de energie electrică;
- licența de furnizare – necesară pentru vânzarea de energie electrică consumatorilor finali;
- licența de transport – necesară pentru asigurarea serviciului de transport al energiei electrice către consumatorii finali sau distribuitori prin Sistemul Național de Transport;
- licența pentru activități de agregare – necesară pentru desfășurarea activităților de combinare a sarcinilor mai multor clienți sau a energiei electrice produse de mai multe surse în vederea vânzării, a cumpărării sau a licitării pe orice piață de energie electrică; și
- licența de stocare – atât pentru capacități de stocare de sine-stătătoare, cât și pentru capacități de stocare adăugate unor capacități de producere a energiei electrice.

Perioada de valabilitate a unei autorizații de înființare este stabilită de ANRE. Pentru instalarea de producere a energiei electrice, aceasta este stabilită prin luarea în considerare a duratei necesare pentru



executarea lucrărilor de instalare și exploatare aferente, precum și de termenele menționate în documentația depusă de solicitant în acest sens.

Reglementările aplicabile stabilesc documentația care trebuie întocmită și criteriile pe care trebuie să le îndeplinească fiecare solicitant/proiect pentru fiecare categorie de licențe și autorizații, precum și condițiile pe care ANRE trebuie să le respecte pentru acordarea, actualizarea, suspendarea, retragerea sau refuzul de acordare sau actualizare a licențelor și autorizațiilor.

În cazul în care Societatea intenționează să includă noi capacități de producere sau să excludă anumite capacități de producere din licența de exploatare comercială a capacităților de producere a energiei, cel din urmă caz fiind relevant în cazul lucrărilor de modernizare la centralele hidroelectrice, va fi necesară modificarea respectivei licențe, în conformitate cu reglementările sus-menționate.

Titularul unei autorizații/licențe trebuie să notifice ANRE cu cel puțin 120 de zile înainte de data oricărei operațiuni de fuziune, divizare, transformare, precum și a oricăror operațiuni care au următoarele consecințe:

- activele destinate activităților care fac obiectul respectivei autorizații și/sau licențe se transmit altei persoane; sau
- valoarea capitalului social existent se reduce, într-o tranșă sau per ansamblu, cu cel puțin 5%. Prin capital social existent al titularului autorizației/licenței se înțelege capitalul social inițial la data emiterii autorizației/licenței, sau capitalul social existent la data ultimei modificări, obținut prin majorări ori reduceri ale capitalului social inițial, realizate ulterior emiterii autorizației/licenței, în conformitate cu condițiile aferente autorizației/licenței.

O autorizație/licență poate fi suspendată sau revocată, în principal pentru neîndeplinirea obligațiilor conform legislației în vigoare sau pentru nerespectarea condițiilor asociate respectivei autorizații/licențe.

Licențe obținute de Societate pentru participarea la piața de energie electrică din România

Producerea de energie

Emitentul a obținut Licența nr. 332/2001 pentru exploatarea comercială a capacităților de producere a energiei electrice, inclusiv furnizarea de servicii de sistem, actualizată prin Decizia nr. 2296/2022 emisă de președintele ANRE și valabilă până la data de 24 iulie 2026. Pentru o licență nouă, trebuie depusă o cerere cu cel puțin 60 de zile înainte de expirarea celei existente. Pentru detalii privind prevederile Licenței nr. 332/2001, a se vedea „*Activitatea Societății – Principalele autorizații – Licența pentru producția de energie electrică și servicii de sistem*”.

Drepturile și obligațiile Societății ca producător de energie electrică sunt stabilite, în principal, prin Legea Energiei. Principalele drepturi sunt descrise mai jos:

Drepturile Societății ca producător de energie electrică:

- să aibă acces la rețelele de energie electrică de interes public, în condițiile legislației aplicabile; în acest sens, Societatea poate beneficia de dispacherizarea prioritară a energiei electrice în conformitate cu prevederile Regulamentului UE 2019/943 privind piața internă de energie electrică;
- să tranzacționeze energia electrică pe piața de energie și să încheie contracte de rezervare de capacitate cu OTS;
- să beneficieze de schemele de sprijin instituite la nivel național;
- să înființeze și să mențină un sistem propriu de telecomunicații pentru legătura cu capacitățile sale de producție, cu clienții sau cu treptele de conducere operativă; și
- să ofere servicii de sistem pe piața internă europeană conform reglementărilor ANRE.

Obligațiile Societății ca producător de energie

- să asigure livrările de energie electrică și serviciile de sistem, cu respectarea condițiilor impuse prin licențe, contracte și reglementări în vigoare;
- să transmită către OTS ca operator al pieței de echilibrare ofertele de energie de echilibrare corespunzătoare volumului, produselor și altor cerințe prevăzute în contractul de furnizare a capacității pentru echilibrare;
- să ofere servicii de sistem, potrivit cerințelor OTS și în conformitate cu reglementările aplicabile, și
- să se conformeze, din punct de vedere operativ, cerințelor OTS;



Schema de sprijin prin certificate verzi

Legea nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie („Legea 220/2008”) a introdus o schemă de sprijin menită să încurajeze dezvoltarea energiei regenerabile. Prin acest mecanism, producătorii de energie din surse regenerabile, cum ar fi sursele eoliene, solare, biomasă, MHC (adică centrale hidroelectrice cu o putere instalată de maximum 10 MW) au fost certificați de ANRE și în fiecare lună primesc un număr de certificate verzi în funcție de energia electrică produsă și livrată în rețea. Furnizorii și anumiți producători de energie trebuie să achiziționeze certificatele verzi, conform procedurilor specifice emise de ANRE. Pe baza acestei scheme de sprijin, producătorii de energie regenerabilă ar beneficia de un venit suplimentar față de cel realizat din energia vândută pe piață.

Această schemă de sprijin se aplică numai pentru capacitățile de producție a energiei regenerabile intrate în funcțiune și acreditate de ANRE până la 31 decembrie 2016 și se aplică pentru o perioadă de:

- 15 ani, pentru energia electrică produsă în MHC noi (în conformitate cu prevederile Legii 220/2008, pentru a se califica drept MHC noi, este necesar să fi fost puse în funcțiune după 1 ianuarie 2004 și să fie compuse în totalitate din echipamente noi);
- 10 ani, pentru energia electrică produsă în MHC re tehnologizate (în conformitate cu prevederile Legii 220/2008, o MHC re tehnologizată este o centrală hidroelectrică cu o durată de viață de cel puțin 15 ani de la data punerii în funcțiune, care a fost supusă, de asemenea, la diverse operațiuni de înlocuire a tehnologiilor existente în vederea creșterii eficienței activității de producție, sau un nou grup hidroenergetic instalat într-o centrală hidroenergetică existentă sau într-o unitate hidrotehnică utilizată anterior cu un scop legat de energie);
- 3 ani, pentru energia electrică produsă în MHC neretehnologizate;
- 15 ani pentru energia electrică produsă de centrale eoliene noi; și
- 7 ani pentru energia electrică produsă de instalațiile de generare eoliene care au fost folosite anterior în alte țări sau, în cazul în care astfel de instalații sunt utilizate în sisteme izolate sau puse în funcțiune în România înainte de data în care sistemul de promovare a fost adoptat în România;

Schema de sprijin prin certificate verzi a fost modificată în 2013. În prezent, în cazul MHC intrate în funcțiune între 1 ianuarie 2014 și 31 decembrie 2016, se acordă 2,3 certificate verzi pentru fiecare MW livrat în rețea, dacă unitățile sunt noi, două certificate verzi pentru fiecare MW livrat în rețea, dacă unitățile sunt re tehnologizate și un certificat verde pentru fiecare 2 MWh livrați în rețea, dacă unitățile nu sunt noi sau re tehnologizate. În fiecare caz, puterea instalată totală a centralei hidroelectrice trebuie să nu depășească 10 MW. Pentru centralele eoliene puse în funcțiune până la 31 Decembrie 2016, 1,5 certificate verzi au fost oferite până în 2017 și 0,75 certificate verzi începând cu 2018 pentru fiecare 1 MW livrat în rețea.

În cazul MHC acreditate de ANRE anterior datei de 31 decembrie 2013, precum și în cazul instalațiilor de generare eoliene și solare, tranzacționarea certificatelor verzi a fost suspendată între 1 iulie 2013 și 31 martie 2017 cu un certificat verde pentru fiecare MWh produs și livrat utilizând aceste tehnologii, însemnând că, începând cu 1 ianuarie 2021, aceste certificate verzi nu pot fi tranzacționate. Recuperarea certificatelor verzi suspendate are loc în perioada 1 ianuarie 2018 – 31 decembrie 2025.

Schema de suport pentru 2 MHC, 4 MHC și 1 MHC se va finaliza în 2023, 2024 și, respectiv, 2027. Schema de suport pentru 1 MHC s-a finalizat în 2022.

Adoptarea unei scheme de sprijin printr-un mecanism bazat pe contracte pentru diferență

Deoarece schema de sprijin prin certificate verzi nu este disponibilă pentru proiectele de microhidrocentrale intrate în funcțiune anterior datei de 1 ianuarie 2017, trebuie instituită o nouă schemă de sprijin prin adoptarea unei scheme de sprijin printr-un mecanism bazat pe contracte pentru diferențe („Schema de sprijin CfD”).

Cel mai important avantaj al Schemei de sprijin CfD este protecția acordată producătorilor de energie electrică față de volatilitatea prețurilor angro. Mecanismul garantează un preț de exercitare și suplimentează plățile atunci când prețul angro scade sub această valoare și invers. Memorandumul privind schemele de sprijin CfD a fost aprobat de Guvernul României în 2020, iar Ministerul Energiei urmează să inițieze procedura de dezbatere publică și să adopte versiunea finală a schemei de sprijin CfD, care va trebui să fie aprobată de Comisia Europeană sub aspectul reglementărilor privind ajutorul de stat. Schema de sprijin CfD ar trebui să se aplice pentru următoarele: (i) tehnologie nucleară, pentru construcția de unități noi; (ii) tehnologie pentru utilizarea resurselor regenerabile; și (iii) tehnologie pentru captarea și stocarea energiei.



utilizarea carbonului pentru capacitățile de producere de energie electrică pe bază de combustibili fosili, la momentul în care acestea vor deveni comercial viabile.

Tranzacționarea de certificate verzi

În conformitate cu prevederile Legii 220/2008, certificatele verzi se tranzacționează numai pe piețele centralizate administrate de OPCOM, în mod transparent și nediscriminatoriu între operatorii care au obligația legală de a achiziționa certificate verzi și producătorii de energie regenerabilă. Piețele centralizate administrate de OPCOM sunt: (i) piața centralizată anonimă spot de certificate verzi; (ii) piața centralizată anonimă la termen de certificate verzi; și (iii) piața centralizată pentru energia electrică din surse regenerabile susținută prin certificate verzi, unde energia electrică produsă din surse regenerabile și certificatele verzi corespondente sunt tranzacționate împreună, ca un pachet, într-o manieră concurențială, transparentă, publică, centralizată și nediscriminatorie.

Numai un producător de energie regenerabilă are dreptul de a vinde certificate verzi pe piețele administrate de OPCOM, în timp ce un certificat verde poate face obiectul unei singure tranzacții între producător, în calitate de vânzător, și furnizor, în calitate de cumpărător. În conformitate cu prevederile Legii 220/2008, până în 2032, prețul minim per certificat verde este de 29,40 EUR, iar prețul maxim este de 35 EUR, calculat în lei, la cursul de schimb mediu stabilit de Banca Națională a României pentru ultima lună a anului precedent.

Furnizarea de energie

Potrivit Deciziei nr. 718/06.05.2020 emisă de președintele ANRE, Societatea a obținut Licența nr. 2215/2020 pentru furnizarea de energie electrică, valabilă pentru o perioadă de 10 ani începând cu 1 iunie 2020. Societatea poate solicita o licență nouă cu cel puțin 60 de zile înainte de expirarea licenței.

Pentru detalii privind prevederile Licenței nr. 2215/2020, a se vedea „*Activitatea Societății – Principalele autorizații – Licența de furnizare*”.

Drepturile Societății ca furnizor de energie electrică sunt prevăzute în principal în Ordinul ANRE 5/2023 privind aprobarea Regulamentului de furnizare a energiei electrice la consumatorii finali („*Regulamentul de Furnizare a Energiei Electrice*”) și printre acestea se numără:

Drepturile Societății ca furnizor de energie electrică:

- să încaseze de la clientul final contravaloarea consumului de energie electrică furnizată la locul de consum și penalități de întârziere, dacă acestea sunt specificate în contractul de furnizare a energiei electrice;
- să inițieze modificarea contractului de furnizare a energiei electrice;
- să solicite constituirea de garanții financiare și să le execute;
- să rezilieze contractul de furnizare a energiei electrice în condițiile prevăzute de dispozițiile legale în vigoare. Acestea se referă în principal la neîndeplinirea de către client a obligațiilor contractuale. Furnizorul nu poate să rezilieze unilateral contractul de furnizare a energiei electrice în afara cadrului prevăzut de Regulamentul de Furnizare a Energiei Electrice și de legislația aplicabilă. În general, orice contract de furnizare a energiei electrice poate fi denunțat unilateral de client în mod gratuit, în cazul în care nu acceptă modificările contractului de furnizare notificate de furnizor. Orice astfel de încetare poate fi exercitată fără niciun efect asupra obligațiilor scadente decurgând din contractul de furnizare;
- să întrerupă furnizarea de energie electrică în condițiile contractului de furnizare aferent și ale Regulamentului de Furnizare a Energiei Electrice; și
- să majoreze prețul energiei electrice numai în cazul în care contractul aferent permite această posibilitate în perioada de valabilitate a acestuia. Societatea este obligată să notifice clienților orice intenție de majorare a prețului energiei electrice. Societatea trebuie să notifice clientul cu cel puțin 14 zile înainte de intrarea în vigoare a modificării pentru clienții noncasnici și, în ceea ce privește pe clienții casnici, cu cel puțin 30 de zile înainte de intrarea în vigoare a modificării. Notificarea trebuie să prevadă dreptul clientului de a denunța unilateral contractul de furnizare în cazul în care nu acceptă respectiva modificare.

Obligațiile Societății ca furnizor de energie electrică:

Obligațiile unui furnizor de energie electrică sunt prevăzute în Legea Energiei și în Regulamentul de Furnizare a Energiei Electrice, printre principalele obligații numărându-se:

- să informeze consumatorii finali, prin intermediul punctelor unice de contact, al materialelor promoționale, al paginii de internet și al facturii sau al documentelor atașate acesteia, cu privire la drepturile acestora și la căile de soluționare a litigiilor în cazul unor cereri, plângeri, sesizări sau contestații;
- să înființeze puncte unice de contact, fizice sau virtuale, care să le asigure consumatorilor mijloace de informare adecvate cu privire la drepturile lor, la legislația aplicabilă și la soluționarea posibilelor litigii. Punctele unice de contact trebuie să pună informații la dispoziția clienților finali în mod gratuit;
- să informeze ANRE cu privire la orice amenzi aplicate consumatorului pentru rezilierea contractului de furnizare, precum și în cazul în care metoda de calcul sau valoarea acesteia sunt modificate;
- să pună la dispoziția consumatorilor casnici mai multe modalități de plată a energiei electrice furnizate, să le permită să opteze pentru oricare dintre acestea, să le pună la dispoziție opțiunea de a primi/accesa facturile și informațiile de facturare în formă electronică și modalități flexibile de efectuare a plăților propriu-zise ale facturilor;
- să pună la dispoziția consumatorilor datele privind consumul, utilizând formatul de prezentare ușor de înțeles, armonizat la nivel național;
- să nu utilizeze practici comerciale incorecte sau înșelătoare pe întreaga durată a relației cu consumatorii;
- să asigure etichetarea energiei electrice conform reglementărilor autorității competente și să informeze, periodic, consumatorii finali privind structura, proveniența, caracteristicile și impactul asupra mediului pentru energia electrică furnizată acestora;
- să achiziționeze cel puțin 40% din energia electrică necesară pentru acoperirea consumului propriilor clienți de pe alte piețe decât Piața pentru Ziua Următoare, Piața Intrazilnică și Piața de Echilibrare. Această obligație trebuie să fie corelată cu MACEE, introdus prin OUG 153/2022; și
- să furnizeze consumatorilor finali informații referitoare la avantajele, costurile și riscurile pe care le prezintă contractele de furnizare a energiei electrice cu prețuri dinamice, inclusiv cu privire la necesitatea de a avea un sistem de contorizare inteligentă și să obțină acordul clientului anterior trecerii acestuia la acest tip de contract.

Conform Regulamentului de Furnizare a Energiei Electrice, un contract de furnizare poate fi reziliat în următoarele cazuri:

- la încetarea perioadei de valabilitate a contractului;
- prin acordul de voință al ambelor părți contractante;
- furnizorului îi este permis să rezilieze contractul în oricare dintre următoarele cazuri: (i) sustragerea de energie electrică de către client; (ii) neplata de către client a facturilor emise conform contractului, la termenele și în condițiile prevăzute în contract; (iii) alte situații prevăzute de legislația în vigoare. Asemenea reziliere poate apărea doar după ce furnizorul a parcurs procedurile obligatorii prevăzute de Regulamentul de Furnizare a Energiei Electrice;
- clientul poate denunța unilateral contractul de furnizare în conformitate cu prevederile acestuia (de regulă în baza unei notificări prealabile sau în cazul în care acesta nu este de acord cu modificarea condițiilor contractuale, astfel cum acestea au fost notificate de către furnizor); și
- la data expirării/retragerii licenței de furnizare a energiei electrice.



Achiziționarea și facturarea de certificate verzi de către Societate ca furnizor de energie electrică

În conformitate cu prevederile Legii 220/2008, furnizorii de energie și anumiți producători trebuie să achiziționeze în fiecare an certificate verzi care să fie egale cu valoarea cotei obligatorii de achiziție de certificate verzi stabilită de ANRE pentru anul respectiv, înmulțită cu numărul total de MW. Cota obligatorie estimată pentru achiziționarea de certificate verzi în 2023 este stabilită la valoarea de 0,4943963 certificate verzi/MWh, corespunzând unui consum final de energie electrică scutită de la plata certificatelor verzi de 10.929,365 GWh.

Ca furnizor de energie electrică, Societatea facturează valoarea certificatelor verzi către consumatorii finali pentru energia electrică facturată în timpul perioadei de facturare.

Valoarea certificatelor verzi facturate către consumator este multiplicarea următoarelor elemente:

- cantitatea de energie electrică facturată în timpul perioadei de facturare. În cazul consumatorilor intensivi de energie electrică ce beneficiază de acorduri de scutire în conformitate cu legislația aplicabilă, valoarea certificatelor verzi facturate corespunde cu cantitatea de energie electrică rezultată din reducerea cantității de energie electrică facturată cu cantitatea de energie electrică scutită din perioada respectivă de facturare;
- cota anuală obligatorie estimată de achiziție de certificate verzi aplicabilă în timpul intervalului de facturare (certificate verzi/MWh) cu numărul de zecimale publicat în ordinul președintelui ANRE și cu adaptarea corespunzătoare a unităților de măsură folosite; și
- prețul mediu ponderat al certificatelor verzi din luna anterioară lunii în care se emite factura și calculat de OPCOM, cu numărul de zecimale publicat de acesta pe site-ul propriu, ca valoare medie ponderată a prețurilor de închidere din sesiunile de tranzacționare din piața centralizată anonimă spot de certificate verzi. În situația în care în luna anterioară lunii în care se emite factura nu a avut loc nicio sesiune de tranzacționare pe piața centralizată anonimă spot de certificate verzi, atunci se va utiliza ultimul preț de închidere/preț mediu ponderat al prețurilor de închidere din sesiunile de tranzacționare din piața centralizată anonimă spot de certificate verzi din ultima lună disponibilă (RON/certificate verzi).

Valoarea certificatelor verzi e supusă modificării în cazul în care cota anuală obligatorie estimată de achiziție de certificate verzi e modificată în timpul unei perioade de facturare.

Societatea are obligația de a depune la ANRE datele necesare monitorizării facturării lunare a certificatelor verzi către consumatorii finali și a regularizării anuale a valorii certificatelor verzi după cum urmează:

- până la data de 31 martie a fiecărui an, raportarea datelor privind facturarea lunară a contravalorii certificatelor verzi aferente energiei electrice facturate pentru anul anterior, prin completarea machetei prevăzute în anexa nr. 1 sau anexa nr. 2 a Procedurii de facturare a certificatelor verzi adoptată în baza Ordinului ANRE 187/2018 modificat prin Ordinul ANRE 19/2023. În situația în care pentru un interval de facturare sunt emise facturi de regularizare a energiei electrice facturate inițial, la completarea machetei menționate, după caz, se utilizează datele din facturile de regularizare a energiei electrice; și
- până la data de 30 septembrie a fiecărui an, raportarea datelor privind regularizarea anuală a contravalorii certificatelor verzi aferente anului anterior, prin completarea machetei prevăzute în anexa nr. 3 sau anexa nr. 4 a Procedurii de facturare a certificatelor verzi adoptată în baza Ordinului ANRE 187/2018 modificat prin Ordinul ANRE 19/2023.

În conformitate cu reglementările OPCOM, Societatea poate transfera certificatele verzi pe care le-a obținut în calitate de producător de energie electrică în contul său de furnizor înregistrat la OPCOM. În cazul în care cota obligatorie de certificate verzi nu este atinsă prin transferul respectiv, atunci Societatea trebuie să achiziționeze restul de certificate verzi de pe piețele de certificate verzi administrate de OPCOM, așa cum se menționează în secțiunea „Aspecte referitoare la reglementări – Tranzacționarea de certificate verzi”.

Sanctiunile prevăzute de Legea Energiei dacă Societatea încalcă obligațiile sale atât în calitate de furnizor, cât și în calitate de producător

Sanctiuni prevăzute de Legea Energiei în cazul încălcărilor însemnate ale obligațiilor:

- Poate fi aplicată o amendă de la 1% la 5% din cifra de afaceri anuală realizată din vânzările pe piața angro de energie din anul financiar anterior aplicării sancțiunii dacă Societatea nu respectă următoarele:
 - obligațiile participanților la piață (precum Societatea), astfel cum sunt prevăzute de reglementările europene;
 - cerințele de transparență prevăzute în reglementările ANRE, precum și în reglementările europene, cu excepția Regulamentului REMIT; și
 - obligațiile prevăzute de dispozițiile articolului 4 alineatele (1) – (3), articolul 8 alineatele (1) și (5), articolul 9 alineatele (1) și (5) și articolul 15 din Regulamentul REMIT.
- Poate fi aplicată o amendă de la 0,5% la 1% din cifra de afaceri anuală realizată din vânzările pe piața angro de energie din anul financiar anterior aplicării sancțiunii dacă Societatea încalcă următoarele obligații:



- de a permite ca acțiunile de investigare și/sau de inspecție inopinate să fie efectuate la sediul acesteia sau de a pune la dispoziție echipamentul electronic pe care informațiile și datele care fac obiectul investigației sunt stocate sau arhivate; și
 - de a furniza date și informații sau furnizarea datelor și informațiilor incorecte, incomplete sau înșelătoare, ca urmare a cererilor ANRE, făcute în baza prevederilor articolului 85 și articolului 86 alineatul (1) literele c) și d) și alineatul (3) din Legea Energiei.
- (iii) Poate fi aplicată o amendă de la 5% la 10% din cifra de afaceri anuală realizată în anul financiar anterior aplicării sancțiunii pentru nerespectarea de către Societate a obligațiilor prevăzute în articolul 3 alineatele (1) –(2) litera e) și articolul 5 din Regulamentul REMIT.
- (iv) Poate fi aplicată o amendă între 5 și 10% din cifra de afaceri anuală realizată în anul financiar anterior aplicării sancțiunii pentru încălcarea următoarelor obligații:
- de a furniza către OTS în calitate de operator al pieței de echilibrare ofertele corespunzătoare volumului, produselor sau alte cerințe prevăzute în contract pentru asigurarea capacității de echilibrare;
 - de a oferi servicii de sistem, în situațiile prevăzute în reglementările emise de ANRE sau reglementările europene;
 - de a se conforma, din punct de vedere operațional, cu cerințele OTS; și
 - de a tranzacționa cel puțin 40% din producția anuală de electricitate prin intermediul contractelor pe piețele de energie electrică, pe alte piețe decât PZU, piața intrazilnică și piața de echilibrare.
- (v) Poate fi aplicată o amendă între 5-10% din cifra de afaceri anuală realizată în anul financiar anterior furnizorilor de energie electrică pentru încălcarea următoarelor:
- de a informa cel puțin consumatorii casnici și micro-întreprinderile cu un consum anual estimat sub 100.000 kWh, prin facturi sau documente atașate acestora sau prin alte mijloace de comunicare agreeate cu privire la existența instrumentului de comparare a ofertelor furnizorilor, inclusiv ofertele contractelor de furnizare a energiei electrice puse la dispoziție de ANRE; și
 - de a cumpăra energie electrică în asemenea mod încât să se asigure protecția consumatorilor.

Sanțiuni prevăzute de OUG 153/2022 referitoare la încălcări semnificative ale obligațiilor legate de MACEE:

O amendă cuprinsă între 1% și 5% din cifra de afaceri anuală realizată în anul financiar anterior aplicării sancțiunii poate fi aplicată dacă Societatea, în calitate de producător de energie electrică sau de furnizor de energie electrică nu se conformează următoarelor obligații:

- obligația conform căreia Societatea va depune la ANRE și OPCOM până la 24 noiembrie al anului anterior anului de cerere: (i) prognoza cantității de energie electrică ce va fi livrată în sistem în anul cererii; (ii) prognoza cantității de energie electrică necesară pentru furnizarea serviciilor de echilibrare; (iii) cantitatea de energie electrică aferentă producției din anul cererii care a fost deja contractată la vânzare la data intrării în vigoare a OUG 153/2022; (iv) cantitatea de energie electrică disponibilă pentru anul cererii, defalcată pe luni rezultând din diferența dintre prognoza cantității de energie electrică care va fi livrată și cantitatea de energie electrică necesară pentru asigurarea serviciilor de echilibrare, precum și cantitatea de energie electrică deja contractată pentru vânzare; (v) situația privind cantitatea de energie electrică prognozată pentru furnizarea propriilor locuri de consum;
- obligația conform căreia Societatea trimite în 3 zile către Transelectrica documentele doveditoare pentru diferențele de prognoză sau pentru valorile corectate ale prognozelor;
- obligația conform căreia Societatea determină și transmite lunar către OPCOM pe propria răspundere prognozele cantităților suplimentare, cantitățile contractate prevăzute în Articolul 9, litera e din OUG 153/2022 (adică acele cantități care reprezintă obligații ferme ale producătorilor de energie electrică și care sunt în mod egal distribuite în toate intervalele de decontare ale fiecărei luni);
- obligația conform căreia Societatea trebuie să vândă către OPCOM conform MACEE cantitățile de energie electrică stabilite și comunicate în conformitate cu prevederile OUG 153/2022;
- obligația care prevede că orice schimbare în prognoza lunară de cantități suplimentare de energie electrică disponibile/solicitate să fie achiziționate pentru acoperirea consumului va fi trimisă către OPCOM cu justificarea relevantă, cu cel puțin 3 zile înainte de data organizării procedurii de achiziție.



pentru diferențe mai mari de 2% între cantitatea adițională de electricitate disponibilă/solicitată de producători/operatori economici și prognozele prevăzute de Articolul 5, alin. 7 și Articolul 7, alin. 4 din OUG 153/2022; și

- obligația aplicabilă furnizorilor de energie electrică să depună la OPCOM prognoze anuale de consum, precum și cantitățile de energie electrică ce au fost deja contractate pentru achiziție la data intrării în vigoare a OUG 153/2022, defalcate pe luni, până la 10 decembrie a anului anterior anului de cerere.

Obligația conform căreia operatorii economici care achiziționează energie electrică vor determina și transmite către OPCOM lunar prognoze ale cantităților și cantitățile deja contractate pentru consum, nu mai târziu de a 15-a zi a lunii precedente lunii în care consumul are loc.

Dezvoltarea/modernizarea unui proiect hidroelectric

Dezvoltarea, construcția, punerea în funcțiune sau modernizarea unui proiect hidroelectric necesită îndeplinirea mai multor etape, cu accent pe respectarea normelor imperative ale legislației de mediu, dintre care cele mai importante sunt:

- Directiva 2000/60/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 23 octombrie 2000 de stabilire a unui cadru de politică comunitară în domeniul apei, care a fost transpusă în legislația României, prevăzând, printre altele, o mai bună protecție și o gospodărire durabilă a apelor în diverse domenii de politici, precum energia.
- Directiva 92/43/CEE a Consiliului din 21 mai 1992 privind conservarea habitatelor naturale și a speciilor de faună și floră sălbatică, care a fost, de asemenea, transpusă în legislația României pentru a asigura conservarea biodiversității, ținându-se cont de condițiile economice, sociale, culturale și regionale.
- Obținerea autorizațiilor și acordurilor necesare pentru anumite operațiuni, cum ar fi: certificate de urbanism, acorduri de amplasament, avize de gospodărire a apelor, acorduri de mediu, documentație tehnică (întocmită în conformitate cu toate cerințele de mediu), autorizații de construire, autorizații de mediu, autorizații de gospodărire a apelor, avize tehnice de racordare, semnarea contractului de racordare și obținerea certificatului de racordare.

Societatea trebuie să actualizeze avizul tehnic de racordare și certificatul de racordare în conformitate cu Regulamentul privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public, dacă una dintre următoarele circumstanțe apar:

- dezvoltarea din punct de vedere tehnic și energetic a activității utilizatorului la locul de consum și/sau de producere, inclusiv prin instalarea la un loc de consum și/sau de producere existent a unei instalații de stocare sau prin instalarea la un loc de producere existent a unei instalații de stocare cu sistem de alimentare cu curent continuu de înaltă tensiune (HVDC) și a unui sistem de alimentare cu curent continuu de înaltă tensiune (HVDC) la un loc de producere existent, ce necesită depășirea puterii aprobate;
- modificarea unor elemente de natură tehnică sau administrativă ale locului de consum și/ sau de producere față de situația existentă la data emiterii avizului tehnic de racordare, respectiv a certificatului de racordare, fără depășirea puterii aprobate;
- modificarea instalației de racordare a unui loc de consum și/ sau de producere, fără schimbarea puterii aprobate, pentru rezolvarea unor solicitări ale utilizatorului;
- dezvoltarea din punct de vedere tehnic și energetic a activității unui utilizator la locul de consum prin racordarea de unități generatoare și/sau instalații de stocare, după caz, la instalația de utilizare, cu sau fără evacuare în rețeaua din amonte de punctul de delimitare a energiei electrice produse.

Finanțări disponibile prin diferite mecanisme europene pentru dezvoltarea de capacități de producere a energiei, cu impact potențial asupra Societății

PNRR este un instrument conceput să sprijine țările UE prin atenuarea impactului economic și social al crizei generate de pandemia de coronavirus și să facă economiile țărilor UE durabile, reziliente și mai bine pregătite pentru un viitor verde și digital. Pe lângă fondurile disponibile prin PNRR, în România sunt disponibile și diverse alte finanțări europene, detaliate mai jos, pentru implementarea investițiilor în vederea atingerii obiectivelor stabilite pentru 2030.



Astfel, Fondul pentru Modernizare este un program care vizează sprijinirea a 10 state membre ale UE cu venituri mici în tranziția lor către neutralitatea climatică prin îmbunătățirea eficienței energetice și modernizarea sistemelor lor energetice. Veniturile pentru Fondul de modernizare provin din scoaterea la licitație a 2% din toate granturile acordate statelor membre în cadrul mecanismului EU-ETS pentru perioada 2021-2030. România va beneficia de o cotă de 11,98% din cei 2% din cantitatea totală de granturi acordate statelor membre prin mecanismele EU-ETS.

La data de 9 mai 2022, Ordonanța de Urgență a Guvernului nr. 60/2022 a aprobat punerea în aplicare a finanțării puse la dispoziția României din Fondul pentru Modernizare, alocată sectoarelor prioritare, cum ar fi sursele regenerabile de energie, stocarea, infrastructura energetică, cogenerarea de înaltă eficiență și producția de hidrogen verde, în conformitate cu Comunicarea Comisiei Europene – Orientările din 2022 privind ajutoarele de stat pentru climă, protecția mediului și energie (2022/C80/01).

Totodată, România va folosi finanțarea în valoare de 4,4 miliarde EUR disponibilă prin intermediul Fondului pentru o Tranziție Justă, care va fi utilizată în șase județe din România, care se bazează în prezent în mare măsură pe industria cărbunelui pentru acoperirea necesarului energetic.

Eficiența energetică

La 25 octombrie 2012, Uniunea Europeană a adoptat Directiva 2012/27/UE privind eficiența energetică, de modificare a Directivelor 2009/125/CE și 2010/30/UE și de abrogare a Directivelor 2004/8/CE și 2006/32/CE („Directiva 2012/27/UE privind Eficiența Energetică”), bazată pe Planul 2011 pentru Eficiența Energetică. Această directivă stabilește un cadru comun de măsuri pentru promovarea eficienței energetice în cadrul UE, în vederea atingerii obiectivului UE de creștere cu 20% a eficienței energetice și pentru a pregăti terenul pentru noi îmbunătățiri ale eficienței energetice după această dată. Aceasta stabilește norme menite să elimine barierele existente pe piața energiei și să depășească deficiențele pieței care împiedică eficiența în ceea ce privește aprovizionarea și utilizarea energiei. De asemenea, aceasta prevede stabilirea obiectivelor naționale indicative în materie de eficiență energetică pentru 2020.

Legea nr. 121/2014 privind eficiența energetică transpune în legislația din România Directiva 2012/27/UE privind Eficiența Energetică.

România intenționează să reducă consumul de energie electrică și să încurajeze utilizarea surselor regenerabile de energie în sectoarele relevante, cum ar fi încălzirea, răcirea, transportul etc. Astfel, România își propune să atingă până în 2030 un consum primar de energie electrică de 32,3 Mtoe și un consum final de 25,7 Mtoe, cu economii de energie de 45,1% pentru consumul primar și de 40,4% pentru consumul final de energie.

Odată cu recenta adoptare a Ordonanței de Urgență a Guvernului 112/2022 privind instituirea unor măsuri pentru stimularea investițiilor cu finanțare din fonduri externe nerambursabile în domeniul eficienței energetice, resurselor regenerabile de energie pentru întreprinderi mari și întreprinderi mici și mijlocii, energiei verzi din surse regenerabile destinate autorităților publice locale, precum și unele măsuri în domeniul specializării inteligente, România alocă granturi companiilor pentru implementarea măsurilor de economisire a energiei și pentru producerea de energie verde pentru consum propriu. Ca atare, granturile vor avea o valoare minimă de 50.000 EUR și o valoare maximă de 500.000 EUR, cu excepția granturilor alocate în cadrul schemei de minimis, care vor avea o valoare maximă de 200.000 EUR.

II. Protecția datelor

În cadrul desfășurării normale a activității sale, Grupul colectează date cu caracter personal de la salariații și clienții săi. Prelucrarea datelor cu caracter personal este în principal reglementată de GDPR, precum și de Legea nr. 190 din 18 iulie 2018 privind măsuri de punere în aplicare a GDPR și de Legea nr. 506 din 17 noiembrie 2004 privind prelucrarea datelor cu caracter personal și protecția vieții private în sectorul comunicațiilor electronice, astfel cum a fost modificată ulterior („Legea privind confidențialitatea în mediul electronic”) Prelucrarea datelor cu caracter personal este, de asemenea, supusă deciziilor, opiniilor, orientărilor, recomandărilor și bunelor practici emise de Comitetul european pentru protecția datelor și, în România, de Autoritatea Națională de Supraveghere a Prelucrării Datelor cu Caracter Personal („ANSPDCP”).

În general, colectarea și prelucrarea datelor cu caracter personal ar trebuie efectuate în scopuri specifice, explicite și legitime. Legislația impune operatorilor, precum și, printre altele, persoanelor împuternicite de operatori, obligații de a informa persoanele vizate cu privire la datele cu caracter personal al acestora care au fost prelucrate, la scopul, limitările și durata prelucrării, de a menține securitatea datelor pe care le



prelucrează și de a notifica autoritatea de supraveghere sau persoanele vizate cu privire la situațiile de încălcare a securității datelor.

Nerespectarea dispozițiilor legale referitoare la prelucrarea datelor cu caracter personal constituie o contravenție, cu excepția cazului în care este comisă în astfel de condiții încât să constituie o infracțiune penală, și poate atrage amenzi de până la 20 milioane EUR sau 4% din cifra de afaceri globală totală anuală corespunzătoare exercițiului financiar anterior celui în care s-a aplicat sancțiunea, luându-se în calcul cea mai mare valoare, în funcție de tipul abaterii. Cu toate acestea, ANSPDCP poate aplica sancțiuni precum avertismente și poate, de asemenea, să impună luarea de măsuri specifice de către contravenient în vederea remedierii consecințelor unei abateri.

Pe lângă sancțiunile menționate anterior, persoanele fizice sunt îndreptățite la compensații pentru prejudiciile materiale și morale suferite ca urmare a unei încălcări a legislației privind protecția datelor. Partenerii contractuali ai contravenientului sau alte entități pot avea, de asemenea, dreptul la compensații sau alte reparații civile.

III. Securitate cibernetică

Directiva 2016/1148/UE a Parlamentului European și a Consiliului din 6 iulie 2016 privind măsuri pentru un nivel comun ridicat de securitate a rețelelor și a sistemelor informatice în Uniune („Directiva NIS”) impune operatorilor de servicii esențiale din sectoarele infrastructurilor critice, cum sunt furnizorii de energie (incluzând Societatea) să examineze cu atenție mecanismele existente de securitate a rețelelor, să pună în practică măsuri de securitate de ultimă generație, care să asigure un nivel de securitate a infrastructurii lor corespunzător riscului respectivei persoane juridice, precum și să stabilească măsuri de notificare adecvate pentru a sesiza prompt autoritatea competentă cu privire la orice incident cu un impact substanțial asupra serviciilor oferite în Uniunea Europeană. În ianuarie 2023, Directiva UE 2022/2555 a Parlamentului European și a Consiliului din 14 decembrie 2022 privind măsuri pentru un nivel comun ridicat de securitate cibernetică în Uniune, de modificare a Regulamentului (UE) nr. 910/2014 și a Directivei (UE) 2018/1972 și de abrogare a Directivei (UE) 2016/1148 a intrat în vigoare („NIS 2”). Aceasta trebuie transpusă în legislația națională până la data de 17 octombrie 2024. În esență, NIS 2 e versiunea actualizată a Directivei NIS și urmărește să rezolve deficiențele acesteia și să îi lărgescă domeniul de aplicare cu privire la cerințele de securitate, entitățile și sectoarele acoperite. NIS 2 îmbunătățește măsurile de securitate și procedurile de raportare ale incidentelor și impune măsuri și sancțiuni mai stricte.

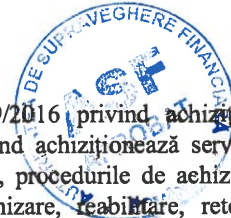
Directiva NIS a fost transpusă în România prin Legea nr. 362/2018 privind asigurarea unui nivel comun ridicat de securitate a rețelelor și sistemelor informatice, care prevede obligații detaliate în cadrul Directivei NIS, precum și sancțiuni pentru abateri, care pot fi dispuse. Inițial, autoritatea care supraveghea respectarea acestor reguli era Centrul Național de Răspuns la Incidente de Securitate Cibernetică – CERT-RO, în prezent înlocuit de Directoratul Național de Securitate Cibernetică – DNSC. Legea nr. 362/2018 prevede o gamă largă de abateri care pot reprezenta contravenții, amenzile fiind stabilite între praguri specifice de la 3.000 RON la 100.000 RON. În cazul societăților cu o cifră de afaceri mai mare de 2 milioane RON (aproximativ 400.000 EUR), legea prevede amenzi în valoare de 0,5% până la 5% din cifra de afaceri anuală corespunzătoare exercițiului financiar anterior celui în care s-a aplicat sancțiunea, în cazul unor abateri repetate.

În plus, în calitate de operator de servicii esențiale, Societatea cade sub incidența prevederilor Legii nr. 58/2023 privind securitatea și apărarea cibernetică a României, pentru care legislația secundară este în prezent în curs de adoptare.

IV. Achiziții publice

Societatea are calitatea de entitate contractantă conform Legii nr. 99/2016 privind achizițiile sectoriale. Societatea este așadar obligată să respecte dispozițiile acesteia atunci când achiziționează servicii, bunuri și/sau lucrări legate de obiectul său de activitate. În cele mai multe cazuri, procedurile de achiziții derulate de Societate au ca obiect achiziționarea de servicii și lucrări de modernizare, reabilitare, re tehnologizare a instalațiilor electrice și a construcțiilor deținute sau folosite, precum și achiziționarea de sisteme de monitorizare, soluții IT, piese de schimb sau de securitate. Cu privire la procedura de achiziție, Societatea utilizează în special licitația deschisă și procedura simplificată, depinzând dacă valoarea achiziției este mai mare sau mai mică decât pragul pentru care anunțul de participare trebuie publicat în Jurnalul Oficial al Uniunii Europene.

Procedurile de achiziții publice organizate și desfășurate de Societate au loc pe baza unor reguli convenite intern, cuprinse în regulamente, proceduri operaționale și instrucțiuni. Aceste reglementări interne stabilesc



procedurile de lucru pentru (i) diferite tipuri de achiziție desfășurate în practică de către Societate, cum ar fi achiziții directe, achiziția de servicii sociale etc; (ii) diferite faze ale procesului de achiziție, cum ar fi efectuarea analizei nevoilor, desfășurarea de consultări și sondare a pieței, stabilirea strategiei de contractare, elaborarea documentației de achiziție, modalitatea de funcționare a comisii de evaluare etc; și (iii) conținutul pachetelor de documente de achiziție. Procedurile sunt revizuite și actualizate periodic, în funcție de necesitățile care apar.

V. Reglementări de mediu

Protecția mediului

În conformitate cu prevederile Ordonanței de Urgență a Guvernului nr. 195/2005 privind protecția mediului („Legea Mediului”), astfel cum a fost aprobată de Legea 265/2006, autoritățile publice de protecția mediului sunt responsabile, printre altele, pentru (i) autorizarea activităților economice și sociale cu impact asupra mediului și pentru (ii) emiterea de autorizații, acorduri și avize de mediu. Autorizațiile de mediu sunt obligatorii pentru anumite activități în cazul cărora impactul potențial asupra mediului este prevăzut de legislația incidentă. Autorizațiile stabilesc condițiile și/sau parametrii de funcționare a acestor activități. În mod obișnuit, odată eliberate, autorizațiile de mediu rămân valabile atât timp cât titularul obține o viză anuală care să confirme că acesta continuă activitatea în aceleași condiții și că nu au intervenit modificări ale activității care să implice modificări ale autorizației. Acordurile de mediu trebuie obținute pentru proiectele noi de investiții publice sau private sau pentru cele care modifică proiecte existente legate de activități care au un impact semnificativ asupra mediului. Avizele de mediu trebuie obținute pentru adoptarea de planuri sau programe și confirmarea integrării aspectelor legate de protecția mediului în planul sau programul supus adoptării. Acordurile și avizele de mediu sunt valabile pe durata executării proiectului sau a planului sau programului pentru care au fost emise, cu excepția cazului în care au loc modificări ale planului/programului/proiectului, caz în care autoritățile competente trebuie să fie notificate, acestea putând să solicite actualizarea acordului/avizului de mediu pe baza unei proceduri speciale prevăzute de lege în acest sens. Cu toate acestea, în cazul în care autorizația de construire pentru proiectul pentru care a fost emis acordul de mediu nu este obținută în termen de cinci ani de la emiterea acordului de mediu, titularul proiectului trebuie să notifice autoritatea de protecție a mediului emitentă în vederea confirmării valabilității acordului de mediu. Autoritățile de mediu monitorizează respectarea autorizațiilor, acordurilor și avizelor acordate anterior, care pot fi suspendate în cazul nerespectării lor. O societate a cărei autorizație sau acord a fost suspendat are la dispoziție până la șase luni pentru a-și pune în conformitate operațiunile, în caz contrar autoritatea de mediu putând dispune anularea autorizației sau a acordului și încetarea proiectului sau a activității respective.

Ordinul nr. 1798/2007 pentru aprobarea Procedurii de emitere a autorizației de mediu, publicat în Monitorul Oficial la data de 27 noiembrie 2007, stabilește tipurile de activități pentru care este necesară emiterea unei autorizații de mediu, precum și pașii, calendarul și documentația necesară care trebuie depusă.

În plus față de Legea Mediului, cadrul legal privind protecția mediului este completat de actele legislative menționate mai jos, care reglementează diverse ramuri ale protecției mediului, precum și de acte normative europene și internaționale, transpuse și implementate la nivel național, precum Legea nr. 389/2006 pentru ratificarea Convenției-cadru privind protecția și dezvoltarea durabilă a Carpaților, adoptată la Kiev la 22 mai 2003, Legea nr. 451/2002 pentru ratificarea Convenției europene a peisajului, adoptată la Florența la 20 octombrie 2000, Legea nr. 22/2001 pentru ratificarea Convenției privind evaluarea impactului asupra mediului în context transfrontieră, adoptată la Espoo la 25 februarie 1991.

Emisii industriale

Legea nr. 278/2013 privind emisiile industriale a fost publicată în Monitorul Oficial la 1 noiembrie 2013 și modificată prin Ordonanța de Urgență a Guvernului nr. 101/2017 și prin Legea nr. 203/2018. Obiectivul principal al acesteia este prevenirea și controlul poluării rezultate din activități industriale, stabilind condițiile de prevenire sau de reducere a emisiilor în aer, apă și sol, precum și de prevenire a generării de deșeuri pentru asigurarea unui nivel ridicat de protecție a mediului. Această lege transpune Directiva 2010/75/UE a Parlamentului European și a Consiliului din 24 noiembrie 2010 privind emisiile industriale (prevenirea și controlul integrat al poluării).

Gospodărirea apelor

Apa din lacurile de acumulare este folosită ca materie primă de Societate pentru producerea de energie electrică, dar, de asemenea, servește și la menținerea echilibrului ecologic. Lacurile de acumulare sunt



concesionate de Statul Român către Societate și sunt exploatate de sucursalele Societății. Prin urmare, Societatea are obligația de a respecta legislația în domeniul gospodării apelor și de mediu.

Dreptul de a utiliza apa, precum și obligațiile corespunzătoare care rezultă din protecția și conservarea resurselor de apă, trebuie să fie exercitate în conformitate cu cadrul juridic complex de gospodărire a apei, compus din următoarele acte legislative principale: Legea Apelor, Ordinul nr. 891 din 23 iulie 2019 privind aprobarea Procedurii și competențelor de emitere, modificare, retragere și suspendare temporară a autorizațiilor de gospodărire a apelor, precum și a Normativului de conținut al documentației tehnice supuse autorizării, Ordinul nr. 828/2019 privind aprobarea Procedurii și competențelor de emitere, modificare și retragere a avizului de gospodărire a apelor, inclusiv procedura de evaluare a impactului asupra corpurilor de apă, a Normativului de conținut al documentației tehnice supuse avizării, precum și a Conținutului-cadru al Studiului de evaluare a impactului asupra corpurilor de apă, Hotărârea de Guvern 148/2020 privind aprobarea modului de determinare și de calcul al debitului ecologic (respectiv debitul de apă necesar pentru protejarea ecosistemului acvatic) și Legea nr. 14/1999 pentru ratificarea Convenției româno-sârbe privind exploatarea și întreținerea sistemelor hidroenergetice și de navigație Porțile de Fier I și II, Hotărârea nr. 1092/2010 pentru aprobarea Acordului dintre Guvernul României și Guvernul Republicii Moldova privind cooperarea pentru protecția și utilizarea durabilă a apelor Prutului și Dunării, semnat la Chișinău la 28 iunie 2010, precum și Planul Național de Management actualizat, care cuprinde o sinteză a Planurilor de Management actualizate la nivel de bazine/spații hidrografice pentru cele 11 spații hidrografice ale României (pentru 2022-2027), publicat în Monitorul Oficial, Partea I, nr. 551 și 551 Bis din 20 iunie 2023.

Legea Apelor stabilește cadrul general în privința protecției apelor și regimul corpurilor de apă sau în legătură cu acestea. Aceasta transpune în legislația României Directiva 2000/60/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 23 octombrie 2000 de stabilire a unui cadru de politică comunitară în domeniul apei, cu modificările și completările ulterioare („Directiva Cadru Apă”), și Directiva 2007/60/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 23 octombrie 2000 privind evaluarea și gestionarea riscurilor de inundații.

Potrivit Legii Apelor 107/1996, activitățile centralelor hidroelectrice sunt supuse autorizării de către autoritățile de reglementare în domeniul gospodării apelor prin intermediul autorizațiilor de gospodărire a apelor și al autorizațiilor de funcționare în condiții de siguranță.

Autorizația de gospodărire a apelor reglementează drepturile și condițiile tehnice și juridice pentru:

- (i) funcționarea sau exploatarea obiectivelor noi, construite pe ape sau care au legătură cu apele de suprafață, subterane, cu zona costieră, faleză, litoralul și plaja mării, cu apele maritime interioare, marea teritorială, zona economică exclusivă și platoul continental;
- (ii) funcționarea și exploatarea în continuare a obiectivelor construite pe ape; și
- (iii) desfășurarea activității de depozitare, manevrare și/sau transport prin conducte al substanțelor periculoase sau alte activități pe sol sau în subsol care pot conduce la evacuarea indirectă de substanțe periculoase în apele subterane sau de suprafață.

Autorizațiile de funcționare în condiții de siguranță certifică respectarea cerințelor de performanță pe durata perioadei de exploatare a barajelor și sunt obligatorii pentru obținerea autorizației de gospodărire a apelor și a autorizațiilor de mediu.

Lucrările care se construiesc pe ape sau care au legătură cu apele, precum lucrări de folosire a apelor, cu construcțiile și instalațiile aferente, de exemplu alimentări cu apă potabilă, industrială și pentru irigații, amenajări piscicole, centrale hidroelectrice, folosințe hidromecanice, amenajări pentru navigație, poduri plutitoare, amenajări balneare, turistice sau pentru agrement, alte lucrări de acest fel, precum și lucrările de dezvoltare, modernizare sau re tehnologizare a unor procese tehnologice sau a unor instalații existente, dacă au legătură cu apele sau dacă prin realizarea acestora se modifică parametrii cantitativi și calitativi finali ai folosinței de apă, înscrși în autorizația de gospodărire a apelor, pot fi executate numai în baza avizului de gospodărire a apelor emis de ANAR și unitățile aflate în subordine.

Pentru execuția lucrărilor noi și a intervențiilor constructive care modifică parametrii de bază ai lucrărilor existente de baraje, pentru retenții permanente sau nepermanente de apă, a barajelor și digurilor care realizează depozite de deșeuri industriale depuse prin hidromecanizare și a lucrărilor hidrotehnice speciale, emiterea avizului de gospodărire a apelor este condiționată de existența acordului de funcționare în siguranță emis de autoritatea publică centrală din domeniul apelor, în conformitate cu prevederile legale.

Procedura de emitere a avizului de gospodărire a apelor include evaluarea impactului lucrărilor asupra corpurilor de apă, pe baza studiului de evaluare a impactului asupra corpurilor de apă, după caz. Elaborarea documentațiilor pentru fundamentarea avizului de gospodărire a apelor se bazează pe studii meteorologice,

hidrologice, hidrogeologice sau pe studii de gospodărire a apelor, după caz. Aceste studii și documentații vor fi întocmite de instituții publice sau private din cadrul statelor membre ale UE, atestate de autoritatea publică centrală din domeniul apelor sau de o autoritate competentă din spațiul UE. Documentațiile de fundamentare trebuie să demonstreze că titularul proiectului se poate conforma cerințelor legale. Avizul de gospodărire a apelor își pierde valabilitatea după 2 ani de la emitere, dacă execuția lucrărilor respective nu a început în acest interval. Avizul de gospodărire a apelor este necesar și în caz de dezvoltare, modernizare sau re tehnologizare a unor procese tehnologice sau a unor instalații existente ale utilizatorilor de apă, dacă se modifică prevederile avizului obținut anterior, precum și dacă această modificare a intervenit până la promovarea lucrărilor respective. Avizul de gospodărire a apelor este necesar și în cazul închiderii unor obiective construite pe ape sau care au legătură cu apele.

Avizul și autorizația de gospodărire a apelor nu exclud obligativitatea obținerii actelor de reglementare din domeniul mediului, potrivit legii.

În conformitate cu articolul 53 alin. (4) din Legea Apelor, noile lucrări de barare sau de captare a apei amplasate pe cursurile de apă trebuie să fie prevăzute cu instalații care să asigure în aval debitul de servitute, precum și, după caz, cu construcții care să asigure migrarea faunei acvatice, în special a ihtiofaunei, în vederea atingerii obiectivelor de mediu prevăzute de lege. Aceste prevederi se aplică și lucrărilor de barare sau de captare a apei existente amplasate pe cursurile de apă, în condițiile unor soluții fezabile din punct de vedere tehnic și dacă realizarea acestora nu implică costuri disproporționate.

Debitul de servitute este debitul minim necesar a fi lăsat permanent pe un curs de apă în aval de o lucrare de barare sau de captare a apei. Debitul de servitute, obligatorii în legătură cu albiile, se calculează în cadrul studiilor hidrologice elaborate de unități publice sau private atestate de autoritatea centrală din domeniul gospodăririi apelor. Acestea se expertizează de către Institutul Național de Hidrologie și Gospodărire a Apelor și sunt prevăzute în autorizația de gospodărire a apelor.

Debitul de servitute este format din debitul ecologic și debitul minim necesar utilizatorilor din aval.

Debitul ecologic este debitul necesar protecției ecosistemelor acvatice atât din punct de vedere cantitativ, cât și al dinamicii acestora pentru atingerea obiectivelor de mediu pentru corpurile de apă de suprafață.

Această cerință este aplicabilă și lucrărilor de barare sau de captare a apei existente la data intrării în vigoare a OUG 78/2017, cu condiția ca instalațiile/construcțiile necesare să fie fezabile din punct de vedere tehnic și să nu implice costuri disproporționate. Alte dispoziții care au intrat în vigoare la 5 noiembrie 2018 au stabilit că până la data de 5 noiembrie 2022 toți titularii autorizațiilor de gospodărire a apei care dețin lucrări de barare sau de captare a apei amplasate pe cursuri de apă trebuie să sesizeze ANAR cu privire la respectarea de către acestea a articolului 53(4) din Legea Apelor, sub sancțiunea pierderii valabilității respectivelor autorizații de gospodărire a apelor. Hotărârea de Guvern 148/2020 („HG 148/2020”) stabilește modul de determinare și de calcul al debitului ecologic, în aval de lucrările de barare sau de captare amplasate pe cursurile de apă. Pentru corpurile de apă puternic modificate se ține cont, în etapa de implementare a măsurii de asigurare a debitului ecologic, de particularitățile acestora, exceptând de la evacuarea debitelor ecologice lucrările de barare sau de captare a apei amplasate pe cursurile de apă care nu sunt prevăzute cu instalații pentru evacuarea debitelor de servitute pentru care nu există soluție tehnic fezabilă de asigurare a acestui debit și pentru care soluția de asigurare a acestui debit ar genera costuri disproporționate. Potrivit HG 148/2020, lucrările care fac obiectul unor acorduri sau convenții internaționale vor fi reglementate în continuare de respectivele acorduri sau convenții internaționale.

Prin HG 148/2020 se stabilește și cum se determină și calculează cerințele debitului ecologic. Nefezabilitatea tehnică și disproporționalitatea costurilor trebuind să fie justificate în cadrul unor studii tehnico-economice realizate în acest sens.

Planul Național de Management al Apelor actualizat 2015 (aprobat prin Hotărârea Guvernului nr. 859/2016), aplicabil anterior intrării în vigoare a Planului Național de Management actualizat și aprobat pentru perioada 2022-2027, aferent porțiunii din bazinul hidrografic internațional al fluviului Dunărea pe teritoriul României, prevede valorile prag privind efectul semnificativ negativ asupra folosințelor de apă, ca factor necesar în analiza de disproporționalitate pentru producătorii de energie electrică prin hidrocentrale. Valorile prag reprezintă pierderea producției de energie cu mai mult de 2% pe an la nivelul unei singure hidrocentrale sau cu mai mult de 5% pe an pentru amenajarea hidroenergetică în ansamblul ei.

În cazul în care studiile tehnico-economice evidențiază o soluție tehnică nefezabilă sau implică costuri disproporționate, atunci lucrările de barare sau captare a apei sunt exceptate de la aplicarea HG 148/2020, păstrându-se condițiile inițiale de reglementare.



Prin HG 148/2020 a fost clarificat că, cerințele de asigurare a debitului de servitute (care include debitul ecologic), nefezabilitatea tehnică sau disproporționalitatea costurilor trebuie justificate în cadrul unor studii tehnico-economice care trebuie efectuate până la data de 5 noiembrie 2022. HG 148/2020 nu a prevăzut o sancțiune pentru încălcarea acestui termen. Pentru hidrocentrale a fost stabilit, de asemenea, că există o disproporționalitate a costurilor în cazul în care soluția de asigurare a debitului de servitute ce include debitul ecologic determină o pierdere a producției de energie cu mai mult de 2% pe an la nivelul unei singure centrale hidroelectrice sau cu mai mult de 5% pe an pentru amenajarea hidroenergetică, în ansamblu. În vederea preîntâmpinării deteriorării corpurilor de apă de suprafață, autoritatea publică centrală pentru gospodărirea apelor a elaborat planuri de management care să prevadă măsuri ce trebuie luate de utilizatorii corpurilor de apă.

Planul de management al bazinelor hidrografice este un instrument de planificare care urmărește obiectivele de mediu pentru corpurile de apă de suprafață și subterane și pentru ariile protejate dintr-un anumit bazin hidrografic.

România face parte din bazinul hidrografic internațional al fluviului Dunărea.

Planul național de management actualizat aferent porțiunii din bazinul hidrografic internațional al fluviului Dunărea care este cuprinsă pe teritoriul României, care constituie o sinteză a celor 11 planuri de management pentru cele 11 bazine/spații hidrografice stabilite la nivel național pentru 2022-2027, a fost adoptat prin Hotărâre de Guvern nr. 392 în data de 26 aprilie 2023 și a fost publicat în Monitorul Oficial, Partea I, nr. 551 și 551 bis din 20 iunie 2023.

Răspunderea de mediu

Ordonanța de Urgență a Guvernului nr. 68/2007 privind răspunderea de mediu cu referire la prevenirea și remedierea daunelor asupra mediului a stabilit că (a) operatorii din România răspund în mod obiectiv pentru toate daunele provocate mediului, inclusiv solului, apelor și aerului, ca rezultat al oricărei poluări și (b) operatorul trebuie să suporte toate costurile aferente cu astfel de poluări, cu excepția cazurilor în care (i) daunele au fost cauzate de o terță parte și s-a produs chiar dacă au fost luate măsurile de siguranță corespunzătoare, (ii) daunele s-au produs ca urmare a conformării cu o dispoziție sau instrucțiune obligatorie emisă de o autoritate publică, alta decât un ordin sau instrucțiune eliberate ca urmare a unei emisii sau incident cauzat de activitățile operatorului, (iii) este implicată orice activitate în cazul căreia era imposibil din punct de vedere tehnic să se anticipeze prejudiciul sau (iv) prejudiciul survine ca urmare a unei emisii sau a oricărui eveniment autorizat în mod specific și desfășurat în deplină conformitate cu condițiile autorizației, aflată în vigoare la data emisiei sau evenimentului. Această ordonanță a transpus Directiva 2004/35/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 21 aprilie 2004 privind răspunderea pentru mediul înconjurător în legătură cu prevenirea și repararea daunelor aduse mediului.

Gestionarea deșeurilor

Ordonanța de Urgență a Guvernului nr. 92/2021 privind regimul deșeurilor, publicată în Monitorul Oficial la data de 26 august 2021, definește obligațiile operatorului pentru asigurarea unui înalt nivel de protecție a mediului și sănătății populației prin prevenirea și reducerea efectelor adverse ale generării de deșeurii și de gestionare eficientă a acestora, prin diminuarea efectelor adverse determinate de generarea și gestionarea deșeurilor și prin reducerea efectelor generale ale utilizării resurselor și creșterea eficienței utilizării acestora. Această ordonanță a fost adoptată în vederea transpunerii Directivei 2008/98/CE privind deșeurile și de abrogare a anumitor directive, modificată prin Regulamentul (UE) nr. 1357/2014, prin Directiva (UE) 2015/1127, prin Regulamentul (UE) 2017/997 și prin Directiva 2018/851. Potrivit legii, gestionarea deșeurilor trebuie să se realizeze fără a pune în pericol sănătatea populației și fără a dăuna mediului, în special: (i) fără a genera riscuri de contaminare pentru aer, apă, sol, faună sau floră; (ii) fără a crea disconfort din cauza zgomotului sau a mirosurilor; și (iii) fără a impacta negativ peisajul sau zonele de interes special.

Hotărârea Guvernului nr. 856/2002 stabilește regimul legal pentru evidența gestiunii deșeurilor și pentru aprobarea listei cuprinzând deșeurile, inclusiv deșeurile periculoase.

Deșuri de echipamente electrice și electronice

Ordonanța de Urgență a Guvernului nr. 5/2015 privind deșeurile de echipamente electrice și electronice stabilește normele pentru colectarea selectivă, tratarea corespunzătoare, reciclarea, reutilizarea și valorificarea deșeurilor de echipamente electrice și electronice. Această ordonanță de Guvern a fost adoptată pentru a transpune prevederile Directivei 2012/19/UE a Parlamentului European și a Consiliului din 4 iulie 2012 privind deșeurile de echipamente electrice și electronice.



Prevenirea poluării solului și subsolului

Legea 74/2019 privind gestionarea siturilor potențial contaminate și a celor contaminate, publicată în Monitorul Oficial la data de 3 mai 2019, prevede că operatorul are obligația de a întocmi și depune rapoarte de identificare a siturilor potențial contaminate la cererea autorității de mediu locale competente și că poluatorul are obligația de a suporta costurile de remediere a siturilor contaminate ce fac obiectul unui studiu de fezabilitate și al unui proiect de remediere.

Evaluarea de mediu pentru planuri sau programe

Hotărârea de Guvern nr. 1076/2004 privind stabilirea procedurii de realizare a evaluării de mediu pentru planuri și programe („HG 1076/2004”), publicată în Monitorul Oficial la data de 5 august 2004, cu modificările ulterioare, stabilește pașii pentru evaluarea de mediu a planurilor și programelor și procedura de emiteră a avizului de mediu necesar pentru adoptarea planurilor și programelor care pot avea un efect semnificativ asupra mediului. Această hotărâre a fost introdusă în legislația din România pentru a transpune Directiva 2001/42/CE privind evaluarea efectelor anumitor planuri și programe asupra mediului.

HG 1076/2004 stabilește procedura de realizare a evaluării de mediu, aplicată în scopul emiterii avizului de mediu necesar adoptării planurilor și programelor care pot avea efecte semnificative asupra mediului, definind rolul autorității competente pentru protecția mediului, cerințele de consultare a factorilor interesați și de participare a publicului. Evaluarea de mediu este parte integrantă din procedura de adoptare a planurilor și programelor. Evaluarea de mediu se efectuează în timpul pregătirii planului sau programului și se finalizează înainte de adoptarea acestuia ori de trimiterea sa în procedură legislativă. Această procedură se realizează în etape, după cum urmează: (i) etapa de încadrare a planului sau programului în procedura evaluării de mediu; (ii) etapa de definitivare a proiectului de plan sau de program și de realizare a raportului de mediu; și (iii) etapa de analiză a calității raportului de mediu.

HG 1076/2004 nu se aplică planurilor și programelor: (i) al căror unic scop este apărarea națională sau protecția civilă; (ii) financiare sau bugetare; și (iii) celor privind sprijinul pentru dezvoltare rurală prin Fondul European de Orientare și Garantare a Agriculturii – Secțiunea Garantare, pe anul 2007.

Procedura de evaluare de mediu se aplică de autoritățile titulare de plan sau program în colaborare cu autoritățile competente pentru protecția mediului, cu consultarea autorităților publice centrale sau locale de sănătate și cele interesate de efectele implementării planurilor și programelor, după caz, precum și a publicului și se finalizează cu emiteră avizului de mediu pentru planuri sau programe.

Competența de emiteră a avizului de mediu revine agențiilor județene pentru protecția mediului, pentru planurile și programele locale și județene, și autorității publice centrale pentru protecția mediului, pentru planurile și programele naționale și regionale. Participarea publicului la procedura de evaluare de mediu se face în mod efectiv încă de la inițierea planului sau programului.

Evaluarea impactului anumitor proiecte publice și private asupra mediului

Legea nr. 292/2018 privind evaluarea impactului anumitor proiecte publice și private asupra mediului, publicată în Monitorul Oficial la data de 10 decembrie 2018, prevede procedura pentru evaluarea impactului proiectelor asupra mediului și procesul de emiteră a unui acord de mediu. Aceasta transpune în dreptul național Directiva 2011/92/UE a Parlamentului European și a Consiliului din 13 decembrie 2011 privind evaluarea efectelor anumitor proiecte publice și private asupra mediului.

Procedura de evaluare a impactului asupra mediului, prevăzută în Legea 292/2018, este parte integrantă din procedura de emiteră a aprobării de dezvoltare. Procedura de evaluare a impactului asupra mediului integrează, după caz, evaluarea adecvată asupra ariilor naturale protejate de interes comunitar, conservarea habitatelor naturale, a florei și faunei sălbatice, precum și evaluarea posibilelor efecte ale emisiilor industriale și evaluarea pericolelor de accident major în care sunt implicate substanțe periculoase. Procedura de evaluare a impactului asupra mediului pentru proiectele care se construiesc pe ape sau care au legătură cu apele, conform prevederilor Legii Apelor, se derulează coordonat cu procedura de emiteră a avizului de gospodărire a apelor care include evaluarea impactului asupra corpurilor de apă. Coordonarea procedurii de evaluare a impactului asupra mediului cu procedura de emiteră a avizului de gospodărire a apelor se realizează de către autoritatea competentă pentru protecția mediului.

Legea 292/2018 nu se aplică proiectelor sau părților proiectelor care au ca obiectiv unic apărarea și securitatea națională ori reacția la situații de urgență, dacă autoritățile publice centrale pentru apărare și securitate națională, respectiv cea pentru situații de urgență, împreună cu autoritatea publică centrală pentru



protecția mediului stabilesc, printr-o analiză de la caz la caz, că realizarea evaluării impactului asupra mediului ar avea un efect negativ asupra acestor obiective.

Conform articolului 5(2) din Legea 292/2018, în situații excepționale, autoritatea publică centrală pentru protecția mediului poate excepta de la aplicarea prevederilor legii, parțial sau în totalitate, un anumit proiect, cu condiția ca obiectivele acestei legi să fie realizate fără a aduce atingere prevederilor care stabilesc procedura transfrontalieră în cazul proiectelor derulate pe teritoriul României care pot avea un efect semnificativ asupra mediului unui alt stat membru UE sau al unui stat terț.

Într-o astfel de situație excepțională, autoritatea publică centrală pentru protecția mediului are următoarele obligații: (i) analizează dacă o altă formă de evaluare este potrivită; (ii) pune la dispoziția publicului interesat informațiile obținute în cadrul formelor de evaluare prevăzute la punctul (i) de mai sus, precum și informațiile privind decizia de exceptare și motivele care au stat la baza luării unei astfel de decizii; și (iii) informează Comisia Europeană, înainte de emiterea aprobării de dezvoltare, cu privire la decizia de exceptare luată, precum și motivele care justifică acordarea exceptării și furnizează, după caz, informațiile puse la dispoziția publicului.

În cazul în care un proiect este adoptat printr-un act normativ special, autoritatea publică centrală pentru protecția mediului poate excepta proiectul respectiv de la dispozițiile ce vizează consultările cu publicul prevăzute de Legea 292/2018, cu condiția ca obiectivele acestei legi să fie realizate, fără a aduce atingere prevederilor care stabilesc procedura transfrontalieră în cazul proiectelor derulate pe teritoriul României care pot avea un efect semnificativ asupra mediului unui alt stat membru UE sau al stat terț. Autoritatea publică centrală pentru protecția mediului informează Comisia Europeană cu privire la decizia de exceptare luată, la fiecare 2 ani începând cu data intrării în vigoare a Legii 292/2018.

Evaluarea impactului asupra mediului identifică, descrie și evaluează, în mod corespunzător, pentru fiecare caz în parte, efectele semnificative directe și indirecte ale unui proiect asupra următorilor factori: (i) populația și sănătatea umană; (ii) biodiversitatea, acordând o atenție specială speciilor și habitatelor protejate în conformitate cu prevederile Ordonanței de urgență a Guvernului nr. 57/2007 privind regimul ariilor naturale protejate, conservarea habitatelor naturale, a florei și faunei sălbatice, aprobată cu modificări și completări prin Legea nr. 49/2011, cu modificările și completările ulterioare; (iii) terenurile, solul, apa, aerul și clima; (iv) bunurile materiale, patrimoniul cultural și peisajul; și (v) interacțiunea dintre factorii prevăzuți la punctele (i) – (iv) de mai sus.

Procedura de evaluare a impactului asupra mediului se realizează în etape, după cum urmează: (i) etapa de încadrare a proiectului în procedura de evaluare a impactului asupra mediului; (ii) etapa de definire a domeniului evaluării și de realizare a raportului privind impactul asupra mediului; și (iii) etapa de analiză a calității raportului privind impactul asupra mediului.

Procedura de evaluare a impactului asupra mediului menționată mai sus este precedată de o evaluare inițială a proiectului, realizată de către autoritățile competente pentru protecția mediului, în cadrul căreia este identificată localizarea proiectului în raport cu ariile naturale protejate, și se evaluează dacă proiectul propus intră sub incidența prevederilor art. 48 și 54 din Legea nr. 107/1996, cu modificările și completările ulterioare, respectiv dacă proiectul este construit pe sau în legătură cu apele.

Unele proiecte de investiții în desfășurare ale Societății (AHE a râului Jiu pe sectorul Livezeni-Bumbești, AHE a râului Olt pe sectorul Cornetu-Avrig, AHE Pașcani pe râul Siret, AHE Răstolița, AHE Surduc-Siriu, AHE a râului Siret pe sectorul Cosmești-Movileni, AHE a râului Olt pe sectorul Izbiceni-Dunăre, Centrala hidroelectrică Islaz și AHE Cerna Belareca, Complexul hidrotehnic și energetic Cerna-Motru-Tismana, etapa a II-a), au fost exceptate de la aplicarea anumitor etape ale procedurii de evaluare a impactului asupra mediului, conform prevederilor articolului 5 alin. (2) din Legea nr. 292/2018, prin OUG 175/2022, care a declarat aceste proiecte de investiții de interes public major care utilizează energie regenerabilă. Cu toate acestea, Societatea trebuie să pregătească în continuare și pentru aceste proiecte raportul de evaluare a impactului asupra mediului, incluzând studiul de evaluare adecvată și studiul de evaluare a impactului asupra corpurilor de apă, care vor fi supuse analizei și aprobării autorităților. În cazul în care procedura de evaluare a impactului asupra mediului relevă că proiectul nu respectă prevederile legale în materie de protecție a mediului, în cazul în care studiul de evaluare adecvată relevă că proiectul are un impact negativ semnificativ asupra ariei naturale protejate de interes comunitar sau în cazul în care Agenția Națională pentru Arii Naturale Protejate și/sau administratorii ariilor naturale protejate respective de interes național/internațional nu își dau acordul din cauza potențialului impact negativ asupra mediului sau a unor restricții specifice stabilite de reglementările aplicabile unei anumite arii naturale protejate, eliberarea acordului de mediu poate fi refuzată sau pot fi impuse anumite restricții pentru dezvoltarea și/sau funcționarea instalației, pentru a se asigura protecția mediului sau a anumitor specii sau habitate.

Potrivit expunerii de motive care însoțește proiectul de lege de aprobare a OUG 175/2022, aceasta din urmă a fost adoptată în contextul crizei energetice generate, la nivelul UE, de către războiul ruso-ucrainean, care a determinat Comisia Europeană să lanseze în mai 2022 planul de măsuri REPowerEU, care urmărește să asigure independența Europei față de importurile de combustibili fosili din Rusia, prin reducerea dependenței de importurile de energie din Rusia și prin creșterea ponderii producției de energie regenerabilă la 45% la sfârșitul acestui deceniu. Mecanismul de redresare și reziliență este un instrument central în finanțarea planului REPowerEU, care oferă finanțare suplimentară din partea UE. Statele membre vor adăuga un capitol dedicat REPowerEU în planurile lor de redresare și reziliență pentru a direcționa investițiile către obiectivele prioritare ale REPowerEU și întreprinderea reformelor necesare.

În aceeași expunere de motive se menționează că, având în vedere contextul descris mai sus, Consiliul Suprem de Apărare a Țării („CSAT”) a emis la 25 octombrie 2022, Hotărârea nr. 169 privind îmbunătățirea rezilienței energetice a României, pentru asigurarea securității în domeniu prin adaptare operativă și dezvoltarea de noi capacități de producție energetice, și a dispus adoptarea măsurilor necesare pentru punerea în aplicare a acestora. Direcțiile de acțiune legate de dezvoltarea de noi capacități de producție a energiei electrice (litera B din planul de măsuri REPowerEU), identificate în hotărârea emisă de CSAT, includ și proiectele de investiții ale Societății menționate mai sus, care sunt necesare pentru asigurarea rezilienței energetice.

Procedura pentru adoptarea de către Parlamentul României a legii de aprobare a OUG 175/2022 este în curs. În cazul în care OUG 175/2022 este respinsă de Parlamentul României, proiectele Societății care fac obiectul OUG 175/2022 nu vor mai fi exceptate de la anumite etape ale procedurii de evaluarea impactului asupra mediului prevăzute de Legea 292/2018.

Regimul ariilor naturale protejate, conservarea habitatelor naturale, a florei și faunei sălbatice

Cadrul legal prevăzut de Ordonanța de urgență a Guvernului 57/2007 privind regimul ariilor naturale protejate, conservarea habitatelor naturale, a florei și faunei sălbatice („OUG 57/2007”) are ca scop contribuirea la asigurarea diversității biologice, prin conservarea habitatelor naturale, a florei și faunei sălbatice pe teritoriul României.

Pentru asigurarea măsurilor speciale de protecție și conservare in situ a bunurilor patrimoniului natural, OUG 57/2007 instituie un regim diferențiat de protecție, conservare și utilizare, potrivit următoarelor categorii de arii naturale protejate: (i) de interes național: rezervații științifice, parcuri naționale, monumente ale naturii, rezervații naturale, parcuri naturale; (ii) de interes internațional: situri naturale ale patrimoniului natural universal, geoparcuri, zone umede de importanță internațională, rezervații ale biosferei; (iii) de interes comunitar sau situri „Natura 2000”: situri de importanță comunitară, arii speciale de conservare, arii de protecție specială avifaunistică; și (iv) de interes județean sau local: stabilite numai pe domeniul public/privat al unităților administrativ-teritoriale, după caz.

Scopul și regimul de management al ariilor naturale de interes comunitar (respectiv situri Natura 2000), sunt reglementate de OUG 57/2007, în timp ce instituirea regimului de arie naturală protejată pentru ariile naturale protejate de interes județean sau local este reglementată prin hotărâri ale consiliilor județene sau locale. Prevederile OUG 57/2007 sau ale hotărârilor relevante ale consiliilor județene sau locale care instituie ariile naturale protejate de interes local sau județean sunt completate, în mod specific, pentru fiecare arie naturală protejată, de planul de management al ariei naturale protejate respective, precum și de regulamentul ariei naturale protejate respective. Planul de management al ariei naturale protejate este documentul care descrie și evaluează situația prezentă a ariei naturale protejate, definește obiectivele, precizează acțiunile de conservare necesare și reglementează activitățile care se pot desfășura pe teritoriul ariilor, în conformitate cu obiectivele de management. Regulamentul ariei naturale protejate este documentul în care se includ toate prevederile legate de activitățile umane permise și modul lor de aprobare, precum și activitățile restricționate sau interzise pe teritoriul ariei naturale protejate.

Administrarea ariilor naturale protejate și a celorlalte bunuri ale patrimoniului natural aflate în rețeaua națională de arii naturale protejate se face, potrivit legii, prin: (i) structuri de administrare special constituite, cu personalitate juridică, aflate în coordonarea/subordinea, după caz, a unor regii autonome, companii și societăți naționale, autorități ale administrației publice locale, servicii descentralizate ale administrației publice centrale, instituții științifice de cercetare și de învățământ din sectorul public și privat, asociații de dezvoltare intercomunitară, muzee, constituite potrivit legii și aflate în relație contractuală cu Agenția Națională pentru Arii Naturale Protejate; și (ii) Administrația Rezervației Biosferei „Delta Dunării”, aflată în subordinea autorității publice centrale pentru protecția mediului și pădurilor, pentru Rezervația Biosferei „Delta Dunării”.



OUG 57/2007 stabilește diverse interdicții cu privire la activitățile care pot fi desfășurate în cadrul fiecărei categorii de arii naturale protejate. În ceea ce privește perimetrele ariilor naturale protejate de interes comunitar, OUG 57/2007 interzice activitățile care pot să genereze poluarea sau deteriorarea habitatelor, precum și perturbări ale speciilor pentru care au fost desemnate ariile respective, atunci când aceste activități au un efect semnificativ, având în vedere obiectivele de protecție și conservare a speciilor și habitatelor. Pentru protejarea și conservarea păsărilor sălbatice, inclusiv a celor migratoare, sunt interzise activitățile din afara ariilor naturale protejate care ar produce poluarea sau deteriorarea habitatelor. Orice plan sau proiect care nu are o legătură directă ori nu este necesar pentru managementul ariei naturale protejate de interes comunitar, dar care ar putea afecta în mod semnificativ aria, singur sau în combinație cu alte planuri ori proiecte, este supus unei evaluări adecvate a efectelor potențiale asupra ariei naturale protejate de interes comunitar, avându-se în vedere obiectivele de conservare a acesteia. Ghidul metodologic privind evaluarea adecvată a efectelor potențiale ale planurilor sau proiectelor asupra ariilor naturale protejate de interes comunitar a fost adoptat prin Ordinul nr. 19/2010 emis de Ministerul Mediului și Pădurilor. În cazul planurilor sau proiectelor care se supun evaluării de mediu ori evaluării impactului asupra mediului, evaluarea adecvată a efectelor potențiale asupra ariei naturale protejate de interes comunitar este parte integrantă din acestea. În urma evaluării adecvate efectuate în cadrul evaluării de mediu sau evaluării impactului asupra mediului, autoritatea competentă pentru protecția mediului emite acordul de mediu sau decizia de respingere a solicitării de acord de mediu (pentru proiecte publice sau private) ori, după caz, avizul de mediu sau decizia de respingere a solicitării de aviz de mediu (pentru planuri și programe), aceste documente incluzând concluziile evaluării adecvate. Acordul de mediu (pentru proiecte publice sau private) sau avizul de mediu (pentru planuri și programe), după caz, se emite numai dacă proiectul, planul sau programul nu afectează în mod negativ integritatea ariei naturale protejate respective și după consultarea publicului, în conformitate cu legislația în domeniu. Cu toate acestea, prin excepție de la această regulă, în cazul în care evaluarea adecvată relevă efecte negative semnificative asupra ariei naturale protejate și, în lipsa unor soluții alternative, planul, programul sau proiectul trebuie totuși realizat din considerente imperative de interes public major, inclusiv de ordin social ori economic. În acest caz, autoritatea competentă pentru protecția mediului emite acordul de mediu sau avizul de mediu, după caz, numai după stabilirea măsurilor compensatorii necesare pentru a proteja coerența globală a rețelei „Natura 2000”. Totodată, autoritatea publică centrală pentru protecția mediului și pădurilor informează Comisia Europeană despre măsurile compensatorii adoptate. În situația în care siturile incluse în rețeaua „Natura 2000”, identificate conform legislației în vigoare, adăpostesc un tip de habitat natural prioritar și/sau o specie prioritară, singurele considerente care pot fi invocate pentru emiterea acordului de mediu sau avizului de mediu, după caz, sunt cele privind: (i) sănătatea sau siguranța publică; (ii) anumite consecințe benefice de importanță majoră pentru mediu; (iii) alte motive imperative de interes public major asupra cărora s-a obținut punctul de vedere al Comisiei Europene.

În procedura de emitere a actelor de reglementare pentru planuri, proiecte și/sau activități care pot afecta semnificativ ariile naturale protejate de interes comunitar, autoritățile competente pentru protecția mediului solicită și țin seama de avizul Agenției Naționale pentru Arii Naturale Protejate/ administratorilor ariilor naturale protejate de interes național și/sau comunitar. Agenția Națională pentru Arii Naturale Protejate/ administratorii ariilor naturale protejate de interes național și/sau comunitar, în vederea luării în considerare a tuturor aspectelor din teren, va/vor fi consultată/consultați de către autoritățile de mediu competente, în cadrul etapei de încadrare de mediu a proiectelor/planurilor/activităților care pot afecta semnificativ ariile naturale protejate. Emiterea actelor de reglementare pentru planuri/proiecte/activități în ariile naturale protejate se realizează numai cu avizul Agenției Naționale pentru Arii Naturale Protejate/administratorilor ariilor naturale protejate de interes național/internațional.

Accesul la informații de mediu

Potrivit Hotărârii de Guvern nr. 878/2005 privind accesul publicului la informația privind mediul, publicată în Monitorul Oficial la data de 22 august 2005, companiile care dețin autorizații de mediu au obligația de a face publice permanent anumite informații de mediu. Această hotărâre a fost adoptată pentru a transpune în legislația României Directiva nr. 2003/4/CE privind accesul publicului la informațiile privind mediul.

Accidente majore provocate de substanțe periculoase

Legea nr. 59/2016 privind controlul asupra pericolelor de accident major în care sunt implicate substanțe periculoase stabilește măsuri pentru prevenirea accidentelor majore în care sunt implicate substanțe periculoase, precum și pentru limitarea consecințelor acestora asupra sănătății umane și asupra mediului și pentru asigurarea unui nivel ridicat de protecție, într-o manieră consecventă și eficace. Această lege transpune prevederile Directivei 2012/18/UE a Parlamentului European și a Consiliului din 4 iunie 2012



privind controlul pericolelor de accidente majore care implică substanțe periculoase, de modificare și ulterior de abrogare a Directivei 96/82/CE.

Fondul pentru mediu

Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 196/2005 privind Fondul pentru mediu, publicată în Monitorul Oficial la data de 30 decembrie 2005, cu modificările și completările ulterioare, prevede obligația operatorilor de a plăti anumite contribuții la Fondul pentru mediu, în funcție de sursele de poluare reglementate în acest act normativ. Fondul pentru mediu este un instrument economico-financiar destinat realizării proiectelor și programelor pentru protecția mediului, contribuția operatorilor economici la acesta fiind bazată, printre altele, pe taxe percepute pentru vânzarea de deșeuri, emisii de substanțe poluante în atmosferă, cantitatea de substanțe periculoase introduse pe piața românească sau tarifele pentru emiterea de autorizații de mediu.



REGIMUL FISCAL

Următorul sumar al implicațiilor fiscale în România și Statele Unite care pot apărea urmare a deținerilor de acțiuni se bazează pe acte cu putere de lege, norme administrative, decrete, hotărâri judecătorești, convenții privind evitarea dublei impuneri (tratate), practici administrative și decizii legale în vigoare la data prezentului prospect. Cu toate acestea, vor putea exista modificări legislative, legale sau administrative sau interpretări care ar putea modifica afirmațiile și concluziile prezentate în acest document. Orice astfel de modificări sau interpretări pot fi retroactive și pot avea implicații fiscale la nivelul deținătorilor de acțiuni. Prezentul rezumat nu își propune a fi o opinie cu putere juridică sau să includă toate implicațiile fiscale care pot fi relevante pentru un deținător de acțiuni. Fiecare potențial investitor este încurajat să se adreseze propriului consultant fiscal pentru a identifica consecințele fiscale specifice din deținerea și vânzarea acțiunilor, aplicabilitatea și impactul oricăror alte legi fiscale sau tratate de evitare a dublei impuneri, precum și cu privire la modificările în curs sau cele propuse ale legislației fiscale aplicabile de la data prezentului prospect și respectiv impactul efectiv al acestor modificări aplicabile după această dată. Legislația fiscală aplicabilă în statul de rezidență al investitorului și respectiv a statului unde Societatea este încorporată poate avea un impact asupra veniturilor primite ca urmare a Ofertei de Acțiuni.

Considerente fiscale aplicabile în România

Impozitarea dividendelor

Dividende distribuite persoanelor juridice române

Veniturile din dividende nu fac obiectul impozitării separate, acestea fiind incluse în baza impozabilă calculată pentru determinarea impozitului pe profit (dacă este cazul). Rata impozitului pe profit în România este de 16%. Orice profituri fiscale rezultate se pot compensa cu pierderile fiscale existente înainte de determinarea impozitului final. Pierderile fiscale se pot reporta pe o perioadă de șapte ani consecutivi. În conformitate cu prevederile Codului fiscal (Legea 227/2015 privind Codul fiscal), dividendele primite de entitățile juridice române de la alte entități juridice române sunt neimpozabile la calculul impozitului pe profit (cu toate acestea, astfel de dividende ar putea face obiectul impozitării cu reținere la sursă de către plătitor, după cum este detaliat mai jos).

Dividendele plătite de persoane juridice române altor persoane juridice române sunt supuse unui impozit la sursă de 8% (rata de impozitare a fost de 5% pentru distribuiri de dividende efectuate înainte de 1 ianuarie 2023). Rata de 8% se aplică și dividendelor distribuite/plătite către fondurile de pensii române/fondurile de pensii facultative (până la 1 ianuarie 2023 a existat o scutire de la plata impozitului pe dividende pentru distribuiri către astfel de entități).

Veniturile din dividende plătite de o persoană juridică română unei alte persoane juridice române sunt scutite de la plata impozitului reținut la sursă dacă sunt îndeplinite cumulativ următoarele condiții:

- Entitatea română care efectuează distribuția plătește impozit pe profit sau un impozit similar.
- Beneficiarul venitului din dividende deține cel puțin 10% din titlurile de participare ale emitentului, pentru o perioadă neîntreruptă de 1 an, care se încheie în momentul în care dividendele sunt plătite. De asemenea, beneficiarul venitului din dividende plătește impozit pe profit sau un impozit similar.

Prevederile menționate mai sus se aplică numai contribuabililor care sunt în sfera impozitului pe profit.

Impozitul pe dividende este declarat și plătit la bugetul de stat de către entitatea care efectuează distribuția dividendelor, până în data de 25 a lunii următoare în care dividendele au fost plătite. În cazul în care dividendele au fost distribuite dar nu au fost plătite până la sfârșitul anului în care a fost aprobată distribuția, impozitul pe dividende trebuie plătit până la data de 25 ianuarie a anului următor în care s-a aprobat distribuția dividendelor.

În cazul investitorilor români care sunt plătitori de impozit pe veniturile microîntreprinderilor, veniturile din dividende obținute de la o persoană juridică română sunt neimpozabile (excluse din baza impozabilă la calcularea impozitului pe venitul microîntreprinderilor de 1%).

Dividende distribuite persoanelor juridice nerezidente

Dividendele plătite de o persoană juridică română unei persoane juridice nerezidente sunt supuse unui impozit cu reținere la sursă de 8% în România aplicabil sumelor brute plătite.

Rata standard de 8% a impozitului pe dividende reținut în România poate fi redusă după cum urmează



- a) Aplicarea unei rate mai favorabile a impozitului pe dividende prevăzută într-o convenție pentru evitarea dublei impunerii («DTT»)

În cazul în care DTT încheiată între România și țara de rezidență fiscală a beneficiarului dividendelor prevede o rată de impozitare mai favorabilă în ceea ce privește distribuirile de dividende, se poate aplica o astfel de rată. Pentru ca rata prevăzută în DTT să fie aplicabilă, beneficiarul dividendului trebuie să furnizeze un certificat de rezidență fiscală valabil în momentul plății dividendelor.

În cazul în care certificatul de rezidență fiscală nu este disponibil în momentul plății, se aplică rata standard de impozitare de 8%. În situația în care certificatul de rezidență fiscală este obținut în termenul de prescripție (5 ani), se poate efectua o rambursare a impozitului pe dividende reținut inițial.

- b) Dividendele plătite unei entități rezidente într-un stat membru al UE sunt scutite de la plata impozitului pe dividende atât timp cât:

- Persoana juridică română care efectuează distribuirea dividendelor plătește impozit pe profit sau un impozit similar.
- Beneficiarul venitului din dividende este rezident fiscal într-un alt stat membru al UE și deține cel puțin 10% din capitalul social al emitentului, pentru o perioadă neîntreruptă de 1 an, care se încheie în momentul în care venitul din dividende este înregistrat. De asemenea, beneficiarul venitului din dividende trebuie să aibă forma legală prevăzută de Codul fiscal (la art. 43) și să plătească impozit pe profit sau un impozit similar.

Pentru aplicarea acestor prevederi, entitatea care efectuează plata dividendelor trebuie să primească un certificat de rezidență fiscală valabil și o declarație pe propria răspundere (affidavit) care să ateste îndeplinirea condițiilor menționate anterior.

Tratamentul fiscal standard de impozitare se aplică, de asemenea, distribuțiilor de dividende către fondurile de pensii nerezidente (scutirea de la plata impozitului pe dividende aplicabilă înainte de 1 ianuarie 2023 a fost abrogată).

Impozitul pe dividende este declarat și plătit la bugetul de stat de către entitatea care efectuează distribuirea dividendelor nu mai târziu de data de 25 a lunii următoare în care dividendele au fost plătite. În cazul în care dividendele au fost distribuite, dar nu au fost plătite până la sfârșitul anului în care a fost aprobată distribuția, impozitul pe dividende trebuie plătit până la data de 25 ianuarie a anului următor în care a fost aprobată distribuția dividendelor.

Persoane fizice

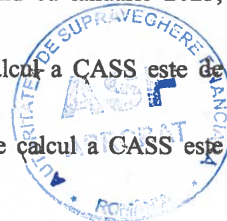
Dividendele plătite de entități juridice române persoanelor fizice (fie rezidenți fiscal români, fie nerezidenți fiscal) sunt supuse unui impozit în cotă de 8%, care se reține la sursă (cota de impozit a fost de 5% pentru distribuirile de dividende efectuate înainte de 1 ianuarie 2023). Impozitul pe dividende este declarat și plătit la bugetul de stat de către entitatea care efectuează distribuirea dividendelor nu mai târziu de data de 25 a lunii următoare celei în care dividendele au fost plătite. În cazul în care dividendele au fost distribuite, dar nu au fost plătite până la sfârșitul anului în care a fost aprobată distribuirea, impozitul pe dividende trebuie plătit până la data de 25 ianuarie a anului următor în care a fost aprobată distribuirea dividendelor.

În cazul în care dividendele sunt plătite unor persoane fizice nerezidente, rata de impozitare de 8% poate fi redusă în conformitate cu DTT aplicabilă.

În plus, persoanele care sunt considerate contribuabili români, din punct de vedere al contribuțiilor sociale, pot avea obligația de plată a unei contribuții de asigurări sociale de sănătate („CASS”) în cota de 10%. Începând cu ianuarie 2018, CASS este datorată indiferent dacă persoana care încasează veniturile din dividende obține, de asemenea, venituri din salarii sau alte tipuri de venituri supuse CASS.

Începând cu ianuarie 2023, CASS de 10% se datorează în cazul în care persoana fizică obține din una sau mai multe surse de venit (cum ar fi: venituri din activități independente, venituri din chirii, venituri din investiții, venituri din alte surse etc.) venituri anuale cel puțin egale cu 6 salarii brute minime stabilite la nivel național. Pentru 2023, valoarea acestui salariu este de 3.000 RON. Astfel, începând cu ianuarie 2023, CASS se calculează pe baza următoarelor plafoane:

- a) în cazul în care venitul obținut este între 6 și 12 salarii brute minime, baza de calcul a CASS este de 6 salarii brute minime.
- b) în cazul în care venitul obținut este între 12 și 24 de salarii brute minime, baza de calcul a CASS este de 12 salarii brute minime.



- c) în cazul în care veniturile care depășesc 24 de salarii brute minime, baza de calcul a CASS va fi de 24 de salarii brute minime.

În cazul în care veniturile din dividende, individual sau cumulate cu alte venituri non-salariale obținute de persoana fizică, depășesc valoarea a 6 salarii brute minime stabilite la nivel național, CASS va fi datorată pe baza plafoanelor de mai sus. În cazul în care venitul din dividende (individual sau cumulat cu alte venituri non-salariale) este sub acest plafon, persoana fizică nu va datora CASS.

CASS este datorat de către persoana fizică prin depunerea unei Declarații unice și este obligația persoanei fizice să depună declarația și să plătească CASS datorat până la data de 25 mai a anului curent, pentru anul precedent.

Impozitarea câștigurilor de capital

Persoane juridice române

Câștigurile de capital din vânzarea de acțiuni nu fac obiectul impozitării separate, fiind incluse în baza impozabilă determinată pentru calculul impozitului pe profit la rata standard de impozitare de 16%. Orice profituri impozabile rezultate se pot neta cu pierderile fiscale existente înainte de determinarea impozitului pe profit final.

În conformitate cu prevederile legislației fiscale din România, veniturile din vânzarea acțiunilor deținute într-o altă entitate română nu sunt impozabile la calculul impozitului pe profit dacă vânzătorul deține cel puțin 10% din capitalul social al societății ale căror acțiuni sunt transferate, pentru o perioadă neîntreruptă de cel puțin un an („condiții minime de deținere”), care se încheie în momentul vânzării.

Prevederile menționate mai sus se aplică numai contribuabililor supuși impozitului pe profit.

În cazul în care persoana juridică română aplică regimul impozitului pe venitul microîntreprinderilor, în baza impozabilă vor fi incluse numai veniturile din vânzarea acțiunilor (reprezentând venitul brut, fără a deduce costurile cu achiziția, transferul, alte costuri), la care se aplică o rată de 1%.

Persoane juridice nerezidente

Persoanele juridice nerezidente care obțin câștiguri de capital din vânzarea de acțiuni deținute într-o persoană juridică română sunt supuse unui impozit de 16% pe câștigul obținut.

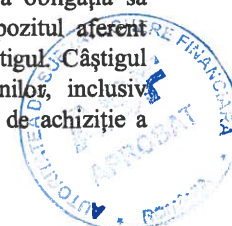
Acest câștig poate fi scutit de impozitare în România atât timp cât se aplică prevederile DTT încheiate între România și țara de reședință a beneficiarului câștigurilor de capital. De asemenea, în cazul în care drepturile de impozitare sunt alocate României, în situația în care nerezidentul deține mai mult de 10% din capitalul social al persoanei juridice române pentru o perioadă neîntreruptă de cel puțin un an («condiții minime de deținere»), care se încheie în momentul înstrăinării, câștigurile de capital din vânzarea acțiunilor nu sunt impozabile la calculul impozitului pe profit.

Entitățile nerezidente care obțin câștiguri de capital din vânzarea acțiunilor deținute într-o societate română trebuie să se înregistreze în scopuri fiscale la autoritățile fiscale române (în conformitate cu art. 82 din Legea 207/2015 privind Codul de procedură fiscală). Obligația de înregistrare există chiar dacă aceste câștiguri de capital obținute sunt scutite de impozit. Înregistrarea poate fi efectuată fie direct, fie prin intermediul unui reprezentant fiscal în România, în termen de cel mult 30 de zile de la obținerea câștigurilor de capital.

Persoane fizice

Potrivit DTT, câștigurile de capital sunt impozabile numai în statul contractant în care persoana care înstrăinează acțiunile își are rezidența fiscală.

Câștigurile/pierderile de capital rezultate din vânzarea acțiunilor sunt supuse unei cote de impozitare pe venit de 10%. În conformitate cu prevederile Codului fiscal, pierderea netă anuală din transferul de acțiuni, se recuperează din câștigurile nete anuale obținute în următorii șapte ani consecutivi. În plus, pierderile nete anuale provenite din străinătate sunt reportate și compensate cu venituri de aceeași natură și sursă, obținute din străinătate, pentru fiecare țară, înregistrate în următorii șapte ani fiscali. Momentul impozabil ar apărea în urma vânzării acțiunilor, care ar putea genera câștiguri de capital, iar persoana fizică va avea obligația să raporteze câștigul prin intermediul unui formular anual (*Declarație unică*) și să plătească impozitul aferent câștigurilor de capital, până la data de 25 mai a anului următor celui în care a fost obținut câștigul. Câștigul de capital este determinat ca diferența dintre prețul de vânzare și valoarea fiscală a acțiunilor, inclusiv costurile aferente tranzacției. În sensul impozitului pe venit, valoarea fiscală reprezintă valoarea de achiziție a acțiunilor.



Începând cu 1 ianuarie 2023, veniturile sub forma câștigurilor din transferul titlurilor de valoare și din operațiuni cu instrumente financiare derivate, definite în conformitate cu dispozițiile specifice din Codul fiscal, realizate prin intermediari, rezidenți fiscali români sau nerezidenți care au în România un sediu permanent ce are calitatea de intermediar, sunt supuse impozitului cu reținere la sursă. Cota de impozit pe câștig în cazul transferului titlurilor de valoare și din operațiuni cu instrumente financiare derivate efectuate prin intermediari (rezidenți fiscali români sau nerezidenți cu un sediu permanent în România) este:

- (i) 1% asupra fiecărui câștig din transferul titlurilor de valoare care au fost dobândite și înstrăinate într-o perioadă mai mare de 365 de zile, inclusiv, de la data dobândirii sau
- (ii) 3% asupra fiecărui câștig din transferul titlurilor de valoare care au fost dobândite și înstrăinate într-o perioadă mai mică de 365 de zile de la data dobândirii.

Impozitul pe câștigurile de capital este declarat și plătit de către intermediar la bugetul de stat cel târziu la 25 din luna următoare.

Pierderile obținute din transferul titlurilor de valoare și din operațiuni cu instrumente financiare derivate, efectuate prin acești intermediari, nu se raportează și nu se compensează. Acestea reprezintă pierderi definitive ale contribuabilului. În plus, persoanele fizice care sunt considerate contribuabili, din punct de vedere al contribuțiilor sociale, pot avea obligația de plată a unei contribuții de asigurări sociale de sănătate («CASS») în cota de 10%. Începând cu ianuarie 2018, CASS este datorată indiferent dacă persoana care încasează veniturile din câștiguri de capital obține, de asemenea, venituri din salarii sau alte tipuri de venituri supuse CASS.

Începând cu ianuarie 2023, CASS de 10% se datorează în cazul în care persoana fizică obține din una sau mai multe surse de venit (cum ar fi: venituri din activități independente, venituri din chirii, venituri din investiții, venituri din alte surse etc.) venituri anuale cel puțin egale cu 6 salarii brute minime stabilite la nivel național. Pentru 2023, valoarea acestui salariu este de 3 000 RON. Astfel, începând cu ianuarie 2023, CASS se calculează pe baza următoarelor plafoane:

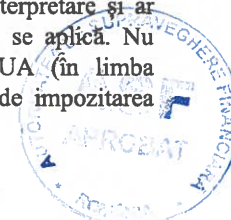
- a) în cazul venitului obținut este între 6 și 12 salarii brute minime, baza de calcul a CASS este de 6 salarii brute minime.
- b) în cazul venitului obținut este între 12 și 24 de salarii brute minime, baza de calcul a CASS este de 12 salarii brute minime.
- c) în cazul veniturilor care depășesc 24 de salarii brute minime, baza de calcul a CASS va fi de 24 de salarii brute minime.

În cazul în care veniturile din câștiguri de capital, individual sau cumulate cu alte venituri non-salariale obținute de persoana fizică, depășesc valoarea a 6 salarii brute minime stabilite la nivel național, CASS va fi datorată pe baza plafoanelor de mai sus. În cazul în care venitul din câștiguri de capital (individual sau cumulat cu alte venituri non-salariale) este sub acest plafon, persoana fizică nu va datora CASS.

CASS este datorată de către persoana fizică prin depunerea unei Declarații unice și este obligația persoanei fizice să deponă declarația și să plătească CASS datorat până la data de 25 mai a anului curent, pentru anul precedent.

Anumite aspecte legate de impozitul pe venit la nivel federal în Statele Unite

Următoarea prezentare este o sinteză a anumitor aspecte semnificative legate de impozitarea veniturilor în Statele Unite la nivel federal, relevante pentru achiziționarea, deținerea și înstrăinarea Acțiunilor de către un Deținător din SUA (astfel cum este definit mai jos), dar nu se dorește a fi o analiză completă a tuturor efectelor fiscale potențiale. Acest rezumat se bazează pe prevederile Codului Fiscal din 1986 (în limba engleză: „*Internal Revenue Code of 1986*”), cu modificările ulterioare („**Codul Fiscal al SUA**”), pe regulamentele existente și propuse ale Departamentului de Trezorerie al SUA, promulgate în baza Codului Fiscal, pe deciziile administrative și interpretările judiciare ale acestora, toate în forma în care se află la data prezentului Prospect și toate putând fi supuse unor interpretări diferite sau unor modificări, care pot opera retroactiv. În special, în decembrie 2017, guvernul SUA a adoptat un act normativ complex în domeniul fiscal, cunoscut sub denumirea Legea pentru facilități fiscale și crearea de locuri de muncă din 2017 (în limba engleză: „*Tax Cut and Jobs Act of 2017*”) („**TCJA**”), care cuprinde modificări semnificative ale regimului de impozitare a persoanelor fizice și juridice. Unele aspecte ale TCJA lasă loc de interpretare și ar putea avea efecte asupra aspectelor fiscale descrise în prezentul rezumat, în măsura în care vi se aplică. Nu a fost solicitată o interpretare oficială din partea serviciului de administrare fiscală al SUA (în limba engleză: „*Internal Revenue Service*”) („**IRS**”) cu privire la oricare dintre consecințele legate de impozitarea



veniturilor la nivel federal în SUA descrise mai jos și nu există nicio garanție că IRS sau o instanță nu va adopta o poziție contrară.

Acest rezumat se adresează doar Deținătorilor din SUA care achiziționează Acțiuni în cadrul Ofertei ca active fixe (în general, imobilizări financiare) și utilizează dolarul american ca monedă funcțională. Acest rezumat nu are ca scop o descriere completă a tuturor aspectelor privind impozitarea veniturilor la nivel federal în Statele Unite care pot fi relevante pentru un investitor în considerarea circumstanțelor particulare ale acestuia, printre care: organizații scutite de la impozitare, instituții financiare, societăți de asigurare, dealeri și intermediari de valori mobiliare sau valute, societăți de investiții reglementate, trusturi de investiții imobiliare, Deținători din SUA care vor deține Acțiunile ca parte a unei operațiuni de acoperire a riscului, a unei operațiuni de tip „straddle”, a unei operațiuni de conversie, a unei operațiuni care cade sub incidența obligației de impunere cu privire la câștigurile de capital („constructive sale”) sau a unei alte tranzacții financiare integrate care intră sub incidența impozitului pe venit la nivel federal în Statele Unite, Deținători din SUA care pot intra sub incidența impozitului minim alternativ, anumiți foști cetățeni americani sau rezidenți pe termen lung în Statele Unite care intră sub incidența articolului 877 sau 877A din Codul Fiscal al SUA și, cu excepția situațiilor contrare prevăzute în mod special în capitolul „— Aspecte legate de societățile străine controlate”. Deținători din SUA care dețin (direct, indirect sau implicit) cel puțin 10% din drepturile de vot sau din valoarea capitalului social al Societății. Acest rezumat nu tratează aspecte legate de impozitul pe imobile sau pe donații sau de impozitul pe venitul net din investiții aplicabil în SUA la nivel federal sau aspecte fiscale aplicabile la nivel de stat sau local în SUA sau aspecte legate de impozite care se aplică în afara SUA.

În sensul prezentului rezumat, un „Deținător din SUA” înseamnă beneficiarul real al Acțiunilor, care, în scop de impozitare la nivel federal în Statele Unite, este (i) o persoană fizică cetățean sau rezident al Statelor Unite, (ii) o societate (sau o altă entitate juridică asimilată unei societăți) înființată sau organizată în conformitate cu legile Statelor Unite sau ale oricărui stat care intră în componența acestora sau ale Districtului Columbia; (iii) un patrimoniu al cărui venit este supus impozitului pe venit la nivel federal în Statele Unite, indiferent de sursa acestuia sau (iv) un trust (a) a cărui administrare este supusă activității de supraveghere primară exercitată de o instanță din Statele Unite și în care există una sau mai multe persoane din Statele Unite autorizate să controleze toate deciziile semnificative sau (b) care a optat pentru a fi tratat ca rezident în SUA în conformitate cu reglementările aplicabile ale Departamentului de Trezorerie al SUA, iar opțiunea respectivă este valabilă și în vigoare.

Dacă un parteneriat (inclusiv orice altă entitate sau organizație clasificată drept parteneriat în scopul impozitării venitului la nivel federal în Statele Unite) deține Acțiuni, regimul de impunere la nivel federal în Statele Unite cu privire la un asociat al parteneriatului depinde în general de statutul asociatului și de activitățile parteneriatului. Este recomandabil ca un parteneriat deținător de Acțiuni să își consulte propriul consultant fiscal în ceea ce privește impozitul pe venit la nivel federal în Statele Unite și ale consecințelor fiscale asupra asociaților săi care rezultă în urma achiziționării, deținerii și înstrăinării de Acțiuni.

REZUMATUL REFERITOR LA CONSECINȚELE LEGATE DE IMPOZITUL PE VENIT LA NIVEL FEDERAL ÎN SUA, PREZENTAT MAI JOS, ARE EXCLUSIV SCOP INFORMATIV. ESTE RECOMANDABIL CA TOȚI INVESTITORII POTENȚIALI SĂ ÎȘI CONSULTE PROPRII CONSULTANȚI FISCALI ÎN CEEA CE PRIVEȘTE CONSECINȚELE FISCALE INDIVIDUALE CARE LE SUNT INCIDENTE CA URMARE A ACHIZIȚIONĂRII, DEȚINERII ȘI ÎNSTRĂINĂRII DE ACȚIUNI, INCLUSIV ÎN CEEA CE PRIVEȘTE APLICABILITATEA ȘI EFECTELE LEGISLAȚIILOR FISCALE STATALE, LOCALE, DIN AFARA SUA ȘI ALTOR LEGISLAȚII FISCALE ȘI ÎN CEEA CE PRIVEȘTE POSIBILELE MODIFICĂRI ALE LEGISLAȚIEI FISCALE.

Aspecte legate de societățile străine controlate

În cazul în care se consideră că peste 50% din drepturile de vot sau valoarea Acțiunilor sunt deținute de cetățeni sau rezidenți SUA, de societăți sau parteneriate din SUA sau de patrimoniul sau fonduri fiduciare din SUA (astfel cum sunt aceste definite în scopul impozitării venitului la nivel federal în Statele Unite), dintre care fiecare deține, în mod direct sau implicit, cel puțin 10% din drepturile de vot sau din valoarea capitalului social al Societății (fiecare fiind definit ca un Acționar din SUA cu participație de 10%), atunci Societatea și filiala sau filialele acesteia sunt considerate o societate străină controlată („SSC”) în scopul impozitării venitului la nivel federal în Statele Unite. În cazul în care Societatea (sau filiala sau filialele acesteia) este considerată SSC în orice exercițiu fiscal, Acționarul din SUA cu participație de 10% poate suporta consecințe fiscale negative în legătură cu impozitarea venitului la nivel federal în Statele Unite, precum și obligații de declarare de informații, dar, în general, nu ar fi supus și tuturor cerințelor incidente deținătorilor unei societăți de investiții străine pasive, astfel cum este aceasta descrisă în capitolul

Aspecte legate de societățile de investiții străine pasive”. Deși Societatea nu preconizează că va deveni o SSC imediat ulterior Ofertei, calitatea de SSC a Societății sau a unei filiale a acesteia va depinde de identitatea acționarilor Societății pe durata fiecărui exercițiu fiscal.

Aspecte legate de societățile de investiții străine pasive

Un Deținător din SUA poate suporta anumite consecințe fiscale negative, în cazul în care Societatea ar fi tratată ca o societate de investiții străine pasive („*passive foreign investment company*”, „PFIC”) în scopul impozitării venitului la nivel federal în Statele Unite în orice exercițiu fiscal în care Deținătorul din SUA deține Acțiuni. O societate din afara SUA, cum este Societatea, este tratată în general ca PFIC în scopul impozitării venitului la nivel federal în Statele Unite în orice exercițiu fiscal fie dacă (i) cel puțin 75% din veniturile sale brute aferente respectivului exercițiu fiscal constau în anumite tipuri de venituri „pasive”, fie dacă (ii) cel puțin 50% din valoarea activelor sale (stabilită în baza unei medii trimestriale) din respectivul exercițiu fiscal generează sau este deținută pentru generarea de venituri pasive. La aplicarea acestor criterii, se consideră că o societate din afara SUA, care deține în mod direct sau indirect cel puțin 25% din valoarea capitalului social al altei societăți, deține cota corespondentă din activele celeilalte societăți și a încasat cota corespondentă din veniturile celeilalte societăți. Veniturile pasive înseamnă, în general, printre altele, dividende, dobânzi, anumite chirii și redevențe și câștiguri din dispoziția de bunuri care generează astfel de venituri. Cu toate acestea, chiriile și câștigurile obținute din realizarea activă a unei tranzacții sau a unei activități comerciale în anumite circumstanțe sunt considerate venituri active.

Cu toate că Societatea nu consideră că a îndeplinit criteriile pentru a fi considerată PFIC în exercițiul fiscal încheiat la 31 decembrie 2022 și nu preconizează că va deveni PFIC în exercițiul fiscal curent, care se încheie la 31 decembrie 2023, sau în exercițiile fiscale viitoare, stabilirea calității de PFIC se efectuează anual, iar statutul unei societăți se poate modifica, printre altele, în funcție de modificările componenței și valorii relative ale încasărilor brute și activelor (inclusiv fondul de comerț) ale societății și filialelor sale, de modificările operațiunilor sale și de modificările valorii de piață ale capitalului său social. Stabilirea calității de PFIC a Societății depinde în parte și de modul în care și de cât de rapid își utilizează lichiditățile. Drept urmare, nu poate exista o garanție că Societatea nu va fi considerată PFIC în orice exercițiu fiscal.

În cazul în care Societatea ar fi considerată PFIC în orice exercițiu fiscal în care un Deținător din SUA deține Acțiuni, atunci, cu excepția cazului în care respectivul Deținător din SUA a ales una dintre anumitele opțiuni care ar putea fi disponibile, acesta ar fi sub incidența unor impozite suplimentare aplicate oricărei „distribuirii suplimentare” și oricărui câștig obținut din înstrăinarea Acțiunilor (indiferent dacă Societatea ar continua să fie PFIC sau nu). Un Deținător din SUA ar beneficia de distribuirii suplimentare, în cazul în care distribuirile pe care le-ar încasa în contul Acțiunilor într-un exercițiu fiscal ar depăși 125% din distribuirile anuale medii încasate în cele trei exerciții fiscale anterioare (sau pe durata perioadei în care Deținătorul din SUA deține Acțiuni, dacă aceasta este mai scurtă). Pentru a calcula impozitul pe distribuirile suplimentare sau pe orice câștig, (i) distribuirea suplimentară sau câștigul ar fi alocat proporțional pe durata perioadei de deținere a Deținătorului din SUA, (ii) suma alocată exercițiului fiscal curent și oricărui alt exercițiu fiscal anterior momentului în care Societatea a devenit PFIC ar fi taxată ca venit ordinar în exercițiul curent și (iii) suma alocată altor exerciții fiscale (sau unor porțiuni ale acestora) ar fi taxată la cea mai mare cotă marginală aplicabilă în vigoare în fiecare exercițiu și se percepe o dobândă impusă asupra presupusului câștig din întârzierea plății impozitului aferent fiecărui exercițiu fiscal. În plus, dividendele plătite de Societate nu ar fi eligibile pentru cota de impozit redusă specială care se aplică „dividendelor calificate” descrise mai jos, la capitolul „— Distribuiri”, dacă Societatea este PFIC în exercițiul fiscal aferent dividendelor sau în exercițiul fiscal anterior. Pot exista anumite opțiuni în temeiul regulilor privind PFIC, care să modifice tratamentul prezentat în prezentul alineat. Totuși, nu este clar dacă respectivele opțiuni s-ar aplica unei investiții în Acțiuni.

Pentru a atenua efectele aplicării regulilor privind PFIC arătate anterior, un Deținător din SUA poate opta să trateze Societatea ca un fond de alegere calificată („*qualified electing fund*”, „QEF”) în scopul impozitării venitului la nivel federal în Statele Unite. Pentru a putea opta pentru QEF, Societatea trebuie să pună la dispoziția Deținătorilor din SUA informații elaborate în conformitate cu principiile aferente impozitului pe venit la nivel federal în Statele Unite. Societatea nu intenționează în prezent să elaboreze sau să pună la dispoziție informații care să vă permită să optați pentru QEF.

Restul prezentului rezumat pleacă de la premisa că Societatea nu va fi PFIC în scopul impozitării venitului la nivel federal în Statele Unite în niciun exercițiu fiscal în care un Deținător din SUA deține Acțiunile. Este recomandabil ca Deținătorii din SUA să își consulte consultanții fiscali în legătură cu tratamentul ca PFIC al Societății în orice exercițiu fiscal în care dețin Acțiuni și cu obligațiile de raportare fiscală în SUA.



Distribui

Sub rezerva regulilor privind PFIC prezentate mai sus, orice distribuie de numerar sau bunuri în legătură cu Acțiunile (inclusiv orice sumă a oricărui impozit reținut la sursă în România) va fi tratată, în general, ca un dividend, în măsura în care este achitată din câștigurile și profiturile curente sau acumulate ale Societății, evaluate în baza principiilor aferente impozitului pe venit la nivel federal în Statele Unite, și va fi inclusă în venitul brut al unui Deținător din SUA la data la care distribuia este încasată efectiv sau implicit. Societatea nu intenționează să păstreze evidența calculelor câștigurilor și profitului înregistrate în conformitate cu principiile aferente impozitului pe venit la nivel federal în Statele Unite. Prin urmare, orice distribuie (inclusiv, pentru claritate, orice sumă a oricărui impozit reținut la sursă în România) va fi în general raportată ca „dividend” în scopul impozitării veniturii la nivel federal în Statele Unite. Orice astfel de dividend nu va fi eligibil pentru deducerea în contul dividendelor încasate permisă în general Deținătorilor din SUA persoane juridice în legătură cu dividendele încasate de la societăți din SUA.

Sub rezerva anumitor condiții, dividendele plătite către Deținători din SUA neconstituiți ca societăți, inclusiv Deținători din SUA persoane fizice, pot fi eligibile pentru cote preferențiale de impozitare cu titlul de „dividende calificate” în scopul impozitării veniturii la nivel federal în Statele Unite. Dividendele încasate în legătură cu Acțiunile vor fi considerate dividende calificate, dacă (i) sunt îndeplinite anumite condiții privind perioada de deținere și (ii) Societatea este eligibilă pentru avantajele tratatului privind impozitul pe venit dintre Statele Unite și România (Societatea preconizând că va fi eligibilă).

Valoarea oricărui dividend plătit într-o valută diferită de dolarul SUA va fi valoarea în dolari SUA calculată în funcție de cursul de schimb în vigoare la data încasării, indiferent dacă plata este convertită efectiv în dolari SUA la momentul respectiv. Dacă un dividend plătit într-o valută diferită de dolarul SUA este convertit în dolari SUA la data încasării, Deținătorii din SUA nu vor avea, în general, obligația de a recunoaște câștigurile sau pierderile din diferențele de curs în ceea ce privește venitul din dividende. Cu toate acestea, un Deținător din SUA poate înregistra câștig sau pierdere din diferențele de curs dacă dividendul este convertit în dolari SUA ulterior datei încasării. Câștigul sau pierderea va fi egală cu diferența, dacă aceasta există, dintre (i) valoarea în dolari SUA a sumei incluse în venit atunci când a fost încasat dividendul și (ii) suma încasată la convertirea valutei respective în dolari SUA. În general, orice astfel de câștig sau pierdere va fi tratată ca venit sau pierdere ordinară și, în general, va fi tratată ca un venit din surse provenite din SUA. Se recomandă Deținătorilor din SUA să își consulte propriii consultanți fiscali cu privire la tratamentul câștigului sau pierderii din diferențe de curs pentru conversia oricărei valute încasate care este convertită în dolari SUA la o dată ulterioară datei încasării.

Dividendele vor fi tratate, în general, ca venit din surse din afara SUA în scopul acordării unui credit fiscal extern în SUA și vor constitui, în general, venit pasiv. Un Deținător din SUA poate fi eligibil, sub rezerva unui număr de restricții complexe, să solicite credit fiscal extern în legătură cu orice impozit reținut la sursă în afara SUA impus asupra dividendelor încasate în contul Acțiunilor (cum ar fi, de exemplu, orice impozit reținut la sursă în România). Un deținător din SUA care nu optează să solicite credit fiscal extern în legătură cu un impozit din afara SUA reținut la sursă poate, în schimb, să solicite o deducere, în scopul impozitării veniturii la nivel federal în Statele Unite, pentru respectivul impozit reținut la sursă, dar numai pentru un exercițiu fiscal în care respectivul Deținător din SUA alege să procedeze astfel în cazul tuturor impozitelor pe venit creditabile impuse în afara SUA. Dacă este disponibilă o rambursare a impozitului reținut la sursă în virtutea unei legi străine sau a unui tratat privind impozitul pe venit aplicabil încheiat de SUA, valoarea rambursabilă a impozitului reținut la sursă nu este eligibilă pentru un astfel de credit în raport cu obligațiile fiscale aferente impozitului pe venit ale unui Deținător din SUA (și nu este eligibilă pentru deducere din venitul impozabil la nivel federal în SUA). Normele care reglementează creditul fiscal extern sunt complexe. Fiecărui potențial Deținător din SUA i se recomandă să își consulte propriul consultant fiscal cu privire la disponibilitatea creditului fiscal extern în situația individuală a acestuia, inclusiv cu privire la efectele unui tratat privind impozitul pe venit aplicabil încheiat de SUA.

Vânzare sau alte acte de dispoziție

Sub rezerva regulilor privind PFIC prezentate mai sus, un Deținător din SUA înregistrează, în general, în scopul impozitării veniturii la nivel federal în Statele Unite, câștigul sau pierderea obținută în urma vânzării sau a altor acte de dispoziție cu privire la Acțiuni în quantum egal cu diferența, dacă există, dintre suma realizată în urma vânzării sau actului de dispoziție și baza de impunere ajustată a Deținătorului din SUA pentru respectivele Acțiuni. Câștigul sau pierderea reprezintă, în general, câștig sau pierdere de capital pe termen lung, dacă Acțiunile au fost deținute de către Deținătorul din SUA pentru o perioadă mai lungă de un an, și este considerată, în general, ca rezultând din surse din Statele Unite în scopul acordării unui credit fiscal extern în SUA. Câștigul de capital pe termen lung al Deținătorilor din SUA neconstituiți ca societate este,



în general, supus unor cote de impozitare preferențiale. Deductibilitatea pierderilor de capital face obiectul unor limitări.

Baza de impunere a unui Deținător din SUA aferentă unei Acțiuni este, în general, valoarea în dolari americani a prețului de cumpărare plătit în cadrul Ofertei. Suma obținută din vânzarea sau alt act de dispoziție a Acțiunilor în contravaloarea unei sume într-o valută din afara SUA reprezintă valoarea în dolari SUA a sumei respective la data vânzării sau actului de dispoziție. La data decontării, Deținătorul din SUA recunoaște câștigul sau pierderea din diferența de curs rezultată dintr-o sursă din SUA (impozabilă ca venit sau pierdere ordinară) egală cu diferența, dacă există, dintre valoarea în dolari SUA a sumei încasate conform cursului de schimb în vigoare la data vânzării sau actului de dispoziție și data decontării. În schimb, în cazul Acțiunilor tranzacționate pe o piață de valori mobiliare recunoscută și care sunt vândute de un Deținător din SUA care aplică principiile contabilității de trezorerie sau de un Deținător din SUA care aplică principiile contabilității de angajamente și care optează astfel, suma realizată se bazează pe cursul de schimb în vigoare la data decontării vânzării sau actului de dispoziție și nu se recunoaște la momentul respectiv niciun câștig sau nicio pierdere din diferențe de curs valutare. În cazul în care un Deținător din SUA care aplică principiile contabilității de angajamente optează astfel, această opțiune trebuie aplicată uniform de la un exercițiu fiscal la altul și nu poate fi revocată fără acordul IRS.

Taxa Medicare

Anumiți Deținători din SUA care sunt persoane fizice, patrimoniul sau fonduri fiduciare au obligația de a achita un impozit suplimentar Medicare în cotă de 3,8% aplicat la valoarea integrală sau parțială a „venitului net din investiții” sau a „venitului net nedistribuit din investiții” al respectivului deținător în cazul unui patrimoniu sau al unui fond fiduciar, care include, printre altele, dividendele și câștigurile de capital din vânzarea sau alte acte de dispoziție impozabile a titlurilor de capital, sub rezerva anumitor limitări și excepții. Impozitul suplimentar Medicare în cotă de 3,8% este calculat într-un mod diferit decât impozitul pe venit obișnuit în SUA. *Este recomandabil ca potențialii investitori să își consulte propriii consultanți fiscali cu privire la efectele acestui impozit suplimentar, dacă există aceste efecte, asupra deținerii și înstrăinării titlurilor de capital.*

Raportarea activelor financiare străine specificate

Anumiți Deținători din SUA ar putea avea obligația de a comunica anumite informații către IRS cu privire la deținerea efectivă a Acțiunilor, dacă respectivele Acțiuni nu sunt deținute în numele lor de anumite instituții financiare, iar valoarea totală a tuturor respectivelor active depășește anumite sume prevăzute. Unui Deținător din SUA i se pot aplica sancțiuni, dacă nu își respectă obligația de a comunica astfel de informații către IRS. Este recomandabil ca Deținătorii din SUA să se consulte cu propriii consultanți pentru a stabili dacă intră sub incidența oricărei obligații de raportare a activelor străine.

Raportarea de informații în SUA și reținerea de rezervă

Plățile efectuate sau sumele obținute din vânzarea, schimbul sau orice alt act de dispoziție a Acțiunilor efectuat prin intermediul unui agent plătitor din SUA sau al unui intermediar din SUA către un Deținător de Acțiuni din SUA pot face obiectul raportării de informații, cu excepția cazului în care deținătorul este o societate sau atestă în alt mod că plățile către acesta sunt scutite de la aceste reguli. Plățile care intră sub incidența raportării de informații pot fi supuse reținerii de rezervă, cu excepția situației în care deținătorul atestă că nu face obiectul reținerii de rezervă, inclusiv prin furnizarea codului său de identificare fiscală, sau stabilește în alt mod un motiv de scutire.

Reținerea de rezervă nu este un impozit suplimentar. Valoarea oricărei rețineri de rezervă dintr-o plată este considerată un credit fiscal în raport cu obligațiile fiscale aferente impozitului pe venit ale respectivului Deținător din SUA și poate conferi dreptul la rambursare respectivului deținător, cu condiția ca informațiile necesare să fie puse la dispoziția IRS în termen. Este recomandabil ca Deținătorii din SUA să își consulte propriii consultanți fiscali cu privire la aplicarea regulilor privind raportarea de informații și reținerea de rezervă.

PREZENTAREA DE MAI SUS REPREZINTĂ UN REZUMAT GENERAL ȘI ACESTA NU ACOPERĂ TOATE ASPECTELE FISCALE CARE POT FI IMPORTANTE PENTRU UN ANUMIT INVESTITOR. FIECĂRUI POTENȚIAL INVESTITOR I SE RECOMANDĂ SĂ ÎȘI CONSULTE PROPRIUL CONSULTANT FISCAL ÎN CEEA CE PRIVEȘTE CONSECINȚELE FISCALE INDIVIDUALE REZULTATE DIN INVESTIȚIA ÎN ACȚIUNI AVÂND ÎN VEDERE CIRCUMSTANȚELE SPECIFICE RESPECTIVULUI INVESTITOR POTENȚIAL.



SUBSCRIERE ȘI VÂNZARE

Informații generale privind Oferta

Acționarul Vânzător va oferi spre vânzare un număr de până la 78.007.110 Acțiuni Oferite reprezentând 17,34% din numărul total al Acțiunilor emise de Societate.

Oferta va fi împărțită în două tranșe: Tranșa Investitorilor de Retail și Tranșa Investitorilor Instituționali (astfel cum sunt definite mai jos în secțiunea „Tranșele Ofertei”).

Acțiunile Oferite vor fi oferite la Intervalul Prețului de Ofertă și Acțiunile Oferite alocate în cadrul Ofertei vor fi vândute la Prețul Final de Ofertă sau la Prețul Final de Ofertă Redus, după caz (a se vedea secțiunea „Prețul de Ofertă – Intervalul Prețului de Ofertă” de mai jos).

Acționarul Vânzător, Societatea și Managerii vor încheia la data acestui Prospect sau în jurul acestei date un contract de intermediere în legătură cu vânzarea și oferta de Acțiuni Oferite („**Contractul de Intermediere**”). Închiderea Ofertei va fi condiționată, printre altele, de (i) stabilirea Prețului Final de Ofertă și deciziei fiecăruia dintre Societate, Acționarul Vânzător și Manageri de a continua Oferta și (ii) îndeplinirea condițiilor cuprinse în Contractul de Intermediere, inclusiv (printre alte condiții) semnarea de către Acționarul Vânzător, Societate și Manageri a Contractului privind Prețul (astfel cum acesta este definit în secțiunea „**Contractul de Intermediere**” de mai jos) și rămânerii în vigoare a Contractului de Intermediere. În eventualitatea în care oricare dintre condițiile prevăzute la punctele (i) și (ii) de mai sus nu este îndeplinită, Oferta nu va fi considerată închisă cu succes și, prin urmare, Acționarul Vânzător va respinge toate subscrierile. Detalii suplimentare privind Contractul de Intermediere sunt incluse în secțiunea „**Contractul de Intermediere**” de mai jos.

Alocarea Acțiunilor Oferite și factorul de alocare *pro rata* (în legătură cu Tranșa Investitorilor de Retail), Prețul Final de Ofertă, Prețul Final de Ofertă Redus și numărul final al Acțiunilor Oferite alocate vor fi făcute publice în Ziua Lucrătoare care urmează ultimei zile din Perioada de Ofertă, care este de așteptat a surveni la data de 5 iulie 2023 („**Data Alocării**”) (a se vedea secțiunile „**Prețul de Ofertă**” și „**Alocarea Acțiunilor Oferite**” de mai jos).

Se estimează că tranzacția aferentă Acțiunilor Oferite alocate să aibă loc în Ziua Lucrătoare următoare Datei Alocării, respectiv la data de 6 iulie 2023 sau în jurul acestei date („**Data Tranzacției**”), iar transferul Acțiunilor Oferite alocate va fi decontat prin intermediul sistemului Depozitarului Central Român în termen de două (2) Zile Lucrătoare de la Data Tranzacției (a se vedea secțiunea „**Decontare**” de mai jos).

Tranzacționarea Acțiunilor pe Bursa de Valori București este preconizată să înceapă la data de 12 iulie 2023 sau în jurul acestei date.

Calendarul de mai sus poate fi supus modificărilor, cu aprobarea ASF. Anumite evenimente prevăzute în prezentul Prospect sunt în afara controlului Societății, Acționarului Vânzător și/sau al Managerilor.

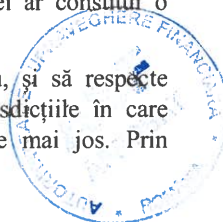
Perioada de Ofertă

Subscrierile se pot face începând cu data de 23 iunie 2023 până la data de 4 iulie 2023 inclusiv („**Perioada de Ofertă**”). Acționarul Vânzător, cu acordul Societății (care nu va fi refuzat în mod nerezonabil) și în urma consultării cu Coordonatorii Globali Comuni poate decide să prelungească Perioada de Ofertă, poate închide Oferta mai devreme decât s-a stabilit inițial în cazul în care Oferta este subscrisă integral, să majoreze numărul de Acțiuni Oferite (fără a depăși numărul maxim deținut) sau poate modifica alte date privind Oferta, în conformitate cu legislația română. Orice închidere anticipată a Perioadei de Ofertă va fi anunțată public pe pagina de internet a Societății la adresa www.hidroelectrica.ro, pe pagina de internet a Acționarului Vânzător la adresa www.fondulproprietatea.ro și printr-un comunicat de presă pe pagina de internet a Bursei de Valori București la adresa www.bvb.ro, iar datele de stabilire a prețului, alocării, de publicare a Prețului Final de Ofertă și a Prețului Final de Ofertă Redus, a rezultatelor Ofertei și data de începere a tranzacționării Acțiunilor vor fi, în acest caz, ajustate în mod corespunzător.

Tranșele Ofertei

Orice investitor român sau străin, persoană fizică sau entitate (cu sau fără personalitate juridică), poate subscrie în cadrul Ofertei, cu excepția acelor investitori ale căror subscrieri în cadrul Ofertei ar constitui o încălcare a legislației aplicabile.

Investitorii care intenționează să achiziționeze Acțiuni Oferite trebuie să se familiarizeze cu, și să respecte termenii și condițiile Ofertei stabilite în prezentul Prospect, legile aplicabile Ofertei în jurisdicțiile în care aceștia se afla și restricțiile prevăzute în secțiunea „**Restricții de Vânzare și Transfer**” de mai jos. Prin



achiziția de Acțiuni Oferite, investitorii își asumă orice răspundere care ar putea interveni dacă achiziția respectivă este considerată nelegală în statul de reședință al acestora.

Oferta este împărțită în două tranșe („Tranșele Ofertei”) după cum urmează:

- (1) o Tranșă a Ofertei care constă într-un număr inițial de 11.701.067 Acțiuni Oferite (reprezentând 15% din numărul inițial de Acțiuni Oferite) adresată prin intermediul unei oferte publice în România Investitorilor de Retail („Tranșa Investitorilor de Retail”); și
- (2) o Tranșă a Ofertei care constă într-un număr inițial de 66.306.043 Acțiuni Oferite (reprezentând 85% din numărul inițial de Acțiuni Oferite) adresată (i) Investitorilor Instituționali din afara Statelor Unite ale Americii în baza Regulamentului S; și (ii) în Statele Unite ale Americii, exclusiv persoanelor considerate în mod rezonabil ca fiind QIB (cumpărători instituționali calificați) în conformitate cu Regula 144A sau în temeiul unei alte excepții de la, sau printr-o tranzacție care nu face obiectul cerințelor de înregistrare din Legea Valorilor Mobiliare („Tranșa Investitorilor Instituționali”).

În scopul prezentului Prospect:

- „Investitor Instituțional” înseamnă (a) un „investitor calificat”, astfel cum acest termen este definit în Articolul 2 (e) din Regulamentul privind Prospectul sau (b) o „contraparte eligibilă” în sensul Directivei 2014/65/UE a Parlamentului European și a Consiliului privind piețele instrumentelor financiare și de modificare a Directivei 2002/92/CE și a Directivei 2011/61/UE (reformulat), sau (c) un „investitor calificat”, astfel cum acest termen este definit în Articolul 2 (e) din Regulamentul privind Prospectul, astfel cum face parte din legislația internă a Regatului Unit în temeiul Legii privind (Retragerea din) Uniunea Europeană din 2018, cu modificările ulterioare, sau (d) un QIB astfel cum acest termen este definit în Regula 144A, sau (e) o instituție echivalentă a cărei subscriere în cadrul Ofertei nu constituie o încălcare a legislației sau a reglementărilor aplicabile și care nu este situată în nicio jurisdicție în care transmiterea sau disponibilitatea Ofertei (și a oricărei alte tranzacții avute în vedere prin aceasta) ar constitui o încălcare a oricărei legislații sau reglementări aplicabile; și
- „Investitor de Retail” înseamnă orice persoană fizică sau entitate (cu sau fără personalitate juridică) care nu întrunește criteriile de mai sus pentru a fi calificată drept Investitor Instituțional.

Acțiunile oferite în cadrul fiecăreia dintre Tranșele Ofertei de mai sus sunt acțiuni de aceeași clasă (acțiuni ordinare), se supun aceluiași regim juridic și conferă aceleași drepturi și obligații deținătorilor acestora.

Dimensiunea finală a fiecărei Tranșe a Ofertei va fi decisa de Acționarul Vânzător în comun cu Societatea, la recomandarea Coordonatorilor Globali Comuni, în funcție de nivelul subscrierilor din partea investitorilor, după închiderea Perioadei de Ofertă, și va fi făcută publică la Data Alocării (a se vedea secțiunea „Alocarea Acțiunilor Oferite” de mai jos).

La recomandarea Coordonatorilor Globali Comuni, Societatea și Acționarul Vânzător pot decide în comun să realoce Acțiunile Oferite din oricare Tranșă a Ofertei în cealaltă Tranșă a Ofertei – ceea ce poate determina Tranșa Investitorilor de Retail să reprezinte fie (1) mai mult de 15% (însă nu mai mult de 20%) din Acțiunile Oferite vândute sau, dimpotrivă, (2) mai puțin de 15% din Acțiunile Oferite vândute (însă o asemenea realocare din Tranșa Investitorilor de Retail în Tranșa Investitorilor Instituționali va avea loc doar în cazul în care nivelul de subscriere în Tranșa Investitorilor de Retail este mai mic de 100%).

O realocare între Tranșele Ofertei nu va necesita o modificare a Prospectului și nici nu va fi considerată o modificare a acestuia.

Prețul de Ofertă

Prețul de Subscriere

Acțiunile Oferite sunt oferite la Intervalul Prețului de Ofertă de 94 RON – 112 RON per Acțiune Oferită.

Investitorii de Retail trebuie să subscrie pentru Acțiunile Oferite la prețul fix de 112 RON per Acțiune Oferită (i.e., limita superioară a Intervalului Prețului de Ofertă).

Investitorii Instituționali pot subscrie în mod valabil pentru Acțiunile Oferite la orice preț din cadrul Intervalului Prețului de Ofertă (inclusiv la limita inferioară și cea superioară a intervalului de preț). Pasul de preț aferent subscrierilor pentru Acțiunile Oferite realizate de către Investitorii Instituționali este de 0,5 RON.



Prețul Final de Ofertă

Prețul final pentru Tranșa Investitorilor Instituționali

Pe parcursul Perioadei de Ofertă se va derula un proces de bookbuilding pentru Acțiunile Oferite. În timpul procesului de bookbuilding, Coordonatorii Globali Comuni și Codeținătorii Registrului de Subscrieri (*Joint Bookrunners*) vor evalua gradul de interes pe care îl prezintă Oferta pentru Investitorii Instituționali și reacția acestora privind prețul Acțiunilor Oferite. Investitorilor Instituționali li se va cere să precizeze numărul Acțiunilor Oferite pe care ar fi dispuși să îl achiziționeze și prețul aferent pentru respectivele Acțiuni Oferite. Numărul respectiv de Acțiuni Oferite și prețul la care acești Investitori Instituționali și-au exprimat interesul vor fi înregistrate într-un registru administrat de Coordonatorii Globali Comuni („**Registrul**”).

Prețul Final de Ofertă la care Acțiunile Oferite vor fi alocate investitorilor va fi stabilit de Acționarul Vanzător în urma consultării cu Societatea și Coordonatorii Globali Comuni după închiderea Perioadei de Ofertă și va fi făcut public la Data Alocării.

Acțiunile Oferite în Tranșa Investitorilor Instituționali vor fi vândute doar la Prețul Final de Ofertă și doar acelor Investitori Instituționali care au subscris pentru Acțiunile Oferite la un preț egal cu, sau mai mare decât Prețul Final de Ofertă.

Prețul final pentru Tranșa Investitorilor de Retail

Investitorii de Retail au dreptul la o reducere de 3% din Prețul Final de Ofertă („**Prețul Final de Ofertă Redus**”) pentru cererile depuse în mod valabil în primele cinci (5) Zile Lucrătoare ale Perioadei de Ofertă (respectiv până la 29 iunie 2023 inclusiv); pentru evitarea oricăror neclarități, în funcție de nivelul Prețului Final de Ofertă, Prețul Final de Ofertă Redus poate fi sub nivelul inferior al Intervalului Prețului de Ofertă. Stabilirea Prețului Final de Ofertă sub pragul de jos al Intervalului Prețului de Ofertă nu va necesita și nu va fi considerată drept, o modificare la Prospect. Aplicarea reducerii pentru Acțiunile Oferite achiziționate în cadrul Tranșei Investitorilor de Retail va depinde de momentul înregistrării ordinului de tranzacționare în sistemul de tranzacționare al Bursei de Valori București.

Acțiunile Oferite care sunt subscrise în Tranșa Investitorilor de Retail începând cu a șasea (a 6-a) Zi Lucrătoare a Ofertei (respectiv de la 30 iunie 2023 inclusiv) vor fi vândute Investitorilor de Retail la Prețul Final de Ofertă.

Pentru evitarea oricăror neclarități, în cazul în care un Investitor de Retail realizează una sau mai multe subscrieri în primele cinci (5) Zile Lucrătoare ale Ofertei și una sau mai multe alte subscrieri după a cincea (a 5-a) Zi Lucrătoare a Ofertei, reducerea se aplică numai subscrierii(lor) realizate de Investitorul de Retail relevant în primele cinci (5) Zile Lucrătoare ale Ofertei.

Anunțarea prețului

La Data Alocării, Acționarul Vanzător va notifica investitorii, ASF și Bursa de Valori București privind Prețul Final de Ofertă și Prețul Final de Ofertă Redus. Respectivele notificări privind prețul vor fi publicate pe pagina de internet a Societății la adresa www.hidroelectrica.ro, pe pagina de internet a Acționarului Vanzător la adresa www.fondulproprietatea.ro și printr-un comunicat de presă pe pagina de internet a Bursei de Valori București la adresa www.bvb.ro.

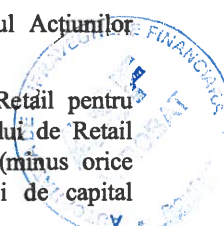
Rambursarea prețului

Plata prețului de subscriere pentru Acțiunile Oferite de către investitori trebuie să se realizeze conform celor prevăzute în secțiunea „*Subscrierea Acțiunilor Oferite de către Investitorii de Retail – Dovada Plății aferentă Subscrierilor efectuate de Investitorii de Retail*” sau în secțiunea „*Subscrierea Acțiunilor Oferite de către Investitorii Instituționali – Dovada Plății aferentă Subscrierilor efectuate de Investitorii Instituționali*”, după caz.

Dacă:

- Prețul Final de Ofertă sau Prețul Final de Ofertă Redus, după caz, este mai mic decât prețul plătit deja de un Investitor de Retail pentru fiecare Acțiune Oferită pentru care a subscris, sau
- numărul Acțiunilor Oferite alocate unui Investitor de Retail este mai mic decât numărul Acțiunilor Oferite pentru care respectivul Investitor de Retail a subscris și a plătit în mod valabil,

o sumă egală cu diferența dintre (i) prețul total plătit în avans de respectivul Investitor de Retail pentru Acțiunile Oferite pentru care a subscris; și (ii) numărul de Acțiuni Oferite vândute Investitorului de Retail respectiv înmulțit cu Prețul Final de Ofertă sau cu Prețul Final de Ofertă Redus, după caz (minus orice comisioane de transfer bancar și orice comisioane aplicabile practicate de instituțiile pieței de capital



relevante), va fi restituită Investitorului de Retail în cauză în contul bancar specificat de fiecare Investitor de Retail în formularul de subscriere depus în legătură cu subscrierea Acțiunilor Oferite („**Formularul de Subscriere**”), în contractul de servicii de investiții financiare sau în alt mod convenit cu Managerul sau cu Participantul Eligibil (astfel cum acest termen este definit mai jos) la care se face cererea de subscriere, după caz, în termen de cinci (5) Zile Lucrătoare de la expirarea Perioadei de Ofertă.

Dacă:

- Oferta nu este închisă cu succes sau nu este decontată și, pe cale de consecință, toate subscrierile sunt respinse de Acționarul Vanzător;
- subscrierea unui Investitor de Retail nu este validată; și/sau
- subscrierea este retrasă de un Investitor de Retail în urma publicării unui supliment la Prospect care permite investitorilor să își retragă subscrierile în perioada menționată în suplimentul respectiv;

Investitorului de Retail care a scris pentru Acțiunile Oferite îi va fi returnat prețul total plătit în avans de Investitorul de Retail respectiv pentru Acțiunile Oferite minus comisioanele de transfer bancar și orice comisioane aplicabile practicate de instituțiile pieței de capital relevante. Acest preț va fi returnat fiecărui Investitor de Retail în contul bancar specificat de respectivul Investitor de Retail în Formularul de Subscriere, în contractul de servicii de investiții financiare sau în alt mod convenit cu Managerul sau cu Participantul Eligibil (astfel cum acest termen este definit mai jos) la care se face subscrierea, după caz, în termen de cinci (5) Zile Lucrătoare de la data la care subscrierile au fost respinse/retrase sau nu au fost decontate sau în termen de cinci (5) Zile Lucrătoare de la expirarea Perioadei de Ofertă în cazul în care subscrierea nu a fost validată, după caz.

Nu se va plăti dobândă investitorilor cu privire la aceste sume.

Managerii nu vor fi răspunzători în cazul în care transferul unei astfel de sume nu are loc din cauza faptului că informațiile furnizate de un investitor în acest scop nu au fost complete sau corecte.

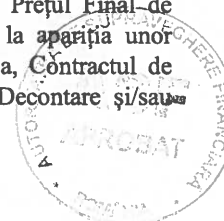
Dacă un investitor a specificat mai multe conturi pentru restituirea oricăror asemenea sume, Managerii și Participanții Eligibili își rezervă dreptul de a plăti întreaga sumă care va fi restituită într-un singur cont dintre cele specificate de investitor, cu excepția situației în care se menționează altfel în Formularul de Subscriere sau în contractul de servicii de investiții financiare încheiat cu Managerul/Participantul Eligibil relevant.

Plățile în conturile bancare ale investitorilor se vor face întâi pentru subscrierile valabile și, ulterior, pentru subscrierile anulate.

Contractul de Intermediere

Acționarul Vanzător, Societatea și Managerii vor încheia contractul de intermediere la data sau în jurul datei prezentului Prospect („**Contractul de Intermediere**”), în temeiul căruia, în termenii și sub rezerva condițiilor cuprinse în acesta, inclusiv încheierea unui contract privind stabilirea prețului între Societate, Acționarul Vanzător și Manageri după finalizarea procesului de *bookbuilding* a Ofertei („**Contractul privind Stabilirea Prețului**”), Managerii vor fi de acord, în mod individual și nu în mod solidar sau solidar și individual, să depună toate eforturile rezonabile pentru a asigura cumpărătorii pentru numărul de Acțiuni Oferite stabilit în cuprinsul Contractului privind Stabilirea Prețului sau, în caz contrar, să cumpere sau să plătească ei înșiși pentru aceste Acțiuni Oferite, iar Acționarul Vanzător va fi de acord să vândă aceste Acțiuni Oferite la Prețul Final de Ofertă sau la Prețul Final de Ofertă Redus, după caz, cumpărătorilor identificați de Manageri sau, în caz contrar, Managerilor înșiși în proporția și modalitatea convenite în Contractul de Intermediere.

În baza Contractului de Intermediere, Societatea și Acționarul Vanzător vor acorda o serie de declarații și garanții uzuale (inclusiv, după caz, în legătură cu activitatea și situațiile financiare ale Societății și cu gradul său de respectare a regimului juridic în legătură cu Acțiunile și cu conținutul Prospectului) precum și anumite obligații de a despăgubi Managerii în legătură cu Oferta. Obligațiile părților la Contractul de Intermediere vor face obiectul unor condiții specifice unui contract de acest tip care includ, printre altele, exactitatea declarațiilor și garanțiilor prevăzute în Contractul de Intermediere, neavând loc nicio schimbare negativă semnificativă în ceea ce privește Grupul, și încheierea Contractului privind Stabilirea Prețului între Acționarul Vanzător, Societate și Manageri în legătură cu numărul final de Acțiuni Oferite, Prețul Final de Ofertă și Prețul Final de Ofertă Redus la Data Alocării sau în jurul acestei date. În plus, la apariția unor evenimente specifice, cum ar fi neîndeplinirea condițiilor suspensive sau renunțarea la acestea, Contractul de Intermediere poate înceta să producă efecte imediat, în orice moment înainte de Data de Decontare și/sau



Coordonatorii Globali Comuni (în numele Managerilor) pot alege să rezilieze Contractul de Intermediere în orice moment înainte de Data de Decontare (sau, ulterior, Managerul de Stabilizare poate face acest lucru (în numele Managerilor) numai în ceea ce privește Opțiunea de Supra-Alocare).

În considerarea serviciilor care urmează a fi prestate de către Manageri, Managerii vor primi din partea Acționarului Vânzător un procent din veniturile brute încasate în urma Ofertei inclusiv din Opțiunea de Supra-Alocare (astfel cum acest termen este definit mai jos), în măsura în care aceasta a fost exercitată. În plus, Acționarul Vânzător poate, la discreția sa, să decidă să acorde Managerilor un comision discreționar reprezentând un procent din veniturile brute încasate din Ofertă (inclusiv veniturile din Opțiunea de Supra-Alocare (astfel cum acest termen este definit mai jos), în măsura în care aceasta a fost exercitată).

Acordurile privind interdicția de înstrăinare

Potrivit Contractului de Intermediere, Societatea va agreea ca în perioada care începe la data Contractului de Intermediere și se încheie în a 180-a zi calendaristică (inclusiv) de la Admitere (astfel cum acest termen este definit mai jos), nici aceasta, nici un membru al grupului său, printre altele, direct sau indirect, să nu ofere, emită, vândă, sa nu se oblige să vândă, greveze cu garanții, acorde opțiuni și să nu dispună în alt mod (sau să anunțe public orice astfel de emisiune, ofertă, vânzare sau transfer) de Acțiuni și să nu încheie nicio tranzacție cu același efect economic precum vreuna dintre cele enumerate mai sus, fără acordul prealabil scris al Coordonativilor Globali Comuni (consimțământ care nu va fi refuzat sau întârziat în mod nejustificat) – cu mențiunea ca Societății nu i se interzice să emită sau să aloce Acțiuni în măsura în care este obligată să facă acest lucru în conformitate cu legislația română aplicabilă care impune majorarea capitalului social al Societății cu valoarea terenurilor aduse ca aport de Stat și pentru care Societatea obține certificate de atestare a dreptului de proprietate după Ofertă sau pentru care a obținut astfel de certificate înainte de Ofertă, însă în legătura cu care nu și-a majorat capitalul social încă (a se vedea, de asemenea, secțiunea „*Factori de Risc – Riscuri privind Acțiunile Oferite – Majorările de capital rezultate din contribuțiile funciare deținute de statul român pot duce la diluarea acționarilor*”).

Potrivit Contractului de Intermediere (și, în cazul Ministerului Energiei, unui contract de interdicție de înstrăinare încheiat la data Prospectului sau în jurul acestei date („**Contractul de Restricționare**”) fiecare dintre Acționarul Vânzător și Ministerul Energiei va fi de acord, de asemenea, că, de la data Contractului de Intermediere până la, inclusiv, 180 de zile calendaristice (și, respectiv, 12 luni în cazul Ministerului Energiei) de la Admitere, printre altele, direct sau indirect, acesta nu va oferi, emite, vinde, nu se va obliga să vândă, gaja, acorda opțiuni asupra și nu va ceda în alt mod (sau nu va anunța public orice astfel de emisiune, ofertă, vânzare sau cedare) de Acțiuni sau nu va încheia nicio tranzacție cu același efect economic ca oricare dintre cele de mai sus, fără acordul prealabil scris al Coordonativilor Globali Comuni (consimțământ care nu va fi refuzat sau întârziat în mod nejustificat) – cu condiția, ca nici Acționarului Vânzător, nici Ministerului Energiei să nu-i fie interzisă:

- acceptarea unei oferte generale făcute tuturor deținătorilor de Acțiuni realizată în conformitate cu legile și reglementările românești aplicabile privind ofertele de preluare;
- vânzarea sau cedarea în alt mod a Acțiunilor în temeiul oricărei oferte a Societății de a-și cumpăra propriile Acțiuni, care se realizează în condiții identice pentru toți deținătorii de Acțiuni;
- transferul sau cedarea Acțiunilor în temeiul unui compromis sau acord între Societate și creditorii săi sau orice clasă a acestora sau între Societate și acționarii săi sau orice clasă a acestora, care este convenită de creditorii sau acționarii;
- (numai în cazul Acționarului Vânzător) semnarea și livrarea unui acord sau angajament irevocabil de a accepta o ofertă generală (fără niciun alt acord de a transfera sau de a ceda orice Acțiuni sau orice interes legat de acestea), astfel cum se menționează mai sus;
- (numai în cazul Acționarului Vânzător) transferul sau cedarea în alt mod a Acțiunilor, în cazul în care un astfel de transfer sau înstrăinare este impusă de lege sau de orice autoritate competentă sau printr-o hotărâre definitivă a unei instanțe competente;
- (numai în cazul Acționarului Vânzător) încheierea și transferul de Acțiuni în conformitate cu termenii Contractului de Intermediere sau ai Contractului de Împrumut de Acțiuni și ai Opțiunii de Supra-Alocare; sau
- (numai în cazul Ministerului Energiei) orice astfel de acțiuni în măsura în care este obligat să le întreprindă în conformitate cu legislația aplicabilă în România în ceea ce privește majorările de capital social ca urmare a emiterii de certificate de proprietate în favoarea Societății.



Coordonatorii Globali Comuni, în urma consultării (în măsura în care este posibil în circumstanțele respective) cu Societatea și cu Acționarul Vanzător, vor putea înceta Contractul de Intermediere în orice moment anterior Datei Decontării și, în ceea ce privește încetarea Opțiunii de Supra-Alocare (astfel cum este definită mai jos) doar până la finalizarea Opțiunii de Supra-Alocare (astfel cum este definită mai jos), în anumite condiții specifice care sunt uzuale într-un contract de acest tip.

Subscrierea Acțiunilor Oferite de către Investitorii Instituționali

Prin subscrierea pentru Acțiunile Oferite, fiecare Investitor Instituțional confirmă că a citit acest Prospect, că a acceptat Termenii și Condițiile prevăzute în acest Prospect și că a efectuat subscrierea în conformitate cu termenii incluși în acest Prospect și declară și garantează Societății, Acționarului Vanzător și Managerilor că este un investitor care poate achiziționa în mod legal Acțiunile Oferite (fără a fi supus niciunor restricții sau limitări) conform legislației din statul său de reședință. Orice achiziție efectuată prin încălcarea termenilor prezentului Prospect sau prin încălcarea legislației aplicabile nu este valabilă și va fi anulată.

Programul și locațiile unde pot fi efectuate subscrierile de către Investitorii Instituționali

Subscrierile pentru Acțiuni Oferite de către Investitorii Instituționali pot fi realizate doar prin Manageri, astfel cum se precizează în secțiunea „Procedura de subscriere pentru Investitorii Instituționali” de mai jos.

Investitorii Instituționali pot subscrie pentru Acțiunile Oferite pe întreaga durată a Perioadei de Ofertă, în timpul programului normal de lucru al Managerilor, cu excepția ultimei Zile Lucrătoare a Perioadei de Ofertă (și anume 4 iulie 2023), când subscrierile vor fi acceptate doar până la ora 12:00 p.m. (ora României).

Procedura de subscriere pentru Investitorii Instituționali

Investitorii Instituționali pot subscrie în mod valabil pentru Acțiunile Oferite prin intermediul oricărui Manager sau printr-un afiliat al unui Manager, cu care a încheiat un contract de servicii de investiții financiare, pe baza ordinelor emise în cadrul serviciilor de investiții uzuale și prin orice mijloace de comunicare stabilite printr-un astfel de contract, **fără** a fi obligați să depună niciun Formular de Subscriere sau documente de identificare.

În scopul prezentului Prospect, termenul „**afiliat/afiliați**” are înțelesul care i-a fost acordat în Regula 501(b) din Regulamentul D sau în Regula 405 din Legea privind Valorile Mobiliare, după caz.

Investitorii Instituționali care nu au încheiat un contract de servicii de investiții financiare cu niciun Manager sau cu niciun afiliat al vreunui Manager pot subscrie în mod valabil pentru Acțiunile Oferite **numai** dacă depun un Formular de Subscriere și documentele de identificare aplicabile (enumerare în secțiunea „*Documentele de Subscriere*” de mai jos) la oricare dintre Managerii / afiliații acestora situați în România.

Pentru a putea plasa un ordin valabil pentru Acțiunile Oferite, Investitorii Instituționali trebuie să aibă o înțelegere contractuală directă sau indirectă cu un agent custode din România.

Fiecare Manager (sau un afiliat al unui Manager, după caz) va comunica Investitorilor Instituționali care subscriu prin intermediul acestuia comisioanele care urmează să fie plătite în legătură cu depunerea subscrierilor acestora pentru Acțiunile Oferite, inclusiv costurile (dacă există) asociate emiterii angajamentelor de decontare, garanțiilor, contului de custodie, penalităților de întârziere, comisioanelor pentru servicii de investiții datorate în baza oricăror contracte relevante sau în conformitate cu politicile Managerului/afiliaților Managerului care acceptă subscrierea și orice comisioane percepute de Bursa de Valori București și de Depozitarul Central. Aceste comisioane nu pot fi cuantificate de către Societate, Acționarul Vanzător sau de Manageri în scopul prezentului Prospect.

Investitorilor Instituționali nu li se aplica nicio cerință de subscriere minimă. Investitorilor Instituționali nu li se va permite să își fragmenteze ordinele pentru Acțiunile Oferite.

Subscrierile valabile pentru Acțiunile Oferite realizate de către Investitorii Instituționali vor fi înregistrate în Registru.

Fiecare Investitor Instituțional se angajează să plătească Prețul Final de Ofertă pentru Acțiunile Oferite alocate acestuia în modalitatea indicată de Managerul (sau un afiliat al unui Manager, după caz) relevant și să transmită instrucțiuni Managerului relevant sau către afiliații acestuia (nu mai târziu de ora 15:00 ora României la Data Tranzacției) să utilizeze fondurile (i) din contul său de custodie pentru care a furnizat



dovada sau (ii) din contul de valori mobiliare deschis la Managerul relevant sau la afiliații acestuia (după caz), pentru decontarea tranzacției în legătură cu Acțiunile Oferite care i-au fost alocate acestuia.

Dovada Plații aferentă subscrierilor efectuate de Investitorii Instituționali

Valoarea Acțiunilor Oferite alocate unui Investitor Instituțional trebuie să fie garantată prin:

- (A) Ordin de plată care dovedește că prețul pentru Acțiunile Oferite alocate a fost transferat în contul/conturile de servicii de investiții financiare deschis(e) la Managerul (sau un afiliat al unui Manager) prin care Investitorul Instituțional a subscris, cu condiția ca suma respectivă să crediteze contul/conturile de servicii de investiții financiare relevant(e) înainte de înregistrarea ordinului aferent subscrierii relevante în segmentul de piață corespunzător al Bursei de Valori București.

Ordinul de plată trebuie să cuprindă codul unic de înregistrare și denumirea Investitorului Instituțional. Numărul contului care trebuie completat de un Investitor Instituțional în formularul de subscriere (dacă este cazul) trebuie să fie numărul contului din care se transferă efectiv suma aferentă subscrierii în contul/conturile de servicii de investiții financiare.

Investitorii Instituționali trebuie să ia în considerare eventualele comisioane de transfer și, dacă este cazul, comisioanele de deschidere a contului. Nu sunt acceptate depuneri în numerar direct în contul/conturile de servicii de investiții financiare. Sumele transferate de Investitorii Instituționali, reprezentând valoarea Acțiunilor Oferite alocate, nu vor fi purtătoare de dobândă în favoarea Investitorilor Instituționali respectivi.

Fiecare ordin de plată este echivalent cu o singură subscriere și combinarea mai multor ordine de plată pentru o singură subscriere valabilă nu este permisă.

În cazul în care, în perioada cuprinsă între Data Alocării și cel târziu ora 15:00 ora României la Data Tranzacției, vor exista Investitori Instituționali care nu vor furniza Dovada Plații, Coordonatorii Globali Comuni vor realoca respectivele Acțiuni altui/altor Investitor(i) Instituțional(i), cu acordul acestora și numai dacă aceștia pot furniza Dovada Plații pentru Acțiunile alocate suplimentar. Dacă nu este posibil, numărul de Acțiuni vândute de către Acționarul Vanzător se va reduce în mod corespunzător.

Niciun Manager (sau vreun afiliat al acestuia) nu va fi ținut răspunzător dacă, din motive independente de acesta, contul/conturile de servicii de investiții financiare nu sunt efectiv creditate cu sumele reprezentând valoarea subscrierilor cel mai târziu la ora 15:00 ora României, la Data Tranzacției; sau

- (B) Declarație privind angajamentul de decontare emisă de agentul custode care își asumă răspunderea pentru decontare în conformitate cu reglementările ASF;
- (C) Scrisoare de garanție bancară emisă de o instituție de credit din Uniunea Europeană în scopul acoperirii riscului de decontare asumat de Managerul relevant; sau
- (D) Declarație privind angajamentul de decontare emisă de Managerul relevant sau de un afiliat al unui Manager care își asumă răspunderea pentru decontare în conformitate cu limitările prevăzute de ASF.

Garanția sau angajamentul trebuie să acopere și orice comisioane practice de instituțiile pieței de capital, dacă este cazul.

Subscrierea Acțiunilor Oferite de către Investitorii de Retail

Prin subscrierea Acțiunilor Oferite, fiecare Investitor de Retail confirmă că a citit acest Prospect, că a acceptat Termenii și Condițiile prevăzute în acest Prospect și că a efectuat subscrierea în conformitate cu termenii incluși în acest Prospect și declară și garantează Societății, Acționarului Vanzător și Managerilor că este un investitor care poate achiziționa în mod legal Acțiunile Oferite (fără a fi supus niciunor restricții sau limitări) conform legislației din statul său de reședință. Orice achiziție efectuată prin încălcarea termenilor prezentului Prospect sau prin încălcarea legislației aplicabile nu este valabilă și va fi anulată.

Programul și locațiile unde pot fi efectuate subscrierile de către Investitorii de Retail

Investitorii de Retail pot subscrie pentru Acțiunile Oferite pe parcursul întregii Perioade de Ofertă, în timpul programului normal de lucru al Managerilor/Participanților Eligibili/Grupului de Distribuție (astfel cum acest termen este definit mai jos) cu excepția ultimei Zile Lucrătoare a Perioadei de Ofertă (respectiv 4 iulie 2023) când subscrierile vor fi acceptate doar până la 12:00 p.m. (ora României).

Investitorii de Retail pot subscrie pentru Acțiunile Oferite prin intermediul:



- Bancii Comerciale Romane S.A. – la sediul său din Calea Plevnei nr. 159, Business Garden Bucharest, Clădirea A, Etaj 6, Sector 6, București, România și prin rețeaua sa de sucursale, astfel cum este menționată la <https://www.bcr.ro/ro/retea-unitati/unitati-atm>;
- BRD – Groupe Societe Generale S.A. („BRD”) – la sediul său central situat în BRD Tower, Bd. Ion Mihalache nr. 1-7, București, România și prin rețeaua sa de sucursale menționată la <https://www.brd.ro/agentii-si-atm-uri>;
- BT Capital Partners („BTCP”) – la sediul său central situat în Str. Constantin Brâncuși nr. 74-76, parter, Cluj-Napoca, România, la orice unitate BTCP menționată la: <https://btcapitalpartners.ro/reteaua-bt-capital-partners> și la unitățile Băncii Transilvania („Grupul de Distribuție”), astfel cum se menționează la <https://www.bancatransilvania.ro/retea-unitati>;
- SSIF Swiss Capital S.A. la sediul său central situat în Bd. Dacia nr. 20, Romana Office Building, etaj 4, Sector 1, București, România; și
- oricărui Participant Eligibil din lista publicată pe pagina de internet a Bursei de Valori București la www.bvb.ro, la sediul său autorizat respectiv;

sau astfel cum este convenit prin contractul de servicii de investiții financiare încheiat între respectivul Investitor de Retail și Managerul/Participantul Eligibil relevant, dacă este cazul.

Următorii Investitori de Retail pot subscrie pentru Acțiuni Oferite doar la sediul BRD sau BTCP (și, pentru evitarea oricăror neclarități, nu și prin sucursalele/unitățile respective alte BRD sau BTCP):

- Investitorii de Retail care sunt persoane fizice rezidente/nerezidente sau persoane juridice rezidente și care utilizează serviciile unui agent custode sau care depun o scrisoare de garanție bancară sau o declarație privind angajamentul de decontare din partea BRD sau BTCP; și
- Investitorii de Retail care sunt persoane juridice nerezidente, indiferent dacă utilizează sau nu serviciile unui agent custode.

„**Participanți Eligibili**” înseamnă orice intermediari (alții decât Managerii), care sunt societăți de investiții sau instituții de credit acceptate ca participanți la sistemul de tranzacționare al Bursei de Valori București, și care (i) au semnat un angajament irevocabil și necondiționat („**Scrisoarea de Angajament**”) în vederea respectării prevederilor prezentului Prospect și a legii aplicabile, în forma pusă la dispoziție de Banca Comerciala Romana S.A. și (ii) au depus Scrisoarea de Angajament, în original, la Banca Comerciala Romana S.A.. O listă a Participanților Eligibili va fi publicată pe pagina de internet a Bursei de Valori București la www.bvb.ro.

Participanții Eligibili nu pot accepta, înregistra, procesa și valida subscrierile pentru Acțiunile Oferite înainte de semnarea și depunerea Scrisorii de Angajament la Banca Comerciala Romana S.A., în original.

Fiecare Participant Eligibil trebuie să se conformeze, și trebuie să se asigure că sistemele sale interne îi permit să se conformeze, cerințelor prevăzute în prezentul Prospect, inclusiv, însă fără a se limita la, cerințele privind disponibilitatea fondurilor și decontarea tranzacțiilor derulate în urma acceptării subscrierilor de către respectivul Participant Eligibil. Managerii nu vor fi răspunzători pentru nicio nerespectare a cerințelor stabilite în prezentul Prospect de către niciun Participant Eligibil, pentru orice informații sau consultanță oferite investitorilor de către Participanții Eligibili sau pentru orice materiale de distribuție pregătite de orice Participant Eligibil. Orice răspundere pentru astfel de informații, consultanță sau materiale va reveni exclusiv Participantului Eligibil respectiv, iar astfel de informații, consultanță sau materiale nu vor fi revizuite sau avizate de niciunul dintre Manageri, Societate sau Acționarul Vanzător.

Orice subscriere realizată la un participant care nu este Participant Eligibil nu va fi luată în considerare, iar Societatea, Acționarul Vanzător și Managerii nu vor avea niciun fel de răspundere în legătură cu aceasta.

Ordinele de tranzacționare corespunzătoare fiecărei subscrieri pentru Acțiunile Oferite efectuate de Investitorii de Retail vor fi înregistrate, pe parcursul Perioadei de Ofertă, de Manager sau de Participantul Eligibil care a primit și a validat subscrierea respectivă, în piețele speciale convenite cu Bursa de Valori București.

Procedura de subscriere pentru Investitorii de Retail

Subscrierea minimă pentru Acțiunile Oferite de către un Investitor de Retail va fi pentru cel puțin cincizeci (50) de Acțiuni Oferite.



În cazul în care un Investitor de Retail nu a încheiat un contract de servicii de investiții financiare cu un Manager sau un Participant Eligibil, respectivul Investitor de Retail poate subscrie în mod valabil pentru Acțiunile Oferite dacă depune:

- (1) un Formular de Subscriere completat în mod corespunzător în două (2) exemplare originale;
- (2) o Dovadă a Plății (astfel cum acest termen este definit mai jos); și
- (3) documentele solicitate enumerate în secțiunea „*Documentele de Subscriere*” de mai jos.

Formularul de subscriere va fi disponibil la sediile menționate mai sus în secțiunea „*Subscrierea Acțiunilor Oferite de către Investitorii de Retail – Programul și locațiile unde pot fi efectuate subscrierile de Investitorii de Retail*” sau în alt mod comunicat de către Managerul sau Participantul Eligibil respectiv.

Dacă un Investitor de Retail a încheiat un contract de servicii de investiții cu un Manager sau un Participant Eligibil, respectivul Investitor de Retail poate subscrie în mod valabil pentru Acțiunile Oferite în baza ordinelor de cumpărare în baza respectivului contract de servicii de investiții financiare și prin orice mijloace de comunicare prevăzute în acel contract, fără a i se cere să depună vreun Formular de Subscriere sau documente de identificare (cu excepția situației în care au survenit modificări în ceea ce privește datele sale de identificare de la data ultimei actualizări a datelor sale de identificare).

Formularele de Subscriere în legătură cu Acțiunile Oferite pentru care:

- a) suma (i) transferată în Contul Colector/Conturile Colectoare sau în contul/conturile de servicii de investiții financiare relevant(e) sau (ii) specificată în declarația privind angajamentul de decontare sau în garanția bancară nu este mai mare sau egală cu numărul Acțiunilor Oferite subscribe de Investitorul de Retail respectiv înmulțit cu limita superioară a Intervalului Prețului de Ofertă; sau
 - b) procedurile de subscriere nu au fost respectate,
- nu vor fi validate.

Subscrierile pentru Acțiunile Oferite care nu au fost validate nu vor fi luate în considerare în procesul de alocare. Investitorii de Retail ale căror Formulare de Subscriere pentru Acțiunile Oferite nu au fost validate vor fi notificați în mod corespunzător și sumele plătite le vor fi restituite în contul indicat în formularul de subscriere în termen de cinci (5) Zile Lucrătoare de la ultima Zi Lucrătoare a Perioadei de Ofertă.

Managerii vor valida un Formular de Subscriere exclusiv în momentul în care suma respectivă este creditată integral în Contul Colector/Conturile Colectoare relevant(e). Pentru evitarea oricăror neclarități, pentru ca un Formular de Subscriere să fie valabil, suma datorată pentru Acțiunile Oferite subscribe trebuie plătită integral.

Managerii și Participanții Eligibili acceptă, validează, transmit și execută ordine de cumpărare în sistemul Bursei de Valori București în conformitate cu reglementările interne ale acestora și cu normele privind gestionarea riscurilor de decontare și cu cerințele prevăzute în acest sens în prezentul Prospect și în legislația aplicabilă.

Dovada Plății aferentă Subscrierilor efectuate de Investitorii de Retail

Subscrierile pentru Acțiunile Oferite efectuate de Investitorii de Retail vor fi validate numai dacă, cel târziu în ultima Zi Lucrătoare a Perioadei de Ofertă, Formularele de Subscriere sunt însoțite de documentele enumerate mai jos la secțiunea „*Documentele de Subscriere*” și de unul dintre următoarele documente (fiecare reprezentând o „**Dovada a Plății**”):

- (A) Dovada că prețul pentru Acțiunile Oferite subscribe de Investitorul de Retail respectiv a fost plătit, după cum urmează:
 - pentru subscrierile realizate printr-un Manager – (i) un ordin de plată prin intermediul căruia prețul aferent Acțiunilor Oferite subscribe a fost transferat în Contul Colector deschis de Managerul prin intermediul căruia s-a realizat subscrierea sau orice altă dovadă acceptată de acel Manager că suma respectivă a fost creditată în mod corespunzător în Contul Colector relevant sau (ii) transferuri bancare/ fonduri suficiente disponibile în contul (conturile) de servicii de investiții financiare deschis(e) la Managerul prin care se face subscrierea, în cazul în care Investitorul de Retail respectiv a încheiat un contract valabil de servicii de investiții financiare cu Managerul respectiv, după caz; sau



- pentru subscrierile realizate printr-un Participant Eligibil – prețul de subscriere pentru Acțiunile Oferite poate fi plătit în numerar sau prin transfer bancar, în funcție de procedurile interne ale respectivului Participant Eligibil, astfel cum acestea sunt comunicate de către fiecare Participant Eligibil Investitorilor de Retail;

cu condiția ca aceste sume să crediteze Contul Colector relevant cel mai târziu la 16:00 ora României în ultima Zi Lucrătoare a Perioadei de Ofertă.

Conturile Colectoare în RON pentru subscrierile Acțiunilor Oferite sunt următoarele:

- ✓ contul bancar în RON cu IBAN RO78RNCB0002B00195967091 deschis la Banca Comerciala Romana S.A. (dacă subscrierea este realizată prin intermediul Bancii Comerciale Romane S.A.);
- ✓ contul bancar în RON cu IBAN RO66BRDE427SV00021274270 deschis la BRD (dacă subscrierea este realizată prin intermediul BRD);
- ✓ contul bancar în RON cu IBAN RO73BTRL0130120292569000 deschis la Banca Transilvania S.A. (dacă subscrierea este realizată prin intermediul BTCP sau al Grupului de Distribuție);
- ✓ contul bancar în RON cu IBAN RO66BRDE450SV23990724500 deschis la BRD-SMCC (dacă subscrierea este realizată prin intermediul Swiss Capital);

Numărul contului bancar (IBAN) care urmează să fie completat de un Investitor de Retail în formularul de subscriere trebuie să fie numărul contului bancar din care suma aferentă subscrierii este efectiv transferată în Contul Colector relevant.

Nu sunt acceptate depuneri în numerar direct în Conturile Colectoare sau în conturile de servicii de investiții financiare ale Managerilor. Sumele transferate de Investitorii de Retail, reprezentând valoarea Acțiunilor Oferite subscribe, nu vor fi purtătoare de dobândă în favoarea Investitorilor de Retail respectivi.

Pentru acele subscrieri pentru care plata este efectuată prin ordin de plată, fiecare ordin de plată este echivalentul unei subscrieri, iar cumularea mai multor ordine de plată pentru o singură subscriere valabilă nu este posibilă.

Niciun Manager nu va fi ținut răspunzător dacă, din motive independente de acesta, Conturile Colectoare sau conturile de servicii de investiții financiare relevante nu sunt efectiv creditate cu sumele reprezentând valoarea subscrierilor înainte de 16:00 ora României în ultima Zi Lucrătoare a Perioadei de Ofertă; sau

- (B) Declarație privind angajamentul de decontare emisă de agentul custode care își asumă răspunderea pentru decontare; sau
- (C) Scrisoare de garanție bancară emisă de o instituție de credit din Uniunea Europeană în scopul acoperirii riscului de decontare asumat de Managerul sau de Participantul Eligibil relevant; sau
- (D) Declarație privind angajamentul de decontare emisă de Managerul sau de Participantul Eligibil relevant sau de un afiliat al Managerului respectiv, la care este plasat ordinul de cumpărare, care își asumă răspunderea pentru decontare pentru valoarea ordinului, în conformitate cu reglementările prevăzute de ASF.

Investitorii de Retail care au încheiat un contract de servicii de investiții cu unul dintre Manageri sau dintre Participanții Eligibili și care subscriu prin respectivul Manager sau Participant Eligibil pot subscrie, de asemenea, folosind sumele existente în contul/conturile de servicii de investiții financiare și/sau folosind o declarație privind angajamentul de decontare. În acest caz, Investitorii de Retail se vor asigura că sumele existente în contul/conturile de servicii de investiții financiare ale acestora și/sau declarația privind angajamentul de decontare acoperă în întregime suma scrisă.

O subscriere nu poate fi acoperită printr-o combinație de sume disponibile în contul/conturile de servicii de investiții financiare și de ordine de plată pentru sumele ramase.

Suma existentă în contul de client deschis la Managerul sau Participantul Eligibil respectiv care este destinată plății Acțiunilor Oferite subscribe nu poate fi utilizată de Investitorul de Retail pentru alte tranzacții.

Dacă suma (i) transferată de un Investitor de Retail în Contul Colector/Conturile Colectoare relevant(e) sau în contul/conturile de servicii de investiții financiare sau (ii) indicată în scrisoarea de garanție bancară sau în



declarația privind angajamentul de decontare este mai mare decât limita superioară a Intervalului Prețului de Ofertă înmulțit cu numărul Acțiunilor Oferite menționate de Investitorul de Retail respectiv în formularul de subscriere/ordinul de cumpărare, subscrierea va fi validată numai pentru numărul de Acțiuni Oferite menționate în formularul de subscriere/ordinul de cumpărare.

În situația în care suma (a) transferată în Contul Colector/Conturile Colectoare sau în contul/conturile de servicii de investiții financiare sau (b) menționată în scrisoarea de garanție bancară sau în declarația privind angajamentul de decontare este mai mică decât suma subscrisă, formularul de subscriere va fi invalidat pentru întreaga suma subscrisă.

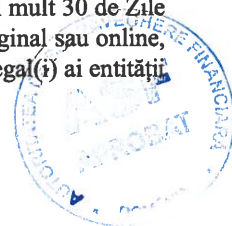
Prețul pentru Acțiunile Oferite achiziționate nu include comisioane bancare, comisioane de deschidere de cont sau alte taxe aplicabile, inclusiv orice taxe și comisioane aplicabile ale instituțiilor relevante ale pieței de capital și nici orice comisioane percepute de Managerul/Participantul Eligibil la care sunt plasate subscrierile. Aceste comisioane și taxe vor fi suportate separat de către Investitorii de Retail. Atunci când efectuează plățile necesare, Investitorii de Retail trebuie să ia în considerare taxele aplicabile transferurilor bancare și durata transferurilor bancare.

Fiecare Manager și Participant Eligibil va comunica Investitorilor de Retail care subscriu prin intermediul acestuia comisioanele care vor fi datorate de Investitorii de Retail în legătură cu subscrierile acestora pentru Acțiunile Oferite, inclusiv costurile (dacă este cazul) asociate deschiderii și menținerii unui cont de valori mobiliare (cu excepția cazului în care Investitorul de Retail are deja un astfel de cont), emiterii angajamentelor de decontare, comisioanele aferente serviciilor de investiții financiare plătibile în temeiul oricăror acorduri relevante sau în conformitate cu reglementările entității care acceptă subscrierea de la Investitorii de Retail și orice taxe practicate de Bursa de Valori București și de Depozitarul Central. Aceste comisioane nu pot fi cuantificate de Societate, de Acționarul Vanzător sau de Manageri în scopul prezentului Prospect.

Documentele de Subscriere

Pentru a fi acceptate, Formularele de Subscriere pentru Acțiunile Oferite subscrise de către investitori trebuie să fie însoțite de o Dovada a Plății și de următoarele documente, în funcție de fiecare tip de investitor:

- | | | |
|--|---|---|
| Persoane fizice rezidente care subscriu în nume propriu: | ✓ | Carte/buletin de identitate (în original). |
| Persoane fizice rezidente care subscriu în numele altor persoane fizice: | ✓ | Carte/buletin de identitate (în original) a/al reprezentantului și carte/buletin de identitate (copie) a persoanei reprezentate; și |
| | ✓ | Procură privind subscrierea în cadrul Ofertei în formă autentică (copie și original). |
| Persoane fizice rezidente incapabile (fără discernământ) sau aflate sub tutelă/curatelă | ✓ | Carte/buletin de identitate (în original) a/al persoanei fizice rezidente care subscrie pentru persoana reprezentată și carte/buletin de identitate (copie) a/al persoanei incapabile; |
| | ✓ | Pașaport (în original) și/sau permis de ședere (în original și copie) al persoanei fizice care subscrie pentru persoana incapabilă – doar în cazul cetățenilor străini; și |
| | ✓ | Actul juridic care stabilește tutela/curatela sau, după caz, documentul care stabilește tutela sau curatela (în original și copie). |
| Persoane juridice rezidente care subscriu în nume propriu: | ✓ | Certificat de înregistrare emis de Registrul Comerțului (copie); |
| | ✓ | Certificat constatator privind situația actuală a persoanei juridice emis de Registrul Comerțului cu cel mult 30 de Zile Lucrătoare înainte de data subscrierii, în original sau online, menționând reprezentantul(reprezentanții) legal(i) ai entității rezidente; |
| | ✓ | |

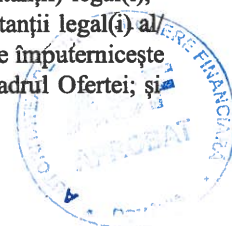


- Extras din Registrul Beneficiarilor Reali sau un document echivalent care atestă beneficiarul real al entității (în original) emis cu cel mult 30 Zile Lucrătoare înainte de data subscrierii;
- ✓ În cazul în care subscrierile sunt efectuate prin intermediul altei persoane decat reprezentantul(lor) legal(i), procură/mandat (în original și copie) pentru persoana care semnează formularul de subscriere;
- ✓ Carte/buletin de identitate (în original) a/al persoanei care subscrie în numele persoanei juridice; și
- ✓ Codul LEI
- Persoane fizice nerezidente care subscriu în nume propriu:**
- ✓ Pașaport sau carte de identitate pentru cetățeni ai UE/ SEE (în original și copie); și
- ✓ Codul de identificare a investitorului conform Art. 6 și Anexei 1 la Regulamentul delegat (UE) 2017/590 al Comisiei din 28 iulie 2016 de completare a Regulamentului (UE) nr. 600/2014 al Parlamentului European și al Consiliului în ceea ce privește standardele tehnice de reglementare pentru raportarea tranzacțiilor către autoritățile competente („CDR (UE) 2017/590”).
- Persoane fizice nerezidente care subscriu prin reprezentanți autorizați rezidenți:**
- ✓ Pașaport sau carte de identitate, pentru cetățeni ai UE/SEE (copie) a persoanei reprezentate;
- ✓ Carte/buletin de identitate a/al reprezentantului autorizat (în original și copie);
- ✓ Codul de identificare a investitorului conform Art. 6 și Anexei 1 la CDR (UE) 2017/590; și
- ✓ Procură în formă autentică care stipulează că reprezentantul este autorizat să acționeze în numele persoanei fizice nerezidente (în original și copie).
- Persoane juridice nerezidente care subscriu în nume propriu:**
- ✓ Certificat de înregistrare al persoanei juridice nerezidente emis de Registrul Comerțului sau de orice instituție echivalentă, dacă acesta există (copie);
- ✓ Certificat constatator privind situația actuală, în original, pentru persoana juridică nerezidentă care menționează reprezentanții legali ai persoanei juridice nerezidente respective, emis de Registrul Comerțului sau de o instituție echivalentă (emis cu cel mult 30 Zile Lucrătoare înainte de data subscrierii). În cazul în care nu există nicio autoritate sau instituție autorizată să emită un astfel de certificat, va fi depus orice document corporativ care evidențiază reprezentanții legali ai persoanei juridice nerezidente (emis cu cel mult 30 de Zile Lucrătoare înainte de data subscrierii); un astfel de document corporativ al persoanei juridice nerezidente va preciza în mod clar dacă reprezentanții legali au dreptul să acționeze separat sau împreună;
- ✓ Extras din Registrul Beneficiarilor Reali sau un document echivalent care atestă beneficiarul real al entității (în



Persoane juridice nerezidente care subscriu printr-o persoana juridica rezidenta:

- original) emis cu cel mult 30 Zile Lucrătoare înainte de data subscrierii;
- ✓ În cazul în care subscrierile se fac printr-o altă persoană decât reprezentantul(reprezentanții) legal(i) al (ai) persoanei juridice nerezidente, procura/mandat semnat de reprezentanții legali ai persoanei juridice nerezidente împuternicind persoana respectivă să subscrie Acțiunile Oferite pe seama persoanei juridice nerezidente (în original și copie);
 - ✓ Carte/buletin de identitate a/al persoanei care subscrie în calitate de reprezentant legal sau de mandatar al persoanei juridice nerezidente: pașaport, carte de identitate pentru cetățeni ai UE/SEE (copie); și
 - ✓ Codul LEI.
 - ✓ Certificat de înregistrare al persoanei juridice nerezidente emis de Registrul Comerțului sau de orice instituție echivalentă, dacă există (copie);
 - ✓ Certificat constatator privind situația actuală, în original, pentru persoana juridică nerezidentă care menționează reprezentanții legali ai persoanei juridice nerezidente respective, emis de Registrul Comerțului sau de o instituție echivalentă (emis cu cel mult 30 de Zile Lucrătoare înainte de data subscrierii). În cazul în care nu există nicio autoritate sau instituție autorizată să emită un astfel de certificat, orice document corporativ care evidențiază reprezentanții legali ai persoanei juridice nerezidente va fi depus (emis cu cel mult 30 de Zile Lucrătoare înainte de data subscrierii); un astfel de document corporativ va preciza în mod clar dacă reprezentanții legali au dreptul să acționeze separat sau împreună;
 - ✓ Extras din Registrul Beneficiarilor Reali sau un document echivalent care atestă beneficiarul real al entității (în original) emis cu cel mult 30 de Zile Lucrătoare înainte de data subscrierii;
 - ✓ Certificat de înregistrare al reprezentantului persoană juridică rezidentă emis de Registrul Comerțului (copie);
 - ✓ Certificat constatator privind situația actuală, în original, pentru reprezentantul persoană juridică rezidentă emis de Registrul Comerțului (emis cu cel mult 30 de Zile Lucrătoare înainte de data subscrierii);
 - ✓ Carte/buletin de identitate a/al reprezentantului legal al persoanei juridice rezidente care subscrie în calitate de reprezentant pe seama persoanei juridice nerezidente (în original);
 - ✓ În cazul în care subscrierile sunt efectuate prin intermediul altei persoane decât reprezentantul(reprezentanții) legal(i), procură semnată de reprezentantul/reprezentanții legal(i) al (ai) persoanei juridice nerezidente prin care se împuternicește persoana juridică rezidentă să subscrie în cadrul Ofertei; și
 - ✓ Codul LEI.



Institutiile Financiare Internationale (“IFI”)	✓	Act constitutiv al IFI sau o copie a legii române prin care România a acceptat sau a aderat la actul constitutiv al IFI respective;
	✓	În cazul în care subscrierile sunt efectuate prin intermediul altei persoane decât reprezentantul(reprezentanții) legal(i), procură/certificat prin care se împuternicește persoana care va semna formularul de subscriere în vederea subscrierii pe seama IFI (în original sau copie legalizată);
	✓	Carte/buletin de identitate a/al persoanei care va semna formularul de subscriere pe seama IFI (copie); și
	✓	Codul LEI.

Managerul (sau un afiliat al Managerului) sau Participantul Eligibil, după caz, prin care un investitor subscrie are dreptul (i) să solicite orice documente suplimentare în scopul îndeplinirii obligațiilor sale de respectare a regulilor „de cunoaștere a clientelei”, conform normelor și procedurilor sale interne de identificare a clienților sau (ii) dimpotrivă, să renunțe la oricare dintre documentele enumerate mai sus. Fiecare investitor trebuie să respecte verificările adecvate privind combaterea spălării banilor și alte proceduri interne relevante solicitate de Managerul (sau un afiliat al Managerului) sau Participantul Eligibil relevant prin intermediul căruia investitorul a scris pentru Acțiunile Oferite.

Documente oficiale în altă limbă decât limba română sau engleză depuse de un investitor vor fi apostilate sau supra-legalizate, după caz, și însoțite de o traducere legalizată a acestora în limbile română sau engleză.

În cazul investitorilor fără personalitate juridică trebuie depuse documentele de identificare cu privire la societatea de administrare.

Modificarea și retragerea Subscrierilor

Investitorii Instituționali își pot modifica sau retrage subscrierea inițială pentru Acțiunile Oferite până la închiderea Registrului în ultima Zi Lucrătoare a Perioadei de Ofertă (inclusiv) la ora comunicată de către Managerii Investitorilor Instituționali. Modificările subscrierilor de către Investitorii Instituționali vor fi supuse aceluiași cerințe de depunere, prelucrare și validare ca și cele aferente subscrierii inițiale.

Investitorii de Retail nu își pot modifica sau retrage subscrierile pentru Acțiunile Oferite, cu excepția situației în care Prospectul face obiectul unui supliment – caz în care subscrierile pot fi retrase de către orice Investitor de Retail în două (2) Zile Lucrătoare de la data la care respectivul supliment a fost publicat, prin completarea unui formular de retragere a acceptului de subscriere la aceeași unitate a Managerului sau a Participantului Eligibil la care a fost efectuată subscrierea, iar sumele plătite de Investitorii de Retail vor fi returnate acestora astfel cum se precizează mai sus în secțiunea „Prețul de Ofertă – Rambursarea Prețului”. Retragerea unei subscrieri poate fi realizată doar pentru întreaga subscriere și doar în perioada menționată în suplimentul la Prospect.

Alocarea Acțiunilor Oferite

Acțiunile Oferite subscrise vor fi alocate investitorilor la Data Alocării pe baza deciziei comune a Societății și a Acționarului Vanzător, la recomandarea Coordonatorilor Globali Comuni.

Numărul final de Acțiuni Oferite va fi decis de Acționarul Vanzător în urma unor consultări cu Societatea, la recomandarea Coordonatorilor Globali Comuni, pe baza nivelului de subscrieri din Registru.

Dimensiunea finală a fiecărei Tranșe de Ofertă va fi decisă în comun de Acționarul Vanzător și de Societate, la recomandarea Coordonatorilor Globali Comuni, pe baza nivelului de subscrieri din Registru. La recomandarea Coordonatorilor Globali Comuni, Societatea și Acționarul Vanzător pot decide în comun să realoce Acțiunile Oferite din oricare dintre Tranșele Ofertei către cealaltă Tranșă a Ofertei – ceea ce, pentru evitarea oricărei neclarități, poate determina Tranșa Investitorilor de Retail să reprezinte fie (1) mai mult de 15% (însă nu mai mult de 20%) din Acțiunile Oferite vândute, fie dimpotrivă (2) mai puțin de 15% din Acțiunile Oferite vândute (însă o asemenea realocare din Tranșa Investitorilor de Retail în Tranșa Investitorilor Instituționali va avea loc doar în cazul în care nivelul de subscriere în Tranșa Investitorilor de Retail este mai mic de 100%).



Alocarea Acțiunilor Oferite în cadrul Tranșei Investitorilor de Retail

- (A) Dacă numărul de Acțiuni Oferite subscrise în mod valabil în cadrul Tranșei Investitorilor de Retail este mai mic decât, sau egal cu, numărul Acțiunilor Oferite alocate Tranșei Investitorilor de Retail (astfel cum va fi stabilit la Data Alocării), fiecare subscriere valabilă a Investitorilor de Retail va primi numărul de Acțiuni Oferite subscrise.
- (B) Dacă numărul de Acțiuni Oferite subscrise în mod valabil în cadrul Tranșei Investitorilor de Retail este mai mare decât numărul Acțiunilor Oferite alocate Tranșei Investitorilor de Retail (astfel cum va fi stabilit la Data Alocării), Acțiunile Oferite din Tranșa Investitorilor de Retail vor fi alocate fiecărei subscrieri valabile a Investitorilor de Retail proporțional cu numărul de Acțiuni Oferite din subscrierea respectivă (alocare *pro rata*). Pentru evitarea oricărei neclarități, o astfel de alocare *pro rata* se aplică în mod egal tuturor subscrierilor din cadrul Tranșei Investitorilor de Retail, fie că sunt depuse în primele cinci (5) Zile Lucrătoare ale Perioadei de Ofertă, fie în celelalte Zile Lucrătoare ale Perioadei de Ofertă.

În acest scop, un factor *pro rata* se va calcula după cum urmează: $\text{Factorul } pro \text{ rata} = \frac{\text{Numărul total de Acțiuni Oferite alocate Tranșei Investitorilor de Retail}}{\text{Numărul total de Acțiuni Oferite subscrise în Tranșa Investitorilor de Retail}}$.

Fiecărei subscrieri a Investitorilor de Retail i se alocă numărul de Acțiuni Oferite egal cu numărul de Acțiuni Oferite subscrise în mod valabil, înmulțit cu factorul *pro rata*, care va avea zece (10) zecimale.

În cazul în care numărul Acțiunilor Oferite alocate unei subscrieri a unui Investitor de Retail după aplicarea factorului *pro rata* nu este un număr întreg pozitiv, numărul Acțiunilor Oferite alocate subscrierii respective va fi rotunjit în jos la numărul întreg imediat inferior.

În scopul alocării oricăror Acțiuni Oferite rămase (rezultate prin rotunjirea în jos a numărului de Acțiuni Oferite în cadrul procesului de alocare *pro rata*), subscrierile Investitorilor de Retail vor fi clasificate în ordine descrescătoare în funcție de numărul de Acțiuni Oferite din fiecare subscriere și, dacă una sau mai multe subscrieri se referă exact la același număr de Acțiuni Oferite, acestea vor fi clasificate în ordine crescătoare în funcție de marca temporală alocată ordinului lor de tranzacționare în sistemul electronic al Bursei de Valori București, iar Acțiunile Oferite nealocate în Tranșa Investitorilor de Retail rezultate vor fi alocate câte una pentru fiecare subscriere (dar fără ca în acest fel numărul de Acțiuni Oferite alocat în total unei subscrieri să depășească numărul de Acțiuni Oferite solicitat inițial prin subscrierea respectivă), începând cu cea mai mare alocare.

În cazul unei supra-subscrieri, Investitorilor de Retail li se vor restitui diferența între suma plătită pentru Acțiunile Oferite subscrise și valoarea Acțiunilor Oferite alocate (mai puțin comisioanele de transfer bancar și orice comisioane ale instituțiilor de pe piața de capital) astfel cum este detaliat în secțiunea „Prețul de Ofertă” de mai sus.

Motive independente de Societate, Acționarul Vanzător sau Managerii pot conduce la întârzieri în prelucrarea informațiilor și în elaborarea și transmiterea notificării privind rezultatele Ofertei la ASF și BVB. În consecință, nici Societatea, nici Managerii, nici Acționarul Vanzător nu pot fi ținuți răspunzători pentru întârzieri în restituirea sumelor datorate investitorilor în cazul în care Oferta este supra-subscrisă. În astfel de circumstanțe, Societatea, Acționarul Vanzător și Managerii nu au nicio răspundere față de niciun investitor.

Acțiunile alocate Investitorilor de Retail vor fi transferate automat în „Secțiunea 1” a Depozitarului Central Român după Data Decontării (astfel cum acest termen este definit mai jos), cu excepția Acțiunilor Oferite alocate acelor Investitori de Retail care au încheiat un contract de servicii de investiții financiare valabil cu Managerul sau Participantul Eligibil prin intermediul căruia au subscris în cadrul Ofertei.

Prin subscrierea Acțiunilor Oferite, Investitorii de Retail confirmă și sunt de acord că li se pot alocă mai puține Acțiuni Oferite decât au solicitat, în conformitate cu prevederile de mai sus. Investitorii de Retail confirmă și sunt de acord, de asemenea, că nu pot refuza Acțiunile Oferite care le-au fost alocate în conformitate cu prezentul Prospect și nu au dreptul de a contesta sau de a se opune unei astfel de alocări.

Alocarea Acțiunilor Oferite în cadrul Tranșei Investitorilor Instituționali

Numărul de Acțiuni Oferite alocate fiecărui Investitor Instituțional va fi stabilit împreună de Societate și de Acționarul Vanzător, la recomandarea Coordonatorilor Globali Comuni pe baza Registrului Investitorii Instituționali vor fi notificați (verbal, prin email sau prin alte mijloace convenite cu Managerul/un afiliat al Managerului prin intermediul căruia au subscris) în legătură cu numărul de Acțiuni Oferite care le-a fost alocat, în cel mai scurt timp posibil după stabilirea prețului și alocare.



Prin subscrierea în cadrul Ofertei, Investitorii Instituționali recunosc și acceptă că le pot fi alocate mai puține Acțiuni Oferite decât au scris sau chiar pot să nu le fie alocate deloc Acțiuni Oferite și acceptă, de asemenea, că nu pot refuza alocarea.

Investitorii Instituționali recunosc și acceptă, de asemenea, că nu vor avea dreptul de a cere să afle, iar Acționarul Vânzător, Societatea și Managerii nu vor avea nicio obligație să dezvăluie, motivele privind alocarea și deciziile privind prețul luate de Acționarul Vânzător și/sau de Societate.

Tranzacția

Ordinele care corespund subscrierilor valabile pentru Acțiunile Oferite realizate de Investitorii de Retail sunt introduse de Manageri și de Participanții Eligibili în sistemul Bursei de Valori București zilnic pe parcursul Perioadei de Ofertă, inclusiv în ultima Zi Lucrătoare a Perioadei de Ofertă.

În perioada care începe la Data Alocării (inclusiv) și care se încheie la Data Tranzacției (la ora convenită între Manageri și Bursa de Valori București), ordinele corespunzătoare Acțiunilor alocate Investitorilor Instituționali vor fi înregistrate în sistemul Bursei de Valori București, exclusiv în conformitate cu alocările efectuate împreună de Societate și de Acționarul Vânzător, cu condiția ca subscrierile corespunzătoare să fie valabile și Dovada Plății să fi fost primită.

În cazul în care, în perioada cuprinsă între Data Alocării și cel târziu ora 15:00 (ora României) la Data Tranzacției, vor exista Investitori Instituționali care nu au furnizat Dovada Plății, Coordonatorii Globali Comuni vor realoca respectivele Acțiuni altui/altor Investitor(i) Instituțional(i) (cu acordul acestora și numai dacă aceștia pot furniza Dovada Plății pentru Acțiunile alocate suplimentar) iar în caz contrar Managerii vor achiziționa sau vor plăti ei înșiși respectivele Acțiuni Oferite conform proporțiilor și termenilor stabiliți în Contractul de Intermediere. Dacă acest lucru nu este posibil, numărul de Acțiuni vândute de către Acționarul Vânzător se va reduce în mod corespunzător. Alocarea Acțiunilor de către Societate împreună cu Acționarul Vânzător este obligatorie și este angajantă din punct de vedere legal atât pentru Investitorii Instituționali cât și pentru Manageri.

La Data Tranzacției, Managerii care sunt membri ai Bursei de Valori București vor realiza tranzacțiile aferente Acțiunilor Oferite prin intermediul Bursei de Valori București conform termenilor din Contractul de Intermediere.

Decontare

Decontarea Acțiunilor Oferite alocate va fi efectuată prin sistemul de compensare-decontare al Depozitarului Central Român în termen de două (2) Zile Lucrătoare de la Data Tranzacției („Data Decontării”).

Admitere la tranzacționare

Bursa de Valori București a emis acordul de principiu pentru admiterea Acțiunilor la tranzacționare pe Piața Reglementată a Bursei de Valori București („Admiterea”). După finalizarea Ofertei, Societatea intenționează să se adreseze Bursei de Valori București pentru obținerea aprobării finale pentru Admitere. În cazul în care sunt admise și atunci când vor fi admise la tranzacționare la Bursa de Valori București, Acțiunile vor fi înregistrate cu ISIN RO4Q0Z5RO1B6 și se vor tranzacționa sub simbolul „H2O”.

În cazul în care cererea de Admitere la tranzacționare a Acțiunilor este respinsă de Bursa de Valori București, investitorii au dreptul să solicite rambursarea fondurilor subscrise în termen de 60 de zile de la data publicării anunțului privind respingerea Admiterii.

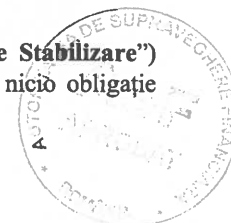
Sumele relevante vor fi returnate acestor investitori în termen de cel mult trei (3) Zile Lucrătoare de la data primirii cererii de rambursare a fondurilor de către Manager, afiliatul Managerului sau Participantul Eligibil relevant prin care investitorul a scris în Ofertă.

Nicio dobândă nu va fi plătită Investitorilor pentru aceste sume.

În cazul în care un investitor a indicat mai multe conturi bancare pentru rambursarea unor astfel de sume, Managerii și Participanții Eligibili își rezervă dreptul de a plăti întreaga sumă care urmează să fie rambursată numai în unul dintre conturile bancare indicate de investitor, cu excepția situației în care se menționează altfel în Formularul de Subscriere.

Stabilizare

În legătură cu Oferta, Erste Group Bank AG în calitate de agent de stabilizare („Agentul de Stabilizare”) acționând direct sau prin intermediul Băncii Comerciale Române S.A., poate (însă nu va avea nicio obligație



în acest sens), în măsura permisă de legislația aplicabilă, să supra-aloce Acțiuni Oferite sau să efectueze alte tranzacții de stabilizare în vederea susținerii prețului de piață al Acțiunilor la un nivel mai mare decât cel care ar putea exista altfel pe piața liberă, pe baza unei strategii de stabilizare stabilită de Citigroup Global Markets Europe AG în calitate de manager de stabilizare („**Managerul de Stabilizare**”). Managerul de Stabilizare nu este obligat să încheie astfel de tranzacții, iar astfel de tranzacții pot fi efectuate pe Bursa de Valori București și pot fi efectuate în orice moment în perioada care începe în ziua Admiterii și se încheie în cel mult 30 de zile calendaristice ulterior acestei date.

Cu toate acestea, Managerul de Stabilizare sau oricare dintre agenții săi nu vor avea obligația de a efectua tranzacții de stabilizare și nu există nicio asigurare că tranzacțiile de stabilizare vor fi efectuate. În niciun caz nu se vor lua măsuri pentru stabilizarea prețului de piață al Acțiunilor peste Prețul Final de Ofertă. O astfel de stabilizare, dacă este începută, poate fi întreruptă în orice moment, fără notificare prealabilă. Cu excepția cazurilor prevăzute de lege sau de reglementările legale, nici Managerul de Stabilizare, nici oricare dintre agenții săi nu intenționează să dezvăluie amploarea oricăror supra-allocări efectuate și/sau tranzacții de stabilizare efectuate în legătură cu Oferta.

Opțiunea de Supra-Alocare

În legătură cu Oferta, Agentul de Stabilizare poate, în scopul stabilizării, să supra-aloce Acțiuni Oferite până la maximum 15% din numărul total de Acțiuni Oferite cuprinse în Ofertă. În scopul de a permite Agentului de Stabilizare să acopere pozițiile scurte care rezultă din orice astfel de supra-allocări și/sau din vânzările de Acțiuni Oferite realizate de acesta în cursul perioadei de stabilizare, Acționarul Vanzător va acorda Managerilor o opțiune de supra-allocare, în temeiul căreia Managerii pot achiziționa sau obține cumpărători pentru Acțiuni Oferite suplimentare până la maximum 15% din Acțiunile de Supra-Alocare la Prețul Final de Ofertă („**Opțiunea de Supra-Alocare**”). Opțiunea de Supra-Alocare va putea fi exercitată integral sau parțial, în baza notificării emise de Agentul de Stabilizare, în orice moment, până în a 30-a zi calendaristică după Admitere. Orice Acțiuni de Supra-Alocare puse la dispoziție în conformitate cu Opțiunea de Supra-Alocare vor avea rang egal în toate privințele cu Acțiunile Oferite, inclusiv privind toate dividendele și alte sume distribuite declarate, realizate sau plătite pentru Acțiunile Oferite, vor fi achiziționate conform aceluiași termen și condiții ca Acțiunile Oferite vândute în cadrul Ofertei și vor alcătui o singură clasă, indiferent de scop, cu celelalte Acțiuni.

Contract de Împrumut de Acțiuni

În legătură cu acordurile detaliate mai sus, Managerul de Stabilizare, Agentul de Stabilizare și Banca Comercială Română S.A. vor încheia un contract de împrumut de acțiuni („**Contract de Împrumut de Acțiuni**”) cu Acționarul Vanzător, în temeiul căruia Agentul de Stabilizare va putea împrumuta de la Acționarul Vanzător, în mod gratuit, Acțiuni Oferite în cuantum de până la 15% din dimensiunea Ofertei, printre altele, în scopul de a permite Agentului de Stabilizare să deconteze supra-allocările realizate în legătură cu Oferta, dacă există.

În cazul în care Agentul de Stabilizare împrumută Acțiuni Oferite în temeiul Contractului de Împrumut de Acțiuni, acesta va fi obligat să returneze Acționarului Vanzător valori mobiliare echivalente în termen de cel mult două (2) Zile Lucrătoare de la încheierea perioadei de stabilizare.

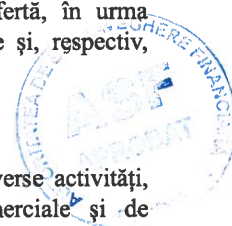
Investitori principali

Trei grupuri de investitori instituționali români („**Investitorii Principali**”) (*Cornerstone Investors*) au fost de acord să fie investitorii principali în cadrul Ofertei și au încheiat un acord de investiții ca investitori principali cu Societatea și Acționarul Vanzător. Investitorii Principali s-au angajat să achiziționeze în total 2,24 miliarde RON în acțiuni la Prețul Final de Ofertă, sub rezerva anumitor condiții uzuale. Acționarul Vanzător și Societatea vor transmite instrucțiuni Coordonatorilor Globali Comuni să aloce în întregime numărul respectiv de Acțiuni Oferite Investitorilor Principali în cadrul Ofertei. Investitorii Principali nu vor primi nicio contraprestație pentru disponibilitatea acestora de a investi în Societate.

Presupunând (i) că toate Acțiunile Oferite sunt vândute și Opțiunea de Supra-Alocare este exercitată integral și (ii) Prețul Final de Ofertă este egal cu punctul de mijloc al Intervalului Prețului de Ofertă, în urma Ofertei, Investitorii Principali vor deține în total 27,88% din numărul total de Acțiuni Oferite și, respectiv, 4,83% din totalul Acțiunilor emise ale Societății.

Alte relații

Fiecare dintre Manageri este o instituție financiară care oferă servicii complete, implicată în diverse activități, care pot include furnizarea de servicii de tip *investment banking*, servicii bancare comerciale și de



consultanță financiară. În cursul obișnuit al activității, este posibil ca Managerii și afiliații acestora să se fi implicat în trecut în tranzacții cu, și au furnizat o serie de servicii de tip *investment banking*, servicii bancare comerciale, servicii de consultanță financiară și/sau de altă natură pentru Societate, Acționarul Vanzător și afiliații acestora în mod periodic, în schimbul cărora au încasat onorariile obișnuite și rambursarea cheltuielilor. Managerii și afiliații acestora pot furniza în viitor, în mod periodic, astfel de servicii Societății și Acționarului Vanzător, precum și afiliaților acestora în cursul obișnuit al activității, în schimbul cărora pot încasa onorariile obișnuite și rambursarea cheltuielilor.

În cursul obișnuit al diferitelor lor activități comerciale, Managerii și afiliații respectivi ai acestora pot deține o gamă largă de investiții și pot tranzacționa în mod activ titluri de creanță și de capital (sau valori mobiliare derivate conexe) și instrumente financiare (care pot include împrumuturi bancare și/sau swap-uri pe riscul de credit) în cadrul Societății, Acționarului Vanzător și afiliaților respectivi ai acestora în nume propriu și pe seama clienților acestora și pot deține în orice moment poziții lungi și scurte pentru astfel de valori mobiliare și instrumente financiare.

În plus, unii dintre Manageri sau afiliații acestora sunt sau pot fi în viitor creditori și, în unele cazuri, agenți sau manageri pentru creditori, în cadrul anumitor facilități de credit și altor acorduri de credit ale Societății, Acționarului Vanzător sau afiliaților acestora. În calitatea lor de creditori, acești creditori pot, în viitor, să solicite o reducere a unui angajament de împrumut față de Societate, Acționarul Vanzător sau afiliații respectivi ai acestora sau să impună cerințe incrementale de stabilire a prețurilor sau de garantare privind astfel de facilități sau acorduri de credit, în cursul obișnuit al activității. În plus, unii dintre Manageri sau afiliații acestora care au o relație de creditare cu Societatea, Acționarul Vanzător sau afiliații respectivi ai acestora își pot acoperi în mod obișnuit expunerea la credit față de Societate, Acționarul Vanzător sau afiliații respectivi ai acestora în conformitate cu politicile lor obișnuite de gestionare a riscurilor; o astfel de strategie tipică de acoperire împotriva riscurilor ar include acești Manageri sau afiliații respectivi ai acestora care acoperă o astfel de expunere prin încheierea de tranzacții care constau fie în achiziționarea de swap-uri pe riscul de credit, fie în crearea de poziții scurte pentru valorile mobiliare ale Societății, ale Acționarului Vanzător sau ale afiliaților acestora. Managerii și afiliații respectivi ai acestora pot, de asemenea, să facă recomandări de investiții și/sau să publice sau să exprime opinii de cercetare independente cu privire la astfel de valori mobiliare sau instrumente financiare și pot deține sau recomanda clienților să achiziționeze poziții lungi și/sau scurte pentru astfel de valori mobiliare și instrumente financiare.

În legătură cu Oferta, fiecare dintre Manageri și oricare dintre afiliații respectivi ai acestora, poate păstra o parte din Acțiunile Oferite din Ofertă ca poziție principală și, în această calitate, poate păstra, cumpăra, vinde, oferi să vândă sau poate tranzacționa în alt mod în nume propriu respectivele Acțiuni Oferite, orice alte valori mobiliare ale Societății sau orice alte investiții conexe în legătură cu Oferta sau în alt mod. Prin urmare, referirile din prezentul Prospect la oferirea, achiziția, plasamentul sau tranzacționarea în alt mod a Acțiunilor Oferite, ar trebui interpretate ca incluzând orice ofertă, achiziție, plasament sau tranzacționare de către oricare dintre Manageri sau de către oricare dintre afiliații acestora care acționează în această calitate.

În plus, unii dintre Manageri sau afiliații respectivi ai acestora pot încheia acorduri de finanțare (inclusiv acorduri swap, warrante sau contracte pentru diferențe) cu investitorii, în legătură cu care acești Manageri (sau afiliații respectivi ai acestora) pot, în mod periodic, să achiziționeze, să dețină sau să cedeze Acțiuni. Niciunul dintre Manageri (sau afiliații respectivi ai acestora) nu intenționează să dezvăluie dimensiunea oricărei astfel de investiții sau tranzacții, altfel decât în conformitate cu orice obligație legală sau de reglementare în acest sens.



RESTRICȚII DE VÂNZARE ȘI TRANSFER

GENERALITĂȚI

Distribuirea Prospectului și vânzarea Acțiunilor Oferite în anumite jurisdicții pot fi restricționate prin lege. Societatea, Acționarul Vanzător sau Managerii nu au luat, nici nu vor lua nicio măsură pentru a permite o ofertă publică a Acțiunilor Oferite oriunde altundeva cu excepția României sau transmiterea sau distribuirea Prospectului în orice altă jurisdicție în care poate fi necesară luarea unor măsuri în acest scop. Prezentul Prospect a fost aprobat de ASF.

NU VA FI FĂCUTĂ NICIO OFERTĂ PUBLICĂ ÎN AFARA ROMÂNIEI

Nu a fost întreprinsă și nu se va întreprinde nicio acțiune într-o altă țară sau jurisdicție (alta decât România) care ar putea permite o ofertă către public a Acțiunilor Oferite sau posesia ori distribuirea către public a prezentului Prospect (sau a unei alte oferte ori material publicitar în legătură cu Acțiunile Oferite) în orice țară sau jurisdicție în care este necesară luarea unor măsuri în acest scop.

Prin urmare, nici Prospectul, nici orice alt anunț sau orice material de ofertă nu vor putea fi distribuite către public sau publicate în orice jurisdicție cu excepția României, cu excepția unor circumstanțe care vor fi în concordanță cu legile și reglementările aplicabile. Persoanele care intră în posesia Prospectului au obligația de a se informa și de a respecta orice astfel de restricții, inclusiv cele prevăzute în alineatele următoare.

Orice nerespectare a acestor restricții poate constitui o încălcare a legilor privind valorile mobiliare din orice astfel de jurisdicție.

STATELE UNITE ALE AMERICII

Acțiunile Oferite nu au fost și nu vor fi înregistrate în conformitate cu Legea privind Valorile Mobiliare și nici la vreo autoritate de reglementare a valorilor mobiliare din orice stat sau altă jurisdicție a Statelor Unite ale Americii și nu pot fi oferite sau vândute în Statele Unite ale Americii, cu excepția tranzacțiilor care sunt exceptate de la înregistrare în temeiul Legii privind Valorile Mobiliare. În consecință, Acțiunile Oferite sunt oferite (i) în Statele Unite ale Americii numai persoanelor despre care se crede în mod rezonabil că sunt cumpărători instituționali calificați (QIB) în sensul Regulii 144A sau în temeiul unei alte derogări de la cerințele de înregistrare prevăzute în Legea privind Valorile Mobiliare din SUA; sau (ii) în afara Statelor Unite ale Americii în tranzacții offshore în temeiul Regulamentului S. Managerii pot aranja oferirea și vânzarea acțiunilor în Statele Unite ale Americii prin intermediul brokerilor-dealeri înregistrați în Statele Unite ale Americii, care pot fi afiliații acestora.

În plus, într-un termen de 40 de zile de la începerea Ofertei, o ofertă sau o vânzare de Acțiuni Oferite în Statele Unite ale Americii de către orice dealer (indiferent dacă participă sau nu în cadrul Ofertei) poate încălca cerințele de înregistrare din Legea privind Valorile Mobiliare, dacă o astfel de ofertă sau vânzare nu respectă Regula 144A sau o altă derogare de la înregistrare în temeiul Legii privind Valorile Mobiliare.

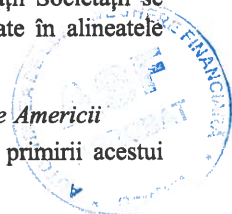
Restricții de vânzare și transfer aplicabile cumpărătorilor de Acțiuni Oferite în afara Statelor Unite ale Americii

Se va considera că fiecare cumpărător al Acțiunilor Oferite în afara Statelor Unite ale Americii, prin acceptarea primirii acestui Prospect, a declarat, a agreeat și a luat la cunoștință următoarele:

- Cumpărătorul a luat la cunoștință că Acțiunile Oferite nu au fost și nu vor fi înregistrate în conformitate cu Legea privind Valorile Mobiliare sau la orice autoritate de reglementare a valorilor mobiliare din orice stat din Statele Unite ale Americii;
- La data la care Acțiunile Oferite vor fi achiziționate, cumpărătorul va fi beneficiarul real al acelor Acțiuni Oferite;
- Persoana pentru care se achiziționează, dacă este cazul, Acțiunile Oferite, este localizată în afara Statelor Unite ale Americii (în sensul Regulamentului S) și achiziționează Acțiuni Oferite într-o tranzacție offshore care întrunește condițiile prevăzute în Regulamentul S; și
- Cumpărătorul a luat la cunoștință că Societatea, Acționarul Vanzător, Managerii și afiliații Societății se vor baza pe veridicitatea și acuratețea confirmărilor, declarațiilor și acordurilor menționate în alineatele precedente.

Restricții de vânzare și transfer aplicabile cumpărătorilor de Acțiuni Oferite în Statele Unite ale Americii

Se va considera că fiecare cumpărător al Acțiunilor Oferite din Statele Unite, prin acceptarea primirii acestui Prospect, a declarat, a agreeat și a luat la cunoștință următoarele:



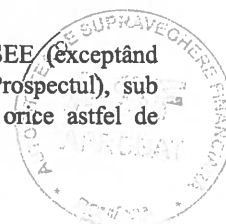
- Cumpărătorul a luat la cunoștință că Acțiunile Oferite nu au fost și nu vor fi înregistrate în baza Legii privind Valorile Mobiliare sau la vreo autoritate de reglementare a valorilor mobiliare din orice stat din Statele Unite ale Americii;
- Cumpărătorul: (i) este un QIB; (ii) a luat la cunoștință faptul că, și fiecare beneficiar real al unor astfel de Acțiuni Oferite a fost informat că, vânzarea de Acțiuni Oferite este realizată în conformitate cu Regula 144A sau cu o altă derogare de la cerințele de înregistrare prevăzute în Legea privind Valorile Mobiliare; și (iii) cumpără aceste Acțiuni Oferite în nume propriu sau pe seama unui QIB;
- Cumpărătorul acceptă că (sau dacă acționează în numele unei alte persoane, acea persoană i-a confirmat că acceptă) că acesta (sau acea persoană) nu va oferi, revinde, crea vreo garanție sau transfera în alt mod Acțiunile Oferite exceptând: (a) către o persoană despre care acesta sau oricare persoană acționând în numele său consideră în mod rezonabil că este un QIB ce cumpără în nume propriu sau pe seama unui QIB printr-o tranzacție care respectă cerințele Regulii 144A; (b) printr-o tranzacție offshore conform Regulii 903 sau 904 a Regulamentului S; (c) în conformitate cu Regula 144 din Legea privind Valorile Mobiliare (dacă este aplicabilă); sau (d) potrivit unei declarații de înregistrare valabile în temeiul Legii privind Valorile Mobiliare, și în fiecare caz în conformitate cu orice legi privind valorile mobiliare aplicabile în orice stat din Statele Unite ale Americii. Cumpărătorul va notifica, și fiecare deținător subsecvent este obligat să notifice, fiecare cumpărător subsecvent care cumpără Acțiunile Oferite de la acesta cu privire la restricțiile de revânzare menționate mai sus. Nu poate fi dată nicio declarație în ceea ce privește aplicabilitatea excepției prevăzute de Regula 144A pentru revânzarea Acțiunilor Oferite.
- Cumpărătorul acceptă că Acțiunile Oferite (în măsura în care acestea sunt în formă de certificat), cu excepția situației în care Societatea nu stabilește altfel în conformitate cu legea aplicabilă, vor avea o legendă în mod semnificativ în sensul prevăzut în alineatul anterior;
- În cazul în care cumpărătorul achiziționează Acțiunile Oferite pe seama unuia sau a mai multor QIB, cumpărătorul declară că deține putere de decizie discreționară și exclusivă în ceea ce privește investiția pe seama fiecărui QIB și că are puteri depline pentru a da și acorda confirmările, declarațiile și acordurile de mai sus pe seama fiecărui QIB;
- Cumpărătorul acceptă că în măsura în care Acțiunile Oferite reprezintă „valori mobiliare restricționate” în sensul legilor federale ale SUA privind valorile mobiliare, aceste acțiuni nu vor putea fi depuse în nicio facilitate de certificate de depozit nerestricționată constituită sau menținută de o bancă depozitară;
- Cumpărătorul acceptă că Acțiunile Oferite nu vor fi decontate sau tranzacționate prin intermediul facilităților Depository Trust & Clearing Corporation, nici prin intermediul niciunui alt sistem de compensare din SUA;
- Cumpărătorul a luat la cunoștință că Societatea, Acționarul Vanzător, Managerii și afiliații Societății se vor baza pe veridicitatea și acuratețea confirmărilor, declarațiilor și acordurilor din alineatele precedente.

ANUNȚ ADRESAT EVENTUALILOR INVESTITORI DIN SPAȚIUL ECONOMIC EUROPEAN ȘI DIN MAREA BRITANIE

Prezentul Prospect a fost aprobat de ASF, însă nu a fost aprobat sau notificat niciunei alte autorități competente dintr-un stat membru al Spațiului Economic European (cu excepția României) și din Marea Britanie (fiecare un „Stat Relevant”).

Nicio Acțiune Oferită nu a fost oferită sau nu va fi oferită publicului în temeiul Ofertei în Statul Relevant respectiv înainte de publicarea unui prospect în legătură cu Acțiunile Oferite care a fost aprobat de autoritatea competentă din Statul Relevant respectiv sau, după caz, aprobat într-un alt Stat Relevant și notificat autorității competente din Statul Relevant respectiv, în conformitate cu Regulamentul privind Prospectul, cu excepția faptului că Acțiunile Oferite pot fi oferite publicului din Statul Relevant respectiv în orice moment:

- oricărei persoane juridice care este un investitor calificat, astfel cum este definit în Articolul 2 din Regulamentul privind Prospectul;
- către mai puțin de 150 de persoane fizice sau juridice pentru fiecare stat membru al SEE (exceptând investitorii calificați, astfel cum sunt definiți în Articolul 2 din Regulamentul privind Prospectul), sub rezerva obținerii consimțământului prealabil al Coordonatorilor Globali Comuni pentru orice astfel de ofertă; sau



- în orice alte circumstanțe care intră sub incidența Articolului 1(4) din Regulamentul privind Prospectul și/sau a Secțiunii 86 din Legea privind serviciile și piețele financiare din Marea Britanie din 2000, astfel cum a fost modificată („FSMA”), după caz,

cu condiția ca nicio astfel de ofertă publică a Acțiunilor Oferite să nu impună Societății, Acționarului Vanzător sau oricărui Manager să publice un prospect în temeiul Articolului 3 din Regulamentul privind Prospectul sau a Secțiunii 85 din FSMA, după caz, sau un supliment la prospect în temeiul Articolului 23 din Regulamentul privind Prospectul.

În plus, în Marea Britanie, prezentul Prospect se adresează exclusiv investitorilor calificați în sensul Articolului 2 din Regulamentul privind Prospectul (i) care au experiență profesională în chestiuni legate de investițiile care intră sub incidența Articolului 19(5) din Ordinul din 2005 privind Legea privind serviciile și piețele financiare din 2000 (Promovare Financiară), cu modificările ulterioare, și/sau (ii) care sunt entități cu patrimoniu net de valoare ridicată care intră sub incidența Articolului 49 (2) literele (a)-(d) din Ordinul din 2005 privind Legea privind serviciile și piețele financiare din 2000 (Promovare Financiară) și/sau (iii) care sunt alte persoane cărora li se poate comunica Prospectul în mod legal în alt mod (toate aceste persoane împreună fiind denumite „Persoane Relevante”). Valorile mobiliare descrise în prezentul document sunt disponibile în Marea Britanie numai Persoanelor Relevante, și orice invitație, ofertă sau acord de a subscrie, cumpăra sau achiziționa în alt mod astfel de valori mobiliare în Marea Britanie va fi adresată numai Persoanelor Relevante. Orice persoană din Marea Britanie care nu este o Persoană Relevantă nu ar trebui să acționeze sau să se bazeze pe prezentul Prospect sau pe conținutul acestuia.

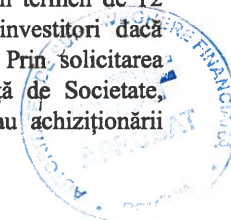
În sensul prezentei Secțiuni a prezentului Prospect, expresia „ofertă publică” în legătură cu Acțiunile Oferite în orice Stat Relevant înseamnă comunicarea, sub orice formă și prin orice mijloace, a unor informații suficiente cu privire la termenii Ofertei și la orice Acțiuni Oferite care urmează să fie oferite, astfel încât să permită unui investitor să decidă să cumpere sau să subscrie pentru orice Acțiuni Oferite, inclusiv orice plasare de Acțiuni Oferite prin intermediari financiari, iar expresia „Regulamentul privind Prospectul” înseamnă Regulamentul (UE) 2017/1129 și/sau, după caz, Regulamentul (UE) 2017/1129, astfel cum face parte din dreptul intern în Marea Britanie în temeiul Legii privind (Retragerea din) Uniunea Europeană din 2018.

ANUNȚ ADRESAT EVENTUALILOR INVESTITORI DIN AUSTRALIA

Prezentul Prospect (a) nu constituie un prospect sau o declarație de informare privind produsul în temeiul Legii Societăților din 2001 (Cth) a Commonwealth-ului Australian, astfel cum a fost modificată („Legea Societăților din 2001”); (b) nu pretinde să includă informațiile solicitate pentru un prospect în temeiul Părții 6D.2 din Legea Societăților din 2001 sau o declarație de informare privind produsul în temeiul Părții 7.9 din Legea Societăților din 2001; nu a fost și nici nu va fi depus ca document de informare la Comisia Australiană pentru Valori Mobiliare și Investiții („ASIC”), la Bursa Australiană de Valori Mobiliare operată de AS Limited sau la orice alt organism sau agenție de reglementare din Australia; și (c) nu poate fi furnizat în Australia decât anumitor investitori („Investitori Excepțiali”) care sunt în măsură să demonstreze că (i) se încadrează în una sau mai multe dintre categoriile de investitori în temeiul secțiunii 708 din Legea Societăților din 2001 cărora li se poate face o ofertă fără informare potrivit Părții 6D.2 din Legea Societăților din 2001 și (ii) sunt „clienți en gros” în temeiul secțiunii 761 G din Legea Societăților din 2001.

Acțiunile Oferite nu pot fi oferite direct sau indirect spre subscriere, cumpărate sau vândute și nu pot fi emise invitații de subscriere sau cumpărare a Acțiunilor Oferite și niciun proiect sau variantă finală de memorandum de ofertă, anunț sau alt material de ofertă referitor la orice Acțiuni Oferite nu poate fi distribuit, primit sau publicat în Australia, cu excepția cazurilor în care informarea către investitori nu este necesară în conformitate cu Capitolele 6D și 7 din Legea Societăților din 2001 sau este în conformitate cu toate legile și reglementările australiene aplicabile într-un alt mod. Prin depunerea unei cereri pentru Acțiunile Ofertei, fiecare cumpărător sau subscriitor al Acțiunilor Ofertei declară și garantează Societății, Acționarului Vanzător, Managerilor și afiliaților acestora că respectivul cumpărător sau subscriitor este un Investitor Excepțional.

Având în vedere că oferta de Acțiuni Oferite în temeiul acestui Prospect, oricărui supliment sau prospect însoțitor sau altui document va fi făcută fără informare în Australia în conformitate cu Părțile 6D.2 și 7.9 din Legea Societăților din 2001, oferta acestor Acțiuni Oferite pentru revânzare în Australia în termen de 12 luni poate, în conformitate cu Legea Societăților din 2001, să necesite informare către investitori dacă niciuna dintre derogările din Legea Societăților din 2001 nu se aplică revânzării respective. Prin solicitarea Acțiunilor Oferite, fiecare cumpărător sau subscriitor al Acțiunilor Oferite se angajează față de Societate, Acționarul Vanzător și Manageri că, pentru o perioadă de 12 luni de la data emisiunii sau achiziționării



Acțiunilor Oferite, nu va oferi, nu va transfera, nu va cesiona sau nu va înstrăina în alt mod Acțiunile Oferite respective investitorilor din Australia, cu excepția situațiilor în care informarea către investitori nu este necesară în temeiul Legii Societăților din 2001 sau în cazul în care se întocmește și se depune la ASIC un document de informare în conformitate cu legislația aplicabilă.

ANUNȚ ADRESAT EVENTUALILOR INVESTITORI DIN CANADA

Acțiunile Oferite nu sunt oferite și nu pot fi vândute niciunei cumpărător dintr-o provincie sau teritoriu al Canadei, cu excepția cumpărătorilor din provinciile Alberta, British Columbia, Manitoba, Ontario și Quebec („Provinciile Specificate”) care îndeplinesc cerințele de mai jos. Niciun prospect nu a fost depus la nicio comisie pentru valori mobiliare sau la nicio autoritate de reglementare similară din Canada în legătură cu oferta și vânzarea Acțiunilor Oferite. Nicio comisie pentru valori mobiliare sau autoritate de reglementare similară din Canada nu a revizuit și nici nu a pronunțat niciun fel de hotărâre cu privire la acest Prospect sau la temeinicia Acțiunilor Oferite, iar orice declarație contrară constituie o infracțiune. Oferta și vânzarea Acțiunilor Oferite în Canada se face numai pe bază de plasament privat și este scutită de cerința ca Societatea să pregătească și să depună un prospect în conformitate cu legile privind valorile mobiliare aplicabile în Canada.

Acțiunile Oferite pot fi oferite și vândute numai în Provinciile Specificate cumpărătorilor care achiziționează sau sunt considerați a achiziționa în nume propriu, care sunt **investitori acreditați**, astfel cum sunt definiți în Regulamentul Național nr. 45-106 privind scutirile de la cerința prospectului („NI 45-106”) sau în subsecțiunea 73.3(1) din Legea privind valorile mobiliare (Ontario) și sunt clienți permiși, astfel cum sunt definiți în Regulamentul Național 31-103 – Cerințe de înregistrare, scutiri și obligații în curs ale solicitantului înregistrării („NI 31-103”).

Fiecare bancă care face oferte și vânzări de Acțiuni Oferite în oricare dintre Provinciile Specificate va face acest lucru bazându-se pe „scutirea dealerului internațional” din NI 31-103 de la cerințele de înregistrare ale Provinciei Specificate și va menționa jurisdicția sa de reședință și denumirea și adresa agentului său pentru comunicarea actelor de procedură cumpărătorilor de Acțiuni Oferite din Provincia Specificată respectivă. Fiecare cumpărător din Provinciile Specificate confirmă că a fost notificat că (a) niciunul dintre Manageri nu este înregistrată ca dealer de valori mobiliare în nicio provincie sau teritoriu al Canadei (sau, dacă este înregistrată astfel, nu se bazează pe statutul său de înregistrare pentru a tranzacționa Acțiunile Oferite); (b) toate activele sau o parte semnificativă a activelor Managerilor pot fi situate în afara Canadei; și (c) pot exista dificultăți cu privire la punerea în executare a drepturilor legale împotriva Managerilor din aceste motive.

Legislația privind valorile mobiliare din anumite provincii sau teritorii ale Canadei poate oferi cumpărătorului căi de atac pentru reziliere sau daune în cazul în care prezentul Prospect (inclusiv orice amendament la acesta) conține o declarație incorectă, cu condiția ca respectivele căi de atac pentru reziliere sau daune să fie exercitate de cumpărător în termenul prevăzut de legislația privind valorile mobiliare din provincia sau teritoriul cumpărătorului. Cumpărătorul ar trebui să aibă în vedere orice dispoziții aplicabile ale legislației privind valorile mobiliare din provincia sau teritoriul cumpărătorului pentru detalii cu privire la aceste drepturi sau să se consulte cu un consilier juridic.

În conformitate cu secțiunea 3A.3 din Regulamentul Național 33-105 – Conflicte de intermediere („NI 33-105”), Managerii nu sunt obligați să respecte cerințele de informare din NI 33-105 în ceea ce privește conflictele de interese ale intermediarilor în legătură cu această ofertă.

În plus, informațiile din prezentul Prospect, inclusiv orice documente încorporate în acesta prin referință, nu au fost elaborate cu privire la aspecte care ar putea fi deosebit de îngrijorătoare pentru cumpărătorii din Canada, inclusiv în ceea ce privește consecințele fiscale ale achiziționării, deținerii și înstrăinării Acțiunilor Oferite și, în consecință, ar trebui interpretate în considerarea acestui fapt. Potențialii cumpărători sunt sfătuiți să-și consulte proprii consilieri în ceea ce privește circumstanțele individuale ale acestora.

Prin cumpărarea Acțiunilor Oferite în Canada și acceptarea unei confirmări de cumpărare, un cumpărător declară și se angajează față de Societate și Manageri după cum urmează:

- cumpărătorul este rezident în, sau face în alt mod obiectul legilor privind valorile mobiliare ale uneia dintre Provinciile Specificate;



- cumpărătorul își bazează decizia de investiție exclusiv pe prezentul Prospect și nu se bazează pe orice alte informații privind Societatea sau oferirea Acțiunilor Oferite, iar oferirea Acțiunilor Oferite a fost făcută exclusiv prin intermediul prezentului Prospect și nu a fost făcută printr-un anunț privind Acțiunile Oferite în nicio media tipărită de circulație generală și regulată cu plată, radio, televiziune sau telecomunicații, inclusiv afișaj electronic, sau orice altă formă de publicitate în Canada;
- cumpărătorul are dreptul, în conformitate cu legile aplicabile privind valorile mobiliare, să achiziționeze Acțiunile Oferite fără a beneficia de un prospect calificat în temeiul acestor legi privind valorile mobiliare și, fără a limita generalitatea celor de mai sus, cumpărătorul este un „investitor acreditat”, astfel cum este definit în NI 45-106 sau, dacă este rezident în provincia Ontario, astfel cum este definit în subsecțiunea 73.3(1) din Legea privind valorile mobiliare (Ontario);
- cumpărătorul este un „client permis”, astfel cum este definit în NI 31-103;
- cumpărătorul achiziționează Acțiunile Oferite în nume propriu și nu în calitate de agent, sau se consideră în alt mod că achiziționează în nume propriu în conformitate cu legile aplicabile privind valorile mobiliare;
- cumpărătorul achiziționează Acțiunile Oferite exclusiv în scop de investiții și nu în vederea revânzării sau distribuirii;
- cumpărătorul va notifica imediat Societatea și Managerii, după caz, în cazul în care cumpărătorul descoperă că orice astfel de declarații încetează să mai fie adevărate și va furniza Societății și Managerilor, după caz, informații adecvate în legătură cu acest aspect; și

în cazul în care acest lucru este impus de legile aplicabile privind valorile mobiliare sau de normele bursei de valori, cumpărătorul va executa, va livra și va depune sau va asista Societatea în depunerea acestor rapoarte, angajamente și alte documente referitoare la cumpărătorul Acțiunilor Oferite, astfel cum pot fi solicitate de orice comisie pentru valori mobiliare, bursă de valori sau altă autoritate de reglementare, inclusiv, pentru o mai mare certitudine, orice informații care sunt necesare pentru completarea Formularului 45-106F1 în conformitate cu NI 45-106. Prin achiziționarea Acțiunilor Oferite, fiecare cumpărător din Canada confirmă că Societatea și Managerii și agenții și consilierii acestora pot colecta, utiliza și dezvălui numele unui astfel de cumpărător și alte informații cu caracter personal specifice („**informațiile cu caracter personal**”), inclusiv numărul de Acțiuni Oferite pe care cumpărătorul le-a achiziționat, în scopul îndeplinirii cerințelor legale, de reglementare și de audit și în conformitate cu legislația sau reglementările permise sau impuse în alt mod. Fiecare asemenea cumpărător este de acord cu divulgarea tuturor acestor informații cu caracter personal. În plus, prin achiziționarea Acțiunilor Oferite, se va considera că fiecare asemenea cumpărător a declarat în fața Societății și a Managerilor că: (a) a fost notificat de către Societate că Societatea este obligată să furnizeze informații referitoare la fiecare asemenea cumpărător, informații care trebuie să fie dezvăluite în Anexa 1 la Formularul 45-106F1 în conformitate cu NI 45-106 (inclusiv numele cumpărătorului, adresa, numărul de telefon, adresa de email, numărul de Acțiuni Oferite pe care cumpărătorul le-a achiziționat, valoarea Acțiunilor Oferite achiziționate, excepția legală invocată, dacă cumpărătorul este o „persoană cu acces la informații privilegiate (*insider*)” al Societății sau un „solicitant al înregistrării”, astfel cum fiecare termen este definit în conformitate cu legislația aplicabilă privind valorile mobiliare și data distribuirii); (b) informațiile cu caracter personal vor fi furnizate autorității de reglementare a valorilor mobiliare relevante în conformitate cu NI 45-106; (c) informațiile cu caracter personal sunt colectate indirect de către autoritatea de reglementare a valorilor mobiliare relevantă în temeiul autorității care i-a fost acordată potrivit legislației aplicabile privind valorile mobiliare; (d) informațiile cu caracter personal sunt colectate în scopul administrării și aplicării legislației privind valorile mobiliare din jurisdicția locală relevantă; și (e) funcționarul public din jurisdicția locală relevantă care poate răspunde la întrebări privind colectarea indirectă de către autoritatea de reglementare a valorilor mobiliare a unor astfel de informații cu caracter personal este după cum urmează: (i) Comisia pentru Valori Mobiliare din Alberta, Suite 600, 250 St. Street SW, Calgary, Alberta T2P 0R4, în atenția: *FOIP Coordinator*; (ii) *Autorité des marchés financiers*, 800, rue du Square-Victoria, 22e étage, C.P. 246, Tour de la Bourse, Montréal, Québec H4Z. 1G3, în atenția: Secretarului Corporativ, Tel: (514) 395-0337 sau 1-877-525-0337, Email: financementdesocietes@lautorite.gc.ca, Persoană de contact privind colectarea indirectă a informațiilor cu caracter personal: *Secrétaire générale*; (iii) Comisia pentru Valori Mobiliare din British Columbia, PO Box 10142, Pacific Centre 701 West Georgia Street, Vancouver, British Columbia V7Y 1L2, în atenția: *FOI Inquiries*, Tel: (604) 899-6854, Număr gratuit în Canada: 1-800-373-6393, Email: FOI-privacy@besc.bc.ca, Persoană de contact privind colectarea indirectă a informațiilor cu caracter personal: *FOI Inquiries*; (iv) Comisia pentru Valori Mobiliare din Manitoba, 500-400 St. Mary Avenue, Winnipeg, Manitoba R3C 4K5, Tel: (204) 945-2561, Număr gratuit în Manitoba: 1-800-655-5244, Fax: (204) 945-0330, Persoană de

contact privind colectarea indirectă a informațiilor cu caracter personal: *Director*; și (v) Comisia pentru Valori Mobiliare din Ontario, 20 Queen Street West, 22nd Floor, Toronto, Ontario MSH 3S8, în atenția: Funcționarului responsabil cu solicitările de informații, Tel: (416) 593-8314, Număr gratuit în Canada: 1-877-785-1555, Email: exemptmarketfilings@osc.gov.on.ca, Persoană de contact privind colectarea indirectă a informațiilor cu caracter personal: *Inquiries Officer*. În plus, prin achiziționarea Acțiunilor Oferite, fiecare asemenea cumpărător, în cazul în care este o persoană fizică, confirmă că numele său și alte informații specifice, astfel cum sunt menționate mai sus, pot fi divulgate altor autorități de reglementare a valorilor mobiliare din Canada și pot deveni disponibile publicului în conformitate cu cerințele legislației aplicabile. Fiecare asemenea cumpărător este de acord cu cele de mai sus.

Orice revânzare a Acțiunilor Oferite trebuie să fie făcută în conformitate cu o excepție de la sau printr-o tranzacție care nu face obiectul cerințelor prospectului din legislația aplicabilă privind valorile mobiliare. Prin achiziționarea Acțiunilor Oferite, fiecare cumpărător dintr-o Provincie Specificată, cu excepția cazului în care acest lucru este permis de legislația privind valorile mobiliare, confirmă că deținătorul Acțiunilor Oferite nu trebuie să tranzacționeze Acțiunile Oferite înainte de data care survine în termen de 4 luni și o zi după ultima dată dintre (i) data la care se efectuează livrarea Acțiunilor Oferite, și (ii) data la care Societatea devine emitent cu obligația de raportare în orice provincie sau teritoriu. Societatea nu este și nu poate fi niciodată un „emitent cu obligația de raportare”, astfel cum acest termen este definit în conformitate cu legislația aplicabilă privind valorile mobiliare din Canada, în orice provincie sau teritoriu al Canadei și nu există o piață publică pentru oricare dintre valorile mobiliare ale Societății în Canada, inclusiv Acțiunile Oferite, și nici nu se poate dezvolta niciodată o astfel de piață. Listarea Acțiunilor Oferite la Bursa de Valori București (Bursa de Valori București S.A.) nu va afecta astfel de restricții de revânzare. Cumpărătorii canadieni sunt sfătuiți să solicite consultanță juridică înainte de orice revânzare a Acțiunilor Oferite.

Pentru a se conforma cerințelor de înregistrare a dealerilor potrivit legilor privind valorile mobiliare din Canada, orice revânzare a Acțiunilor Oferite trebuie să se facă fie de către o persoană care nu este obligată să se înregistreze în calitate de dealer în conformitate cu legile aplicabile privind valorile mobiliare din Canada, fie prin intermediul unui dealer înregistrat în mod corespunzător sau în conformitate cu legile aplicabile privind valorile mobiliare din Canada, fie prin intermediul unui dealer înregistrat în mod corespunzător sau în conformitate cu o derogare de la cerințele de înregistrare a dealerului.

În momentul primirii acestui document, fiecare investitor canadian confirmă că a solicitat în mod expres ca toate documentele care atestă sau care se referă în orice mod la vânzarea Acțiunilor Oferite (inclusiv orice confirmare sau notificare de cumpărare) să fie întocmite exclusiv în limba engleză.

ANUNȚ ADRESAT EVENTUALILOR INVESTITORI DIN EMIRATELE ARABE UNITE (CU EXCEPȚIA PIETEI GLOBALE DIN ABU DHABI ȘI A CENTRULUI FINANCIAR INTERNAȚIONAL DUBAI)

Acest Prospect este strict privat și confidențial și este distribuit unui număr limitat de Investitori Profesionali, în sensul Deciziei nr. 13 din 2021 a Consiliului de Administrație al AVMM privind Regulamentul Activităților Financiare, cu modificările ulterioare, și nu trebuie transmis vreunei persoane, alta decât destinatarul inițial, și nu poate fi reprodus sau utilizat în orice alt scop. În cazul în care aveți orice dubiu în legătură cu conținutul prezentului Prospect, ar trebui să consultați un consilier financiar autorizat.

Prin primirea acestui Prospect, persoana sau entitatea către care acesta a fost transmis înțelege, confirmă și este de acord cu faptul că acest Prospect nu a fost aprobat de către sau după la Banca Centrală a Emiratelor Arabe Unite („EAU”) („Banca Centrală din EAU”), la Autoritatea pentru Valori Mobiliare și Mărfuri a EAU („AVMM”) sau orice altă autoritate din Emiratele Arabe Unite, și nici Managerii nu au primit vreo autorizare sau licență din partea Băncii Centrale a Emiratelor Arabe Unite, AVMM sau de la orice altă autoritate din EAU pentru a promova sau a vinde valori mobiliare sau de a desfășura activități de investiție în EAU. Nu s-au promovat și nici nu se vor promova produse sau servicii financiare pe teritoriul EAU în alt mod decât în conformitate cu legile din EAU și nici nu vor avea loc sau vor putea fi desfășurate pe teritoriul Emiratelor Arabe Unite vreo subscriere de valori mobiliare sau alte activități de investiție. Nu se va prezuma faptul că oricare dintre Manageri este un broker, dealer sau consultant de investiții autorizat în conformitate cu legislația în vigoare din EAU, sau că oricare dintre aceștia oferă consultanță persoanelor fizice rezidente în Emiratele Arabe Unite cu privire la oportunitatea de a investi în, sau cu privire la cumpărarea sau vânzarea de, valori mobiliare sau alte produse financiare. Acțiunile Oferite nu pot fi oferite sau vândute direct sau indirect publicului din EAU. Aceasta nu constituie o ofertă publică de valori mobiliare în EAU, în conformitate cu Decretul Federal nr. 32 din 2021 privind Legea Societăților Comerciale, sau în orice alt mod.



Nicio prevedere din prezentul Prospect nu este destinată să constituie consultanță de investiții, juridică, fiscală, contabilă sau de altă natură profesională. Acest Prospect este destinat exclusiv informării dumneavoastră și nicio prevedere din prezentul Prospect nu este destinată să aprobe sau să recomande un anumit mod de a acționa. Orice persoană care intenționează să achiziționeze valori mobiliare ar trebui să se consulte cu un consilier profesionist corespunzător pentru consultanță specifică oferită pe baza situației sale respective.

ANUNȚ ADRESAT EVENTUALILOR INVESTITORI DIN PIAȚA GLOBALĂ DIN ABU DHABI

Prezentul Prospect nu este supus niciunei forme de reglementare sau aprobare din partea Autorității de Reglementare a Serviciilor Financiare („ARSF”) a Pieței Globale din Abu Dhabi („ADGM”). ARSF nu a aprobat prezentul Prospect și nici nu are vreo responsabilitate pentru revizuirea sau verificarea oricărui document sau a altor documente în legătură cu această ofertă. În consecință, ARSF nu a luat nicio măsură pentru a verifica informațiile cuprinse în prezentul Prospect sau în orice alte documente legate de această ofertă și nu are nicio responsabilitate pentru acestea.

Acțiunile Oferite nu au fost oferite și nu vor fi oferite niciunei persoane de pe ADGM, cu excepția cazului în care o ofertă este:

- o „Ofertă Exceptată” în conformitate cu Regulile Pieței ale ARSF; și
- adresată numai persoanelor, și poate fi acceptată numai de persoane care sunt Persoane Autorizate sau Organisme Recunoscute (astfel cum sunt definiți acești termeni în Regulamentul privind Piețele și Serviciile Financiare („FSMR”) al ADGM din 2015, astfel cum a fost modificat, sau de persoane cărora li se poate comunica sau asigura comunicarea în mod legal a unei invitații sau stimulente de a desfășura activități de investiții (în sensul secțiunii 18 din FSMR) în legătură cu emisiunea sau vânzarea oricărui valori mobiliare.

Acțiunile Oferite la care se referă prezentul Prospect pot să nu fie lichide și/sau supuse unor restricții privind revânzarea acestora. Potențialii cumpărători ai Acțiunilor Oferite ar trebui să își desfășoare propriul proces de *due diligence* privind Societatea și Acțiunile Oferite. În cazul în care nu înțelegeți conținutul acestui Prospect, trebuie să consultați un consilier financiar autorizat.

ANUNȚ ADRESAT EVENTUALILOR INVESTITORI DIN CENTRUL FINANCIAR INTERNAȚIONAL DUBAI

Prezentul Prospect nu face obiectul niciunei forme de reglementare sau aprobare din partea Autorității pentru Servicii Financiare din Dubai („DFSA”) din Centrul Financiar Internațional Dubai („DIFC”).

DFSA nu a aprobat prezentul Prospect și nu are nicio responsabilitate pentru revizuirea sau verificarea oricărui document sau a altor documente în legătură cu această ofertă. În consecință, DFSA nu a aprobat prezentul Prospect sau alte documente conexe și nici nu a luat vreo măsură pentru a verifica informațiile prevăzute în prezentul Prospect sau oricare alte documente în legătură cu această ofertă și nu are nicio responsabilitate în acest sens.

Acțiunile Oferite nu au fost oferite și nu vor fi oferite niciunei persoane din DIFC, cu excepția cazului în care o ofertă este:

- o „Ofertă Exceptată” în conformitate cu secțiunea Regulile Pieței (MKT) al ghidului DFSA; și
- adresată numai persoanelor, și poate fi acceptată numai de persoane care îndeplinesc criteriile privind Clientul Profesional „prezumat” prevăzute în Regula 2.3.4 a Modulului pentru Desfășurarea Activităților de Afaceri (COB) al ghidului DFSA și care nu sunt persoane fizice.

Prin urmare, prezentul Prospect nu trebuie să fie livrat sau invocat de niciun alt tip de persoană.

Acțiunile Oferite la care se referă prezentul Prospect pot să nu fie lichide și/sau supuse unor restricții privind revânzarea acestora. Potențialii cumpărători ar trebui să își desfășoare propriul proces de *due diligence* privind Societatea și Acțiunile Oferite. În cazul în care nu înțelegeți conținutul acestui Prospect, trebuie să consultați un consilier financiar autorizat.

ANUNȚ ADRESAT EVENTUALILOR INVESTITORI DIN JAPONIA

Acțiunile nu au fost și nu vor fi înregistrate în Japonia în conformitate cu Articolul 4, alineatul 1 din Legea privind instrumentele financiare și schimburile de valori mobiliare din Japonia (Legea nr. 25 din 1948, astfel cum a fost modificată, „FIEA”), în temeiul exceptării de la cerințele de înregistrare, deoarece oferta



constituie un plasament privat cu număr mic de acțiuni, astfel cum este prevăzut la litera „ha” din articolul 2, alineatul 3, punctul 2 din FIEA.

ANUNȚ ADRESAT EVENTUALILOR INVESTITORI DIN ELVEȚIA

Acest Prospect nu este destinat să constituie o ofertă sau o solicitare de a cumpăra sau investi în Acțiunile Oferite. Acțiunile Oferite nu pot fi oferite public, direct sau indirect, în Elveția în sensul Legii elvețiene privind serviciile financiare („FinSA”) și nu s-a depus și nu se va depune nicio cerere de admitere a Acțiunilor Oferite la tranzacționare în orice loc de tranzacționare (bursă sau sistem multilateral de tranzacționare) din Elveția. Nici prezentul Prospect și nici orice alt material de ofertă sau de marketing referitor la Acțiunile Oferite nu constituie un prospect în conformitate cu FinSA și nici prezentul Prospect și nici orice alt material de ofertă sau de marketing referitor la Acțiunile Oferite nu pot fi distribuite public sau puse la dispoziția publicului în Elveția.

ANUNȚ ADRESAT EVENTUALILOR INVESTITORI DIN SINGAPORE

Prezentul Prospect nu a fost înregistrat ca prospect la Autoritatea Monetară din Singapore („AMS”). În consecință, prezentul Prospect și orice alt document sau material în legătură cu Oferta sau vânzarea sau invitația de subscriere sau de cumpărare a Acțiunilor Oferite nu pot fi difuzate sau distribuite și nici Acțiunile Oferite nu pot face obiectul unei invitații de subscriere sau de cumpărare, direct sau indirect, și nu pot fi oferite sau vândute niciunei persoane din Singapore, exceptând în cazul în care este adresată:

- unui investitor instituțional (astfel cum este definit în Secțiunea 4A din Legea privind Valorile Mobiliare 2001 a Singapore („SFA”) în conformitate cu secțiunea 274 din SFA;
- unei persoane relevante (astfel cum este definită în Secțiunea 275(2) din SFA) în temeiul Secțiunii 275(1) din SFA sau oricărei persoane în temeiul Secțiunii 275(1A) din SFA și în conformitate cu condițiile specificate în Secțiunea 275 din SFA; sau
- în alt mod, în baza și în conformitate cu condițiile oricărei alte dispoziții aplicabile din SFA.

În cazul în care Acțiunile Oferite sunt subscrise sau cumpărate în conformitate cu Secțiunea 275 din SFA de către o persoană relevantă care este:

- o corporație care nu este un investitor acreditat (astfel cum este definit în Secțiunea 4A din SFA), al cărei unic obiect de activitate este de a deține investiții și al cărei întreg capitalul social este deținut de una sau mai multe persoane fizice, fiecare dintre acestea fiind un investitor acreditat; sau
- un trust, în cazul în care administratorul (*trustee*) nu este un investitor acreditat, al cărui unic scop este de a deține investiții și fiecare beneficiar al trustului este o persoană fizică care este un investitor acreditat,

valorile mobiliare sau contractele privind instrumente financiare derivate pe bază de valori mobiliare (fiecare termen, astfel cum este definit în Secțiunea 2(1) din SFA) ale corporației respective sau drepturile și interesele beneficiarilor (indiferent de modul în care sunt descrise) în trustul respectiv nu pot fi transferate pentru o perioadă de șase luni de la data la care corporația sau trustul respectiv au achiziționat Acțiunile Ofertei în baza unei oferte făcute în temeiul Secțiunii 275 din SFA, exceptând:

- unui investitor instituțional sau unei persoane relevante sau oricărei persoane, astfel cum rezultă dintr-o ofertă la care se face referire în Secțiunea 275(1A) sau Secțiunea 276(4)(c)(ii) din SFA;
- nu se acordă sau nu se va acorda nicio contraprestație pentru transfer; în cazul în care transferul se face prin efectul legii;
- se realizează conform dispozițiilor din Secțiunea 276(7) din SFA; sau
- se realizează conform dispozițiilor din Regulamentul 37A din Regulamentul privind Valorile Mobiliare și Contractele Futures (Oferte de investiții) (Valori mobiliare sau contracte privind instrumente financiare derivate pe bază de valori mobiliare) din 2018.

În această secțiune, orice trimitere la SFA este o trimitere la Legea privind Valorile Mobiliare și Contractele Futures din Singapore 2001 și o trimitere la orice termen, astfel cum este definit în SFA, sau orice dispoziție din SFA, este o trimitere la termenul sau dispoziția respectivă, astfel cum acesta sau aceasta a fost amendat(ă) sau modificat(ă) în mod periodic, inclusiv prin legislația secundară care poate fi aplicabilă la momentul relevant.



Notificare în conformitate cu Secțiunea 309(B)(1)(c) din SFA: Acțiunile Oferite oferite sau vândute în cadrul acestei Oferte, cu excepția cazului în care se specifică în alt mod înainte de o ofertă de Acțiuni Oferite, sunt „produse prescrise pe piețele de capital” (*prescribed capital markets products*) (astfel cum sunt definite în Regulamentele privind Valorile Mobiliare și Contractele Futures (Produse de pe piețele de capital) din 2018).



DECONTARE ȘI TRANSFER

Decontarea și Transferul de Acțiuni

Toate Acțiunile au fost emise în formă nominativă dematerializată (înscriseri în cont) și, în vederea admiterii lor la tranzacționare pe piața reglementată a Bursei de Valori București, vor fi înregistrate la ASF și la Depozitarul Central din România.

Transferurile Acțiunilor Oferite în cadrul Ofertei și vânzările de Acțiuni Oferite pe piața secundară vor fi decontate și compensate prin intermediul sistemului de decontare administrat de Depozitarul Central, în conformitate cu reglementările aplicabile din România. Depozitarul Central din România va ține evidența tuturor deținerilor de Acțiuni.

Depozitarul Central din România

Depozitarul Central este o persoană juridică română, constituită sub forma unei societăți pe acțiuni, cu sediul social în România, București, Sector 2, Bulevardul Carol I nr. 34-36, Etajele 3, 8 și 9, autorizată și supravegheată de ASF, care furnizează servicii de depozitare, registru, compensare și decontare a tranzacțiilor cu instrumente financiare. Depozitarul Central este administratorul sistemului de plăți RoClear (Sistemul Român de Compensare-Decontare, Custodie, Depozitare și Registru), care asigură compensarea fondurilor și decontarea operațiunilor cu instrumente financiare.

Toate clasele de valori mobiliare tranzacționate pe o piață reglementată din România sau în cadrul unei facilități multilaterale de tranzacționare, inclusiv Acțiunile Oferite, sunt înregistrate, în mod obligatoriu, la Depozitarul Central în vederea efectuării în mod centralizat a operațiunilor cu valori mobiliare și asigurării unei evidențe unitare a acestor operațiuni. Toate valorile mobiliare admise în sistemul Depozitarului Central sunt dematerializate și evidențiate în conturi.

Proceduri de compensare și decontare

Transferul dreptului de proprietate asupra Acțiunilor Oferite va avea loc la Data Decontării, în cadrul sistemului de compensare-decontare administrat de Depozitarul Central.

Tranzacțiile cu Acțiuni vor fi decontate în baza mecanismului livrare contra plată, Acțiunile fiind livrate numai dacă prețul de achiziționare este plătit. Transferul dreptului de proprietate este, de obicei, înregistrat la momentul T+2 prin debitarea/creditarea conturilor relevante de Acțiuni.

Ca excepție de la principiul conform căruia Acțiunile pot fi transferate numai prin intermediul unei tranzacții pe Bursa de Valori București, există anumite situații în care Depozitarul Central poate opera în mod direct transferurile drepturilor de proprietate asupra Acțiunilor ca urmare a, printre altele: (i) succesiunii; (ii) divizării dreptului de proprietate; (iii) transferului Acțiunilor proprii ale Emitentului către angajați; (iv) dobândirii de către Emitent a propriilor acțiuni, în urma retragerii acționarilor care nu sunt de acord cu hotărârile luate în adunarea generală a acționarilor, în conformitate cu prevederile legale în vigoare; (v) fuziunii, divizării sau lichidării; (vi) punerii în executare a unei hotărâri judecătorești definitive; (vii) transferului între o societate-mamă și filialele sale sau între filialele aceleiași societăți-mamă, cu acordul prealabil al ASF; sau al (viii) altor transmisiuni de drepturi potrivit legilor speciale sau reglementărilor aplicabile, cu acordul expres al ASF sau al unui alt organism relevant. Transferurile directe ale drepturilor de proprietate asupra Acțiunilor vor fi operate de Depozitarul Central în termen de trei zile de la data depunerii cererii și a documentației justificative.

Chiar dacă cele menționate mai sus stabilesc procedurile Depozitarului Central de facilitare a transferurilor de Acțiuni (inclusiv Acțiunile Oferite), acesta nu este obligat să îndeplinească sau să continue să îndeplinească asemenea proceduri (conform celor descrise mai sus) pe viitor și, prin urmare, astfel de proceduri pot fi întrerupte în orice moment.

Niciunul dintre Acționarul Vanzător, Emitent, Manageri sau agenții acestora nu va avea nicio răspundere pentru îndeplinirea de către Depozitarul Central sau de către participanții acestuia a obligațiilor care le revin conform regulilor și procedurilor care guvernează operațiunile lor la data prezentului Prospect.

Societatea nu va percepe niciun fel de taxe pentru deținerea de Acțiuni; totuși, deținătorii de Acțiuni pot suporta onorariile care se plătesc în mod uzual pentru administrarea și operarea conturilor deschise în sistemul Depozitarului Central din România.



Decontare inițială

Pentru o descriere a procedurilor de decontare aplicabile transferurilor Acțiunilor Oferite, a se vedea secțiunea „*Subscriere si vânzare*”.

Tranzacționare pe piața secundară

Pentru o descriere a restricțiilor de transfer în legătură cu Acțiunile, a se vedea secțiunea „*Informații importante privitoare la prezentul Prospect*” și „*Restricții de vânzare și transfer*”.



TERMENII ȘI CONDIȚIILE OFERTEI

Acești termeni și condiții se aplică tuturor investitorilor care sunt de acord să cumpere Acțiuni Oferite în cadrul Ofertei („Termeni și Condiții”).

Termenii și Condițiile aplicabile Investitorilor Instituționali

Fiecare Investitor Instituțional agreează cu fiecare dintre Societatea, Acționarul Vanzător și Managerii să se supună acestor Termeni și Condiții ca fiind termenii și condițiile în baza cărora Acțiunile Oferite vor fi vândute Investitorului Instituțional respectiv în cadrul Ofertei.

Acordul Investitorilor Instituționali de a achiziționa Acțiunile Oferite

Fiecare Investitor Instituțional este de acord să achiziționeze Acțiunile Oferite care i-au fost alocate, așa cum este descris în secțiunea „Subscriere și Vânzare – Alocarea Acțiunilor Oferite – Alocarea Acțiunilor Oferite în cadrul Tranșei Investitorilor Instituționali” la Prețul Final de Ofertă.

În măsura maximă permisă de lege, fiecare Investitor Instituțional confirmă și este de acord că nu va fi îndreptățit să exercite niciun drept de anulare sau încetare ori, sub rezerva oricăror drepturi legale, de retragere a unei părți din sau a întregii subscrieri pentru Acțiunile Oferite în cadrul Ofertei, sau de retragere în alt mod din acest angajament.

În cazul în care Acționarul Vanzător, Societatea sau Coordonatorii Globali Comuni (pe seama lor și a celorlalți Manageri) sau oricare dintre agenții acestora solicită orice informații cu privire la acordul unui Investitor Instituțional de a cumpăra Acțiuni Oferite, respectivul Investitor Instituțional trebuie să le comunice cu promptitudine și să se asigure că aceste informații sunt complete și corecte în toate privințele.

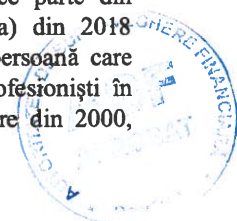
Declarații și garanții din partea Investitorilor Instituționali

Fără a aduce atingere oricărei alte declarații sau garanții considerate a fi făcute de Investitorii Instituționali în altă parte din acest Prospect, fiecare Investitor Instituțional (și, în cazul subparagrafului (r) de mai jos, orice persoană care confirmă acordul de cumpărare a Acțiunilor Oferite în numele unui Investitor Instituțional) declară, garantează și confirmă Societății, Acționarului Vanzător și Managerilor următoarele:

- (a) Managerii și oricare dintre afiliații acestora și orice persoană care acționează în numele oricăror dintre aceste persoane nu sunt răspunzători pentru și nu vor avea nicio responsabilitate pentru nicio informație, declarație sau afirmație conținută în acest Prospect, în notificarea privind prețul sau în orice supliment la Prospect sau orice informație publicată de către sau în numele Societății sau oricărui membru al Grupului și nici Managerii și nici oricare dintre afiliații acestora precum și nici vreoa persoană care acționează în numele oricăror dintre aceste persoane nu vor fi răspunzătoare pentru nicio decizie a Investitorului Instituțional respectiv de a participa la Ofertă pe baza oricărei informații, declarații sau afirmații conținute în acest Prospect, în notificarea privind prețul și în orice supliment la Prospect sau în alt mod;
- (b) acceptând să cumpere Acțiuni Oferite în cadrul Ofertei, Investitorul Instituțional se bazează pe acest Prospect, pe notificarea privind prețul și pe orice supliment la Prospect care poate fi aprobat; nicio persoană nu este autorizată în legătură cu Oferta să furnizeze informații sau să facă declarații, altele decât cele conținute în Prospect, în notificarea privind prețul sau în orice supliment la Prospect și, dacă sunt furnizate sau făcute, orice informații sau declarații nu trebuie să fie considerate ca fiind autorizate de către Societate, membrii Directoratului, Acționarul Vanzător, oricare dintre Managerii sau orice altă persoană;
- (c) Managerii nu fac nicio recomandare Investitorilor Instituționali și nu oferă consultanță niciunui dintre aceștia cu privire la oportunitatea sau avantajele oricărei tranzacții pe care o pot încheia în legătură cu Oferta, și fiecare Investitor Instituțional recunoaște că participarea sa la Ofertă are loc cu luarea în considerare a faptului că Managerii acționează în numele Societății și al Acționarului Vanzător și al niciunei alte persoane, și aceștia nu vor considera nicio altă persoană (indiferent dacă este sau nu un destinatar al acestui document) ca fiind client al acestora în legătură cu Oferta și nu vor fi răspunzători față de nicio altă persoană pentru protecția acordată clienților lor și nici pentru consultanța oferită în legătură cu Oferta, conținutul acestui Prospect, notificarea privind prețul sau orice supliment la Prospect sau orice tranzacție, aranjamente sau alte aspecte la care se face trimitere în prezentul Prospect;



- (d) înțelege că nu a fost întreprinsă și nu se va întreprinde nicio acțiune de către Acționarul Vanzător sau orice altă persoană într-o jurisdicție, alta decât România, care ar putea permite oferirea către public a Acțiunilor Oferite, sau posesia ori distribuirea acestui Prospect, a notificării privind prețul sau a oricărei supliment la Prospect în orice țară sau jurisdicție în care este necesară orice acțiune în acest scop;
- (e) întrucât a avut posibilitatea de a obține și de a citi Prospectul, notificarea privind prețul și orice supliment la Prospect, se va considera că Investitorul Instituțional a citit toate aceste documente în întregime lor și a luat la cunoștință toate informațiile referitoare la Societate, Acționarul Vanzător sau orice membru al Grupului și Oferta conținută în Prospect, notificarea privind prețul și orice supliment la Prospect;
- (f) a respectat toate legile aplicabile acestuia precum și achiziționării Acțiunilor Oferite și nici Societatea, nici Acționarul Vanzător sau Managerii și nicio altă persoană nu vor încălca vreo lege ca urmare a acordului respectivului Investitor Instituțional de a achiziționa Acțiunile Oferite sau a oricăror acțiuni care decurg din drepturile și obligațiile Investitorului Instituțional în temeiul acordului Investitorului Instituțional de a achiziționa Acțiunile Oferite și, prin această declarație și garanție, Investitorul Instituțional confirmă că este conștient de restricțiile de vânzare și transfer prevăzute în secțiunea „*Restricții de Vânzare și Transfer*”;
- (g) Investitorul Instituțional participă la Ofertă în conformitate cu restricțiile de vânzare și de transfer stabilite în secțiunea „*Restricții de Vânzare și Transfer*”, inclusiv declarațiile, garanțiile și confirmările conținute în aceasta;
- (h) în cazul în care Investitorul Instituțional este o persoană fizică, acest investitor nu este sub vârsta majoratului (18 ani în România) la data la care acest investitor își dă acordul de a achiziționa Acțiunile Oferite în cadrul Ofertei;
- (i) în cazul în care Investitorul Instituțional din orice stat membru al SEE este: (a) un „investitor calificat” astfel cum este definit în Articolul 2 (e) din Regulamentul privind Prospectul sau o „contraparte eligibilă” sau „un client profesional” în sensul Directivei 2014/65/UE a Parlamentului European și a Consiliului privind piețele instrumentelor financiare și de modificare a Directivei 2002/92/CE și a Directivei 2011/61/UE (modificată); sau (b) autorizat în alt mod prin lege să-i fie oferite și vândute Acțiunile Oferite în circumstanțe care nu necesită publicarea de către Societate sau de către Acționarul Vanzător sau oricare dintre Manageri a unui prospect în conformitate cu Articolul 3 din Regulamentul privind Prospectul sau alte legi aplicabile;
- (j) Acțiunile Oferite nu au fost și nu vor fi înregistrate conform Legii privind Valorile Mobiliare, sau calificate pentru vânzare în baza legilor oricărui stat din Statele Unite. Sub rezerva anumitor excepții, Acțiunile Oferite nu pot fi oferite sau vândute în sau pe teritoriul Statelor Unite. Acțiunile Oferite sunt oferite și vândute în Statele Unite unor persoane care sunt în mod rezonabil considerate a fi QIB în baza Regulii 144A sau în baza unei alte excepții de la sau în cadrul unei tranzacții care nu face obiectul cerințelor de înregistrare prevăzute de Legea privind Valorile Mobiliare și în afara Statelor Unite în conformitate cu Regulamentul S;
- (k) în cazul în care Investitorul Instituțional se află în Statele Unite, acesta: (1) este un QIB astfel cum acest termen este definit în baza și în conformitate cu Regula 144A; și (2) achiziționează Acțiunile Oferite în nume propriu sau pe seama unuia sau mai multor QIB în legătură cu care are autoritatea să dea, și dă declarațiile și garanțiile cuprinse în continuare în prezentul Prospect;
- (l) Investitorul Instituțional și-a respectat obligațiile în legătură cu combaterea spălării banilor și finanțarea terorismului în baza oricărei legislații aplicabile privind combaterea spălării banilor și, în cazul în care efectuează plăți în numele unui terț, a obținut și înregistrat dovezi satisfăcătoare care permit verificarea identității terțului, astfel cum este prevăzut de legislația aplicabilă privind combaterea spălării banilor;
- (m) nu este, și nu subscrie în calitate de reprezentant sau agent pentru, o persoană care este sau poate fi menționată în oricare dintre secțiunile 67, 70, 93 și 96 din Legea finanțelor din 1986 (certificate de depozit și servicii de compensare);
- (n) în cazul în care Investitorul Instituțional este în Marea Britanie, acesta este un „investitor calificat”, astfel cum este definit la Articolul 2 (e) din Regulamentul privind Prospectul, care face parte din dreptul intern al Regatului Unit în temeiul Legii Uniunii Europene (privind Retragera) din 2018 („**Regulamentul privind Prospectul din Regatul Unit**”), care este, de asemenea: (1) o persoană care are o experiență profesională în domeniul investițiilor care se încadrează în definiția „profesioniști în domeniul investițiilor” din Articolul 19(5) din Legea privind Serviciile și Piețele Financiare din 2000,



Ordinul (privind Promovarea Financiară) din 2005 („**Ordinul privind Promovarea Financiară**”); sau (2) o companie cu venituri ridicate, asociație fără personalitate juridică sau agent de trust al unui trust de înaltă valoare astfel cum este descris în Articolul 49(2) din Ordinul privind Promovarea Financiară, sau este în alt mod o persoană căreia i se poate comunica o invitație sau un îndemn de a se implica în activitatea de investiții fără ca acest lucru să contravină Ordinului privind Promovarea Financiară;

- (o) Investitorul Instituțional este răspunzător pentru orice taxă de capital, taxă de timbru, taxă de rezervă pentru taxa de timbru (*SDRT*) și toate celelalte taxe de timbru, de emisiune, de valori mobiliare, de transfer, de înregistrare, documentare sau alte taxe sau impozite (inclusiv orice dobândă, amendă sau penalități aferente) care trebuie plătite de către acesta sau de către orice altă persoană pentru achiziționarea de către acesta a oricăror Acțiuni Oferite sau pentru acordul său de a achiziționa orice Acțiuni Oferite;
- (p) dacă Investitorul Instituțional achiziționează Acțiunile Oferite în calitate de fiduciar sau agent pentru unul sau mai multe conturi de investitori, acesta declară că deține putere de decizie discreționară și exclusivă în ceea ce privește investiția cu privire la fiecare dintre aceste conturi și că are puteri depline de a da confirmările, declarațiile și acordurile de mai sus cu privire la fiecare dintre aceste conturi;
- (q) descărcarea oricărui material de pe pagina web a Grupului în legătură cu Oferta (i) este pe riscul propriu al Investitorului Instituțional, iar Investitorul Instituțional va fi singurul răspunzător pentru orice daune sau pierdere de date care rezultă în urma descărcării oricărui material și (ii) oricare astfel de material va fi utilizat exclusiv în scop personal și nu va fi distribuit în sau pe teritoriul Statelor Unite, Australiei, Canadei sau Japoniei sau către orice altă persoană indiferent unde este situată sau unde își are reședința;
- (r) în cazul unei persoane care confirmă oricărui Manager un acord de cumpărare a Acțiunilor Oferite în numele unui Investitor Instituțional care este o persoană juridică, respectiva persoană declară și garantează că are autoritatea de a face acest lucru în numele Investitorului Instituțional; și
- (s) Societatea, Acționarul Vanzător și Managerii se vor baza pe veridicitatea și exactitatea declarațiilor, garanțiilor și angajamentelor de mai sus.

Diverse

Drepturile și măsurile reparatorii ale Acționarului Vanzător, ale Societății și ale Managerilor în baza acestor Termeni și Condiții vin în completarea oricăror drepturi și măsuri reparatorii de care aceștia ar dispune altfel, iar exercitarea sau exercitarea parțială a oricăruia dintre aceste drepturi și măsuri nu va împiedica exercitarea celorlalte.

Contractul de cumpărare a Acțiunilor Oferite și numirile și autorizările menționate în prezentul Prospect vor fi guvernate de, și interpretate în conformitate cu, legea engleză. În beneficiul exclusiv al Societății, al Acționarului Vanzător și al Managerilor, fiecare investitor se supune în mod irevocabil jurisdicției exclusive a instanțelor engleze în legătură cu aceste aspecte. Acest lucru nu împiedică formularea unei acțiuni împotriva unui investitor în orice altă jurisdicție.

Termeni și Condiții aplicabile Investitorilor de Retail

Fiecare Investitor de Retail este de acord cu fiecare dintre Societatea, Acționarul Vanzător și Managerii să fie ținut să respecte acești Termeni și Condiții ca fiind termenii și condițiile în baza cărora Acțiunile Oferite vor fi vândute respectivului Investitor de Retail în cadrul Ofertei.

Acordul Investitorilor de Retail de a achiziționa Acțiunile Oferite

Sub rezerva anumitor condiții, fiecare Investitor de Retail este de acord să achiziționeze Acțiunile Oferite care i-au fost alocate la Prețul Final de Ofertă sau la Prețul Final de Ofertă Redus, după caz. Numărul Acțiunilor Oferite alocate Investitorilor de Retail în cadrul Ofertei va fi în conformitate cu aranjamentele descrise în secțiunea „*Subscriere și Vânzare – Alocarea Acțiunilor Oferite – Alocarea Acțiunilor Oferite în cadrul Tranșei Investitorilor de Retail*”.

În măsura maximă permisă de lege, fiecare Investitor de Retail confirmă și este de acord că nu va fi îndreptățit să exercite niciun drept de anulare sau încetare ori, sub rezerva oricăror drepturi legale, de retragere a subscrierii pentru Acțiunile Oferite în cadrul Ofertei, sau de retragere în alt mod din acest angajament.

Prin subscrierea pentru Acțiunile Oferite în cadrul Tranșei Investitorilor de Retail, fiecare Investitor de Retail:



- (i) se ofera să achiziționeze la Prețul Final de Ofertă sau la Prețul Final de Ofertă Redus, după caz numărul de Acțiuni Oferite alocate, sub rezerva prevederilor Prospectului, inclusiv acestor Termeni și Condiții, termenilor subscrierii Investitorului de Retail, notificării privind prețul, oricărui supliment la Prospect și Noului Act Constitutiv;
- (ii) ia la cunoștință și este de acord ca, în cazul în care Societatea are obligația de a publica un supliment la Prospect, fiecare Investitor de Retail care a scris pentru Acțiuni Oferite în cadrul Ofertei va avea o perioadă de cel puțin două (2) Zile Lucrătoare după publicarea suplimentului la Prospect în cadrul căreia va putea să își retragă oferta de a achiziționa Acțiuni Oferite în cadrul Ofertei, dar dacă respectiva subscriere nu este retrasă (prin intermediul unui formular de retragere a acceptului de a subscrie deus la același Manager/Participant Eligibil la care a fost realizată subscrierea) în perioada corespunzătoare menționată în suplimentul la Prospect, atunci orice ofertă de a subscrie Acțiuni Oferite în cadrul Ofertei va rămâne valabilă și obligatorie;
- (iii) ia la cunoștință și este de acord ca, în cazul unei creșteri a Intervalului Prețului de Ofertă, Investitorii de Retail vor avea un drept statutar să își retragă subscrierile, dar dacă subscrierea pentru Acțiunile Oferite nu este retrasă (prin intermediul unui formular de retragere acceptului de a subscrie deus la același Manager/Participant Eligibil la care a fost realizată subscrierea) în perioada corespunzătoare menționată în suplimentul la Prospect, (1) atunci subscrierea acestora pentru Acțiunile Oferite efectuată în cadrul Ofertei va rămâne valabilă și obligatorie pentru numărul de Acțiuni Oferite egal cu cel mai apropiat număr natural (aproximat prin scădere), rezultat din împărțirea sumei menționate în Dovadă de Plată inițială a acestora sau transferate în Contul/Conturile Colectoare respective (după caz), la Prețul Final de Ofertă (dacă Prețul Final de Ofertă este mai mare decât limita superioară a Intervalului Prețului de Ofertă inițial), mai puțin (2) în cazul în care este furnizată o Dovadă a Plății suplimentară sau sunt asigurate sumele suplimentare necesare care urmează să fie transferate în Contul Colector respectiv pentru diferența dintre numărul de Acțiuni Oferite subscribe înmulțit cu limita superioară a Intervalului Prețului de Ofertă modificat și numărului de Acțiuni Oferite subscribe și limita superioară a Intervalului Prețului de Ofertă inițial;
- (iv) este de acord ca, în cazul în care subscrierea este diminuată în urma alocării *pro rata*, Investitorul de Retail va primi Acțiuni Oferite ce reprezintă mai puțin de întreaga valoare (pe baza Prețului Final de Ofertă sau a Prețului Final de Ofertă Redus, după caz) a sumei pe care a investit-o;
- (v) este de acord ca, sub rezerva oricăror drepturi legale de retragere, subscrierile Investitorilor de Retail pentru Acțiunile Oferite sunt irevocabile, nu pot fi revocate sau retrase decât în cazul unui supliment;
- (vi) este de acord, la cererea Managerilor, să divulge imediat în scris informațiile pe care aceștia le pot solicita în legătură cu subscrierea Investitorului de Retail respectiv;
- (vii) ia la cunoștință și este de acord ca, dacă subscrierea Investitorului de Retail pentru achiziția de Acțiuni Oferite nu respectă toate condițiile menționate în secțiunea „*Subscriere și Vânzare – Subscrierea Acțiunilor Oferite de Investitorii de Retail*” (inclusiv, fără a se limita la acestea, forma și conținutul subscrierii și/sau ale Dovezii de Plată, calendarul, locurile de depunere, etc. menționate în aceasta), subscrierea să poate fi respinsă de Managerul sau de Participantul Eligibil prin care s-a făcut subscrierea. În aceste circumstanțe, decizia respectivului Manager sau a Participantului Eligibil de a respinge sau de a considera subscrierea ca fiind valabilă va fi definitivă și obligatorie pentru Investitorul de Retail. Nici Societatea, nici Acționarul Vanzător sau Managerii, nici vreunul dintre respectivii lor directori, agenți sau angajați nu își vor asuma nicio răspundere pentru orice astfel de decizie și nicio pretenție nu va fi formulată împotriva oricăror aceste persoane în legătură cu neprimirea de către respectivul Investitor de Retail a Acțiunilor Oferite sau pentru orice pierdere care rezultă din respectiva neprimire.



Declarații și garanții din partea Investitorilor de Retail

Fără a aduce atingere oricărei alte declarații sau garanții date de Investitorii de Retail în considerarea celorlalte secțiuni ale acestui Prospect, prin subscrierea pentru Acțiunile Oferite în cadrul Tranșei de Retail, fiecare Investitor de Retail, declară, garantează și confirmă Societății, Acționarului Vanzător și Managerilor că:

- (a) nu are mai puțin de vârsta majoratului (18 ani în România) la data subscrierii sale pentru Acțiunile Oferite în baza Ofertei;
- (b) nici Managerii, nici oricare dintre afiliații acestora și nici vreo persoană care acționează în numele oricăroră dintre aceste persoane nu sunt responsabili pentru sau nu vor avea nicio răspundere pentru vreo informație, declarație sau afirmație conținută în acest Prospect, în notificarea privind prețul sau în orice supliment la Prospect sau orice informație publicată de sau în numele Societății sau orice membru al Grupului și nici Managerii, nici oricare dintre afiliații acestora și nici orice persoană care acționează pe seama oricăroră dintre aceste persoane nu vor fi răspunzătoare pentru nicio decizie a Investitorului de Retail respectiv de a participa la Ofertă pe baza oricărei informații, declarații sau afirmații conținute în acest Prospect, în notificarea privind prețul sau în orice supliment la Prospect sau în alt mod;
- (c) acceptând să cumpere Acțiuni Oferite în baza Ofertei, Investitorul de Retail se bazează pe acest Prospect, pe notificarea privind prețul și pe orice supliment la Prospect care poate fi aprobat, și nicio persoană nu este autorizată în legătură cu Oferta să furnizeze informații sau să facă declarații, altele decât cele conținute în Prospect, în notificarea privind prețul și în orice supliment la Prospect și, dacă sunt furnizate sau făcute, orice informații sau declarații nu trebuie să fie considerate ca fiind autorizate de către Societate, Administratori, Acționarul Vanzător, oricare dintre Manageri sau orice altă persoană.
- (d) Managerii nu fac nicio recomandare Investitorilor de Retail și nu oferă consultanță niciunui dintre aceștia cu privire la oportunitatea sau avantajele oricărei tranzacții pe care o pot încheia în legătură cu Oferta, și fiecare Investitor de Retail confirmă că participarea la Oferta se face cu luarea în considerare a faptului că Managerii acționează în numele Societății și al Acționarului Vanzător și al niciunei alte persoane, iar aceștia nu vor considera nicio altă persoană (indiferent dacă este sau nu un destinatar al acestui document) ca fiind clienții acestora în legătură cu Oferta și nu vor fi răspunzători față de nicio persoană pentru protecția acordată clienților lor și nici pentru consultanța oferită în legătură cu Oferta, cu conținutul acestui Prospect, cu notificarea privind prețul și orice supliment la Prospect sau cu orice tranzacție, aranjamente sau alte aspecte la care se face trimitere în prezentul Prospect;
- (e) a respectat toate legile aplicabile cumpărării de către acesta a Acțiunilor Oferite și Societatea, Acționarul Vanzător sau Managerii sau orice altă persoană nu vor încălca nicio lege ca urmare a acordului respectivului Investitor de Retail de a cumpăra Acțiuni Oferite sau a oricăror acțiuni care rezultă din drepturile și obligațiile respectivului Investitor de Retail în baza acordului acestuia de a cumpăra Acțiunile Oferite și dând această declarație și garanție, Investitorul de Retail confirmă că are cunoștință de restricțiile de vânzare și transfer prevăzute în secțiunea „*Restricții de Vânzare și Transfer*”;
- (f) înțelege că nu a fost întreprinsă și nu se va întreprinde nicio acțiune de către Acționarul Vanzător sau de orice altă persoană într-o jurisdicție, alta decât România, care ar putea permite oferirea către public a Acțiunilor Oferite, sau posesia ori distribuția acestui Prospect, a notificării privind prețul și a oricărui supliment la Prospect în orice țară sau jurisdicție în care este necesară orice acțiune în acest scop;
- (g) întrucât a avut posibilitatea de a obține și de a citi Prospectul, notificarea privind prețul și orice supliment la Prospect, se va considera că Investitorul de Retail a citit toate aceste documente în întregime lor și a luat la cunoștință de toate informațiile referitoare la Societate, Acționarul Vanzător sau orice membru al Grupului și Oferta conținute în Prospect, notificarea privind prețul și orice supliment la Prospect;
- (h) Investitorul de Retail participă la Oferta în conformitate cu restricțiile de vânzare și transfer prevăzute în secțiunea „*Restricții de Vânzare și Transfer*”, inclusiv declarațiile, garanțiile și confirmările cuprinse în aceasta;
- (i) Investitorul de Retail nu este originar din, rezident sau cetățean al Australiei sau Japoniei, nu va oferi, vinde, renunța, transfera sau livra, direct sau indirect, niciuna dintre Acțiunile Oferite în Australia sau Japonia sau niciunei persoane originare din, rezident sau cetățean al Australiei sau Japoniei și confirmă



că Acțiunile nu au fost și nu vor fi înregistrate în conformitate cu legile aplicabile privind valorile mobiliare din Australia sau Japonia și că acestea nu sunt oferite spre vânzare și nu pot fi oferite, vândute, transferate sau livrate, în mod direct sau indirect, în Australia sau Japonia;

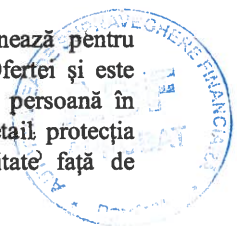
- (j) Investitorul de Retail și-a respectat obligațiile în legătură cu combaterea spălării banilor și finanțării terorismului în temeiul oricărei legislații aplicabile privind combaterea spălării banilor și, în cazul în care efectuează plăți în numele unei terțe părți, acesta a obținut și a înregistrat dovezi satisfăcătoare pentru a verifica identitatea terțului, astfel cum se prevede în legislația aplicabilă privind combaterea spălării banilor;
- (k) orice sume de bani restituite vor fi transferate în contul bancar menționat în subscrierea Investitorului de Retail și orice astfel de documente și sume restituite vor fi transmise pe riscul Investitorului de Retail;
- (l) subscrierea Investitorului de Retail pentru Acțiunile Oferite nu este și nu va fi finanțată folosind fonduri furnizate de o altă persoană în baza unei înțelegeri prin care orice Acțiuni Oferite alocate către Investitorul de Retail sau întreaga sau o parte semnificativă din întreaga valoare a acestor Acțiuni Oferite urmează să fie transferată acestei alte persoane;
- (m) Investitorul de Retail nu este și nu subscrie în numele unei persoane angajate în operațiuni de spălare a banilor, sau despre care știe sau are motive să creadă că este angajată în operațiuni de spălare a banilor;
- (n) este de acord că Societatea, Acționarul Vanzător, Managerii sau orice altă persoană nu vor fi răspunzători pentru nicio pierdere de date în cursul primirii și/sau procesării subscrierilor și nu vor fi răspunzători pentru pierderea sau distrugerea accidentală a oricărei subscrieri sau a oricăror date cu caracter personal referitoare la Investitorul de Retail sau orice pierdere ori daună financiară sau de altă natură care poate rezulta, în mod direct sau indirect, din acestea, inclusiv orice pierdere în legătură cu nealocarea sau nelivrarea oricăror Acțiuni Oferite ca urmare a unei astfel de pierderi sau distrugerii;
- (o) orice descărcare a unui material de pe pagina de internet a Grupului în legătură cu Oferta (i) se face pe propriul risc al Investitorului de Retail și Investitorul de Retail va fi singurul responsabil pentru orice deteriorare sau pierdere de date care rezultă din descărcarea oricărui material și (ii) respectivul material va fi utilizat exclusiv pentru uz personal și nu va fi distribuit în Statele Unite ale Americii, Australia, Canada sau Japonia sau oricărei alte persoane, indiferent de locul în care se află sau își are reședința;
- (p) în cazul unei persoane care confirmă oricărui Manager, în numele unui Investitor de Retail care este o persoană juridică, un acord de cumpărare a Acțiunilor Oferite, persoana respectivă declară și garantează că are autoritatea de a face acest lucru în numele Investitorului de Retail; și
- (q) Societatea, Acționarul Vanzător și Managerii se vor baza pe caracterul adevărat și acuratețea declarațiilor, garanțiilor și angajamentelor de mai sus.

Diverse

Drepturile și măsurile reparatorii ale Acționarului Vanzător, ale Societății și Managerilor în baza acestor Termeni și Condiții vin în completarea oricăror drepturi și măsuri reparatorii de care aceștia ar dispune altfel, iar exercitarea sau exercitarea parțială a unuia dintre aceste drepturi sau măsuri nu va împiedica exercitarea celorlalte.

Toate subscrierile din partea Investitorilor de Retail, acceptarea subscrierilor și contractele care rezultă din acestea vor fi în mod exclusiv guvernate de și interpretate în conformitate cu legea română (sub rezerva aspectelor care fac obiectul contractului cu Managerul sau Participantul Eligibil prin care se face subscrierea, care vor fi guvernate de legea aplicabilă respectivului contract) și fiecare Investitor de Retail se va supune în mod irevocabil jurisdicției exclusive a instanțelor române și va accepta că nicio prevedere nu va limita dreptul Societății, al Acționarului Vanzător sau al Managerilor de a intenta orice acțiune, proces sau proceduri care rezultă din sau în legătură cu orice astfel de subscrieri, acceptări sau contracte în orice mod permis de lege sau în fața oricărei instanțe competente.

Fiecare Investitor de Retail este de acord și confirmă că niciunul dintre Manageri nu acționează pentru acesta și nici nu îl tratează ca pe un client al lor în baza acceptării unei subscrieri în cadrul Ofertei și este de acord că Managerii acționează pentru Societate și Acționarul Vanzător și pentru nicio altă persoană în legătură cu Oferta și că nu vor avea responsabilitatea de a oferi respectivului Investitor de Retail protecția acordată clienților lor și că niciunul dintre Manageri nu are vreo datorie sau responsabilitate față de



Investitorul de Retail în ceea ce privește prețul Acțiunilor Oferite sau oportunitatea unei investiții în Acțiunile Oferite sau în alt mod în legătură cu Oferta.

Fiecare Investitor de Retail împuternicește Societatea, Acționarul Vanzător și agenții acestora să facă toate demersurile necesare pentru a efectua înregistrarea pe numele său a oricăror Acțiuni Oferite achiziționate de respectivul Investitor de Retail și împuternicește orice reprezentant al Societății și al Acționarului Vanzător să semneze și/sau să completeze orice document de titlu necesar în acest sens.

Întreaga corespondență, toate documentele și remiterile transmise sau livrate către sau de către Investitorii de Retail vor fi transmise sau livrate pe riscul propriu al fiecărui Investitor de Retail.



RECUNOAȘTEREA ȘI EXECUTAREA HOTĂRĂRIILOR JUDECĂTOREȘTI PRONUNȚATE ÎN MATERIE CIVILĂ ȘI COMERCIALĂ

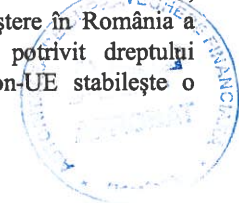
Societatea este înființată conform legislației din România. Anumite persoane menționate în prezentul Prospect sunt rezidente în România și unele entități menționate în prezentul Prospect sunt înființate conform legislației din România. Toate activele sau o parte semnificativă a activelor acestor persoane și entități sunt situate în România. Prin urmare, este posibil ca investitorilor să le fie imposibil:

- să efectueze comunicarea actelor de procedură în alte țări către Societate sau către oricare dintre administratorii și membrii conducerii superioare ai Societății menționați în prezentul Prospect; sau
- să pună în executare, în alte țări, hotărâri judecătorești obținute în instanțele respectivelor țări împotriva Societății sau a oricăruia dintre administratorii și membrii conducerii superioare menționați în prezentul Prospect în orice acțiune sau să obțină recunoașterea acestor hotărâri judecătorești.

România este stat membru al UE. Regulamentul (UE) 1215/2012 al Parlamentului European și al Consiliului privind competența judiciară, recunoașterea și executarea hotărârilor în materie civilă și comercială (reformare) („Regulamentul Bruxelles Reformat”) prevede reciprocitatea recunoașterii și punerii în executare a hotărârilor judecătorești din orice stat membru în toate celelalte state membre.

În prezent, Statele Unite și România nu au încheiat convenții bilaterale sau alte tratate care să prevadă recunoașterea reciprocă și punerea în executare a hotărârilor judecătorești (altele decât cele arbitrale) în materie civilă și comercială. O hotărâre definitivă pentru plata unei sume de bani, pronunțată de o instanță federală sau statală din Statele Unite, în materia răspunderii civile, indiferent dacă este sau nu exclusiv sub incidența legislației federale a SUA privind valorile mobiliare, nu va fi recunoscută sau executată în mod automat în România.

O hotărâre judecătorească pronunțată *in personam* de o instanță dintr-un stat care nu este membru UE cu privire la o anumită sumă de bani, care nu poate fi atacată pentru motive de nulitate absolută sau parțială conform dreptului național al jurisdicției străine („Hotărâre Judecătorească Non-UE”), ar fi recunoscută în România, dacă sunt îndeplinite următoarele condiții: (a) Hotărârea Judecătorească Non-UE este definitivă potrivit legii statului în care a fost pronunțată; (b) instanța care a pronunțat acea Hotărâre Judecătorească non-UE a avut, potrivit legii forului, competența să judece procesul fără însă a fi întemeiată exclusiv pe prezența pârâtului în jurisdicția respectivă ori a unor bunuri ale sale fără legătură directă cu litigiul respectiv; (c) există reciprocitate în ceea ce privește efectele hotărârilor străine între România și statul instanței străine care a pronunțat Hotărârea Judecătorească non-UE care se cere a fi recunoscută; (d) dacă hotărârea s-a pronunțat în lipsa părții care a pierdut procesul, acesteia din urmă i-a fost înmănată în timp util citația de a se înfățișa în instanță pentru termenul de dezbateri în fondul cauzei și actul de sesizare a instanței și i s-a dat posibilitatea de a se apăra și de a exercita calea de atac împotriva Hotărârii Judecătorești non-UE. Recunoașterea unei Hotărâri Judecătorești Non-UE poate fi respinsă în oricare dintre următoarele situații: (a) Hotărârea Judecătorească non-UE este vădit contrară ordinii publice de drept internațional privat român sau este vădit contrară ordinii publice de drept internațional privat român; (b) Hotărârea Judecătorească non-UE este pronunțată într-o materie în care persoanele nu dispun liber de drepturile lor și a fost obținută cu scopul exclusiv de a sustrage cauza incidenței legii aplicabile conform regulilor în materia conflictelor de legi din România; (c) acțiunea sau procedura inițiată între aceleași părți s-a finalizat cu pronunțarea unei hotărâri judecătorești (chiar nedefinitivă) a instanțelor române sau se află în curs de judecare în fața acestora la data sesizării instanței străine care a pronunțat Hotărârea Judecătorească non-UE; (d) Hotărârea Judecătorească non-UE este ireconciliabilă cu o hotărâre pronunțată anterior ei în străinătate care poate fi recunoscută în România; (e) instanțele române aveau competența exclusivă pentru judecarea obiectului Hotărârii Judecătorești non-UE potrivit dreptului procesual civil din România; (f) a fost încălcat dreptul la apărare; și (g) Hotărârea Judecătorească non-UE poate face obiectul unei căi de atac în statul în care a fost pronunțată. Cererea de recunoaștere a hotărârii depusă la instanțele din România trebuie întocmită cu respectarea normelor de drept procesual român și să includă toate documentele necesare. În plus, recunoașterea Hotărârii Judecătorești non-UE nu poate fi refuzată pentru singurul motiv că instanța străină care a pronunțat Hotărârea Judecătorească non-UE a aplicat o altă lege decât legea care s-ar fi aplicat potrivit regulilor din România care reglementează conflictul de legi, cu excepția situației în care procesul privește starea civilă și capacitatea unui cetățean român, iar soluția adoptată diferă de cea la care s-ar fi ajuns potrivit legii române. O Hotărâre Judecătorească non-UE poate fi pusă în executare în România în baza unei hotărâri definitive a unei instanțe române competente care să încuviințeze punerea în executare, numai dacă: (i) sunt îndeplinite condițiile menționate mai sus pentru procedura de recunoaștere în România a Hotărârii Judecătorești non-UE; (ii) Hotărârea Judecătorească non-UE este executorie potrivit dreptului jurisdicției unde a fost pronunțată; (iii) în cazul în care o Hotărâre Judecătorească non-UE stabilește o



obligatie care izvorăște în baza unui act normativ străin privind regimul fiscal, există reciprocitate cu privire la efectele produse de hotărârile străine în materia fiscală respectivă între România și jurisdicția străină în care s-a pronunțat Hotărârea Judecătorească non-UE a cărei recunoaștere și punere în executare se au în vedere; (iv) punerea în executare a unei astfel de Hotărâri Judecătorești non-UE nu constituie, direct sau indirect, punerea în executare a legilor penale străine; (v) dreptul de a cere executarea silită nu este prescris potrivit prevederilor privind prescripția dreptului de a cere executarea silită din legea română; și (vi) cererea de încuviințare a executării în fața instanțelor române a fost formulată în mod legal în conformitate cu normele de procedură din România și conține toate documentele necesare în acest scop.

O hotărâre judecătorească pronunțată într-un stat membru al UE, altul decât România, („**Hotărâre Judecătorească UE**”) este recunoscută de drept în România fără nicio procedură specială. O astfel de recunoaștere este respinsă la cererea oricărei părți interesate în următoarele situații: (a) o astfel de recunoaștere contravine în mod vădit ordinii publice din România; (b) dacă Hotărârea Judecătorească UE s-a pronunțat în lipsa părții care a pierdut procesul, iar pârâtului nu i-a fost înmănat în timp util actul de sesizare a instanței sau un document echivalent actului de sesizare astfel încât să îi permită acestuia să își pregătească apărarea, cu excepția situației în care pârâtul nu a exercitat o cale de atac împotriva hotărârii atunci când a avut posibilitatea să o facă; (c) este ireconciliabilă cu o hotărâre pronunțată într-un litigiu judecat între aceleași părți în România; (d) este ireconciliabilă cu o hotărâre anterioară pronunțată într-un stat membru al UE (altul decât România) sau într-un stat terț între aceleași părți și cu privire la aceeași cauză, cu condiția ca hotărârea judecătorească anterioară să îndeplinească condițiile necesare pentru a fi recunoscută în România; și (e) Hotărârea Judecătorească UE contravine prevederilor Regulamentului (UE) nr. 1215/2012 al Parlamentului European și al Consiliului privind competența judiciară, recunoașterea și executarea hotărârilor în materie civilă și comercială („**Regulamentul nr. 1215/2012**”) care reglementează competența jurisdicțională în legătură cu aspecte privind asigurarea, competența asupra contractelor încheiate cu consumatorii și a contractelor individuale de muncă și competența exclusivă.

O Hotărâre Judecătorească UE poate fi pusă în executare în România în conformitate cu Regulamentul nr. 1215/2012 fără a fi necesară nicio hotărâre a unei instanțe române competente care să aprobe executarea numai dacă: (i) poate fi pusă în executare în statul membru al UE în care a fost pronunțată Hotărârea Judecătorească UE; (ii) se depune la instanța română competentă o copie a Hotărârii Judecătorești UE care să îndeplinească condițiile necesare pentru stabilirea autenticității; (iii) se depune la instanța română competentă un certificat în original eliberat de instanța din statul membru UE respectiv care să aibă în mod substanțial forma prevăzută în Anexa I a Regulamentului (CE) nr. 1215/2002 și niciuna dintre condițiile de mai sus care nu permit recunoașterea unei Hotărâri Judecătorești UE să nu fie incidentă; (iv) în situația în care Hotărârea Judecătorească UE impune o obligație de plată periodică cu titlul de penalizare (inclusiv, însă fără a se limita la dobânzile de penalizare), valoarea plății a fost stabilită definitiv de instanțele din statul membru UE de origine; și (v) dreptul de a cere executarea hotărârii definitive nu este prescris.



ASPECTE JURIDICE

Asupra anumitor aspecte juridice în legătură cu Oferta se va pronunța, în numele Societății, în ceea ce privește dreptul român, Dentons Europe – Zizzi-Caradja și Asociații SPARL, iar în ceea ce privește legislația engleză și legislația federală a SUA privind valorile mobiliare, Dentons UK and Middle East LLP.

Asupra anumitor aspecte juridice în legătură cu Oferta se vor pronunța, în numele Managerilor, Clifford Chance Badea SPRL, Clifford Chance LLP și Clifford Chance Partnerschaft MBB, în ceea ce privește legislațiile României, Angliei și SUA.

Asupra anumitor aspecte juridice în legătură cu Oferta se va pronunța, în numele Acționarului Vanzător, în ceea ce privește dreptul român, Filip SCA, iar în ceea ce privește legislația engleză, Linklaters LLP.



AUDITORII INDEPENDENȚI

Situațiile financiare consolidate ale Societății la datele de 31 decembrie 2022, 2021 și 2020 și pentru fiecare an al perioadei de trei ani încheiate la 31 decembrie 2022, incluse în Prospect, au fost auditate de KPMG Audit SRL, auditori independenți, așa cum reiese din raportul acestora inclus în prezentul document, care include un paragraf privind evidentierea unor aspecte, care face referire la baza întocmirii situațiilor financiare consolidate în legătura cu oferta publică inițială.

În legătură cu Situațiile Financiare Consolidate Interimare Simplificate Neauditate pentru perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2023 incluse în prezentul prospect, KPMG Audit SRL a raportat că au aplicat proceduri limitate în conformitate cu standardele profesionale privind misiunile de revizuire. Cu toate acestea, raportul auditorilor independenți privind revizuirea situațiilor financiare consolidate interimare simplificate pentru perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2023, inclus în prezentul prospect, care include un paragraf de evidentiere a unor aspecte privind faptul că cifrele corespondente nu au fost auditate sau revizuite, prevede că aceștia nu au auditat și nu au exprimat o opinie cu privire la situațiile financiare consolidate interimare. În consecință, gradul de încredere în raportul acestora privind asemenea informații ar trebui să fie restrâns având în vedere caracterul limitat al procedurilor de revizuire aplicate.

KPMG Audit SRL are sediul în România, Șoseaua București-Ploiești nr. 89A, 013685 București, număr de înregistrare la Registrul Comerțului J40/4439/2000, cod unic de înregistrare 12997279, înregistrat în Registrul public electronic al auditorilor financiari și firmelor de audit cu numărul FA9.



INFORMAȚII GENERALE

Listare și tranzacționare

Se preconizează că Acțiunile vor fi admise la tranzacționare pe piața reglementată a Bursei de Valori București la data de 12 iulie 2023 sau în jurul acestei date. Numerele de identificare a valorilor mobiliare și simbolurile de tranzacționare ale Acțiunilor Oferite se anticipează să fie următoarele: ISIN Acțiuni: RO4Q0Z5RO1B6; Simbolul de tranzacționare al Acțiunilor la Bursa de Valori București: „H2O”.

Autorizații

Societatea a obținut toate acordurile, aprobările și autorizațiile de la autoritățile din România în legătură cu Admiterea la tranzacționare a Acțiunilor pe piața reglementată a Bursei de Valori București. În mod particular, Admiterea la tranzacționare a Acțiunilor pe piața reglementată a Bursei de Valori București a fost aprobată prin hotărârea nr. 3 din 31 martie 2022 a adunării generale a acționarilor Societății, în timp ce Oferta a fost aprobată prin hotărârea nr. 3 datată 15 noiembrie 2022 a adunării generale a acționarilor Acționarului Vanzător.

Documente disponibile pentru consultare

Copiile următoarelor documente vor fi disponibile pentru consultare, cu titlu gratuit, pe pagina de internet a Societății: www.hidroelectrica.ro și, în timpul programului obișnuit de lucru, în orice zi lucrătoare, la sediul social al Societății, de la data publicării acestui Prospect și până la Data Listării:

- prezentul Prospect;
- Actul Constitutiv al Societății și Noul Act Constitutiv al Societății;
- Situațiile Financiare Consolidate Auditate, inclusiv raportul auditorului independent cu privire la acestea; și
- Situațiile Financiare Consolidate Interimare Simplificate Neauditare.

Sediul social al Societății este situat la adresa Bd. Ion Mihalache nr. 15-17, etajele 10-15, București, sector 1, România.

Prețul Final de Ofertă

Acțiunile sunt emise cu o valoare nominală de 10 RON fiecare. Acțiunile sunt vărsate integral, vezi secțiunea „Decontare și transfer”.

Prețul Final de Ofertă va fi stabilit în conformitate cu secțiunea „Subscriere și vânzare” – „Preț” – „Prețul Final de Ofertă”. Rezultatele Ofertei vor fi comunicate către ASF și Bursei de Valori București în termen de cinci zile lucrătoare de la închiderea Ofertei. Rezultatele Ofertei vor fi publicate în limba română și în limba engleză, pe pagina de internet a Societății <https://www.hidroelectrica.ro>, pe pagina de internet a Acționarului Vanzător www.fondulproprietatea.ro și pe pagina de internet a Bursei de Valori București www.bvb.ro, în termen de cel mult cinci zile lucrătoare de la închiderea acesteia.

Modificări semnificative

Cu excepția celor descrise în secțiunea „Prezentarea și analiza conducerii asupra situației financiare și rezultatelor operațiunilor – Evoluții și tendințe recente”, nu au existat modificări semnificative ale poziției financiare a Grupului din 31 martie 2023.

Filiale

La data prezentului Prospect, Societatea are o singură filială, respectiv SOCIETATEA DE SERVICII HIDROENERGETICE HIDROSERV S.A. (S.S.H. Hidro serv S.A.).

Informații care nu se aplică Prospectului conform Anexei 1 și Anexei 11 din Regulamentul Delegat (UE) 2019/980 al Comisiei din 14 martie 2019 de completare a Regulamentului (UE) 2017/1129 al Parlamentului European și al Consiliului în ceea ce privește formatul, conținutul, verificarea și aprobarea prospectului care trebuie publicat în cazul unei oferte publice de valori mobiliare sau al admiterii de valori mobiliare la tranzacționare pe o piață reglementată și de abrogare a Regulamentului (CE) nr. 809/2004 al Comisiei



Următoarele secțiuni ale Anexelor 1 și 11 din Regulamentul Delegat (UE) 2019/980 al Comisiei, în baza căruia a fost întocmit prezentul Prospect, nu se aplică Societății și/sau Acțiunilor:

- Anexa 1: 2.2, 5.5, 11.1, 11.2, 11.3, 15.2, 15.3, 16.3, 16.4, 18.1.2, 18.1.5, 18.2.1, 18.3.1a, 18.3.2, 18.3.3, 18.4.1, 19.1.2, 19.1.3, 19.1.4, 19.1.5, 19.1.6, 19.2.2, 19.2.3
- Anexa 11: 1.4, 4.6, 4.7, 4.10, 4.12, 5.1.10, 5.3.3, 5.3.4, 5.4.2, 6.2, 6.3, 6.4, 9, 10.2



DEFINIȚII ȘI GLOSAR SELECTIV DE TERMENI

A Treia Directivă UE privind Energia Electrică	al Treilea Pachet Legislativ în Domeniul Energetic, care cuprinde Directiva 2009/72/CE privind normele comune pentru piața internă a energiei electrice și de abrogare a Directivei 2003/54/CE
ACER	Agenția pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare din domeniul Energiei
Acord OPCOM de Raportare	Acordul privind raportarea și accesarea de date încheiat cu OPCOM
Acord REMIT	Acordul de raportare a datelor REMIT încheiat cu Bursa Română de Mărfuri S.A.
Act Constitutiv	Actul Constitutiv al Societății, în vigoare în prezent.
Acționarul Vânzător	Fondul Proprietatea S.A.
Acțiunile	Acțiuni ordinare existente din capitalul social al Societății fiecare dintre acestea fiind emise și vărsate integral, cu o valoare nominală de 10 lei și conferind dreptul la un vot în cadrul adunărilor generale ale acționarilor.
Acțiunile Oferite	Acțiunile care fac obiectul Ofertei, în număr de până la 78.007.110 Acțiuni oferite de Acționarul Vânzător.
Acțiunile Supra-alocate	Acțiunile Oferite suplimentare până la maxim 15% din numărul total de Acțiuni Oferite în cadrul Ofertei pentru care Managerii au opțiunea de a găsi cumpărători prin intermediul Opțiunii de Supraalocare
ADGM	Piața Globală din Abu Dhabi
Admiterea	admiterea Acțiunilor la tranzacționare pe Piața Reglementată a Bursei de Valori București
AGA sau Adunarea Generală a Acționarilor	Adunarea Generală a Acționarilor, care poate fi fie Adunarea Generală Ordinară a Acționarilor („AGOA”), fie Adunarea Generală Extraordinară a Acționarilor („AGEA”)
Agentul de Stabilizare	Erste Group Bank AG (acționând în mod direct sau prin Banca Comercială Română S.A.)
amenajare hidroenergetică sau AHE	Amenajare hidroenergetică
AMS	Autoritatea Monetară din Singapore
ANAF	Agencia Națională de Administrare Fiscală
ANAR	Administrația Națională Apele Române
ANRE	Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei
ANSPDCP	Autoritatea Națională de Supraveghere a Prelucrării Datelor cu Caracter Personal
APM	măsuri alternative de performanță, astfel cum sunt definite în Orientările ESMA privind măsurile alternative de performanță din data de 5 octombrie 2015 și orientări suplimentare publicate de către ESMA până la data prezentului Prospect.
ARSF	Autoritatea de Reglementare a Serviciilor Financiare a Pieței Globale din Abu Dhabi
ASF	Autoritatea de Supraveghere Financiară.
ASIC	Comisia Australiană pentru Valori Mobiliare și Investiții
AVMM	Autoritatea pentru Valori Mobiliare și Mărfuri a EAU
Banca Centrală din EAU	Banca Centrală a Emiratelor Arabe Unite
BNR	Banca Națională a României
BRD	BRD – Groupe Societe Generale S.A.



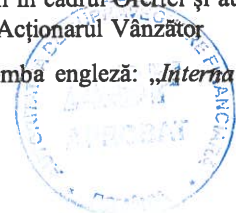
BRM	Bursa Română de Mărfuri S.A.
BTCP	BT Capital Partners
Bunuri din Domeniul Public	Amenajările hidroenergetice (precum baraje, diguri, ecluze, lacuri de acumulare) și terenurile pe care sunt amplasate acestea, care au fost concesionate de către Ministerul Societății
Bursa de Valori București sau BVB	Bursa de Valori București S.A.
CADP	Certificate de atestare a dreptului de proprietate, care constituie acte de proprietate (de natură administrativă) emise de autoritățile române
CASS	contribuție de asigurări sociale de sănătate
CCEE	Contract bilateral de achiziție a energiei electrice negociat direct (în engleză: <i>Power Purchase Agreement</i>)
CCEE cu Nuclearelectrica	Contractul bilateral de vânzare-cumpărare nr. 20222643 din 30 septembrie 2022 încheiat cu Nuclearelectrica
CCR	Consiliul Concurenței din România
CDR (UE) 2017/590	Regulamentul delegat (UE) 2017/590 al Comisiei din 28 iulie 2016 de completare a Regulamentului (UE) nr. 600/2014 al Parlamentului European și al Consiliului în ceea ce privește standardele tehnice de reglementare pentru raportarea tranzacțiilor către autoritățile competente
CE	Comisia Europeană.
CEH	Complexul Energetic Hunedoara
centrală hidroelectrică, hidrocentrală sau CHE	Centrale hidroelectrice
CEO	Director General Executiv
Cerințele MiFID II privind Guvernanța Produsului	MiFID II, Articolele 9 și 10 din Directiva delegată (UE) 2017/593 a Comisiei de completare a MiFID II; și măsurile de punere în aplicare la nivel național
CFD	Contracte pentru diferență
CHEMP	Centrale hidroenergetice de capacitate mică
Codeținătorii Registrului de Subscrieri	Banca Comercială Română S.A., Barclays Bank Ireland PLC, BofA Securities Europe SA, UBS Europe SE, UniCredit Bank AG Milan Branch și WOOD & Company Financial Services, a.s.
Codul de Guvernanță Corporativă al BVB	Codul de Guvernanță Corporativă al Bursei de Valori București
Codul Etic	Codul Etic al Societății
Codul Fiscal al SUA	Codul Fiscal din 1986 (în limba engleză: „ <i>Internal Revenue Code of 1986</i> ”), cu modificările ulterioare
CONEL	Compania Națională de Electricitate CONEL S.A.
Consiliul de Supraveghere	Consiliul de supraveghere al Societății
Contract de Împrumut de Acțiuni	contract de împrumut de acțiuni care va fi încheiat între Managerul de Stabilizare, Agentul de Stabilizare și Banca Comercială Română S.A., la data Prospectului sau în jurul acestei date
Contractele de Modernizare	contracte în legătură cu achiziționarea de lucrări și servicii de modernizare, reabilitare și re tehnologizare privind instalațiile și construcțiile electrice încheiate de către Societate
Contractul de Concesiune	Contractul de concesiune nr. 171 din data de 27 decembrie 2004 încheiat între Ministerul Economiei și Comerțului, în calitate de concedent, și Societate, în calitate de concesionar

Contractul de Intermediere	Contractul de intermediere va fi încheiat la data sau în jurul datei acestui Prospect între Acționarul Vânzător, Societate și Managerii în legătură cu vânzarea și oferta de Acțiuni Oferite
Contractul de Restricționare	Contractul de interdicție de înstrăinare dintre Ministerul Energiei și Managerii încheiat în jurul datei prezentului Prospect
Contractul MACEE	Contractul-cadru de vânzare-cumpărare de energie electrică încheiat între Societate și OPCOM ca urmare a participării la MACEE
Contractul privind Stabilirea Prețului	Contractul privind stabilirea prețului încheiat între Societate, Acționarul Vânzător și Managerii după finalizarea procesului de <i>bookbuilding</i> a Ofertei
Conturi de Stabilizare	Conturi de investiții deschise la Managerul de Stabilizare sau la o altă persoană indicată de Managerul de Stabilizare.
Conversia Numerarului Ajustată	Numerarul net din activitatea de exploatare împărțit la EBITDA Ajustata
Coordonatorii Globali Comuni	Citigroup Global Markets Europe AG, Erste Group Bank AG, Jefferies GmbH, și Morgan Stanley Europe SE
CPC	Casă de compensare/contraparte centrală.
Creditul BRD	contractul de facilitate de credit la termen negarantat nr. 30/8130/2021, acordat cu scopul finanțării achiziției anumitor societăți țintă cu activități în domeniul energiei regenerabile și al finanțării unor active și capacități din domeniul energiei regenerabile încheiat între Societate, în calitate de debitor, și BRD – Groupe Societe Generale S.A., în calitate de creditor și agent, la data de 4 martie 2021
Crucea Wind Farm	Parcul eolian Crucea cu o capacitate instalată de 108 MW constând în 36 turbine Vestas tip V112 a câte 3 MW fiecare, localizat în județul Constanța, România
CSAT	Consiliul Suprem de Apărare a Țării
CSR	Responsabilitate socială corporativă
Data Alocării	5 iulie 2023
Data decontării	10 iulie 2023
Data Listării	Data de 12 iulie 2023 când toate Acțiunile sunt preconizate să fie admise la tranzacționare pe piața reglementată a Bursei de Valori București
Data Tranzacției	6 iulie 2023
Datoria Netă/(Numerar) Ajustat	împrumuturi bancare și datorii aferente contractelor de leasing <i>minus</i> numerar și echivalente de numerar și investiții pe termen scurt (investiții în depozite și obligațiuni guvernamentale)
Depozitarul Central din România	Depozitarul Central S.A.
DFSA	Autoritatea pentru Servicii Financiare din Dubai din Centrul Financiar Internațional Dubai
DIFC	Centrul Financiar Internațional Dubai
Directiva 2009/72	Directiva 2009/72/CE a Parlamentului European și al Consiliului din 13 iulie 2009 privind normele comune pentru piața internă a energiei electrice și de abrogare a Directivei 2003/54/CE
Directiva 2012/27/UE privind Eficiența Energetică	Directiva 2012/27/UE privind eficiența energetică, de modificare a Directivelor 2009/125/CE și 2010/30/UE și de abrogare a Directivelor 2004/8/CE și 2006/32/CE
Directiva 2019/944	Directiva (UE) 2019/944 a Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019 privind normele comune pentru piața internă de energie electrică și de modificare a Directivei 2012/27/UE (reformare)

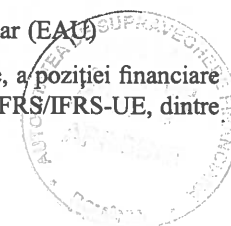
Directiva Cadru Apă	Directiva 2000/60/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 23 octombrie 2000 de stabilire a unui cadru de politică comunitară în domeniul apei, cu modificările și completările ulterioare
Directiva NIS	Directiva 2016/1148/UE a Parlamentului European și a Consiliului din 6 iulie 2016 privind măsuri pentru un nivel comun ridicat de securitate a rețelelor și a sistemelor informatice în Uniune
Directiva privind Piețele Instrumentelor Financiare	Directiva 2014/65/UE a Parlamentului European și a Consiliului din 15 mai 2014 privind piețele instrumentelor financiare și de modificare a Directivei 2002/92/CE și a Directivei 2011/61/UE
Directoratul	Directoratul Societății
Dovada a Plății	Unul dintre documentele precizate în secțiunea „ <i>Subscriere și Vânzare</i> ” care trebuie să însoțească Formularul de Subscriere
EAU	Emiratele Arabe Unite
EBITDA	este definită ca profitul/ (pierderea) înainte de impozitare, înainte de (i) amortizarea imobilizărilor corporale și necorporale și (ii) cheltuieli și venituri din dobânzi
EBITDA Ajustată	EBITDA ajustată cu (a) deprecierea/reversarea deprecierei imobilizărilor corporale și necorporale și (b) câștigul din achiziții de întreprinderi în condiții avantajoase
ECE	O țară de pe piața Europei Centrale și de Est care include Estonia, Letonia, Lituania, Polonia, Germania, Republica Cehă, Slovacia, Ungaria, România, Bulgaria, Slovenia, Croația, Albania, Serbia, Bosnia și Herțegovina, Muntenegru, Kosovo și Macedonia.
ENTSO-E	Rețeaua Europeană a Operatorilor de Transport și de Sistem
ESG	Mediu, responsabilitate socială și guvernanta
ESMA	Autoritatea Europeană pentru Valori Mobiliare și Piețe
EU-ETS	Schema UE de comercializare a certificatelor de emisii
Evaluarea Pieței-Țintă	Proces de aprobare a produsului la care au fost supuse Acțiunile Oferite, prin care s-a stabilit că Acțiunile Oferite sunt: (i) compatibile cu o piață-țintă finală de investitori retail și investitori care îndeplinesc criteriile de clienți profesioniști și contrapărți eligibile, fiecare dintre acești termeni având definiția prevăzută în MiFID II; și (ii) eligibile pentru distribuție prin toate canalele de distribuție permise de MiFID II.
FIEA	Legea privind instrumentele financiare și schimburile de valori mobiliare din Japonia (Legea nr. 25 din 1948, astfel cum a fost modificată)
FinSA	Legea elvețiană privind serviciile financiare
FSMA	Legea privind serviciile și piețele financiare din Marea Britanie din 2000, astfel cum a fost modificată
FSMR	Regulamentul privind Piețele și Serviciile Financiare al ADGM din 2015, astfel cum a fost modificat
GDPR	Regulamentul (UE) 2016/679 al Parlamentului European și al Consiliului privind protecția persoanelor fizice în ceea ce privește prelucrarea datelor cu caracter personal și privind libera circulație a acestor date
Grupul	Societatea și filiala acesteia, S.S.H. Hidroserv S.A.
Grupul de Distribuție	Unitățile Băncii Transilvania, astfel cum se menționează la https://www.bancatransilvania.ro/retea-unitati
HG 1076/2004	Hotărârea de Guvern nr. 1076/2004 privind stabilirea procedurii de realizare a evaluării de mediu pentru planuri și programe



HG 148/2020	Hotărârea de Guvern 148/2020
Hidroserv	Filiala Societății, S.S.H. Hidroserv S.A.
Hotărâre Judecătorească Non-UE	O hotărâre judecătorească pronunțată <i>in personam</i> de o instanță dintr-un stat care nu este membru UE cu privire la o anumită sumă de bani, care nu poate fi atacată pentru motive de nulitate absolută sau parțială conform dreptului național al jurisdicției străine
Hotărâre Judecătorească UE	O hotărâre judecătorească pronunțată într-un stat membru al UE, altul decât România
IAS	Standardele Internaționale de Contabilitate
IFRS	Standardele Internaționale de Raportare Financiară.
IFRS-EU	Standardele Internaționale de Raportare Financiară, în forma adoptată de Uniunea Europeană.
Intermediarii Coordonatori	Auerbach Grayson & Co LLC, BRD – Groupe Société Générale, BT Capital Partners S.A. și SWISS CAPITAL S.A
Investitor de Retail	Orice persoană fizică sau entitate (cu sau fără personalitate juridică) care nu se încadrează în categoria Investitorilor Instituționali.
Investitor Instituțional	(a) un „investitor calificat”, astfel cum este definit acest termen în Articolul 2 (e) din Regulamentul privind Prospectul sau (b) o „contraparte eligibilă” în sensul Directivei 2014/65/UE a Parlamentului European și a Consiliului privind piețele instrumentelor financiare și de modificare a Directivei 2002/92/CE și a Directivei 2011/61/UE (reformare) sau (c) un „investitor calificat” astfel cum este definit în Articolul 2(e) din Regulamentul privind Prospectul, întrucât face parte din dreptul intern al Regatului Unit în virtutea Actului de Retrageră din Uniunea Europeană datat 2018, astfel cum a fost modificat, sau (d) un QIB astfel cum este definit în Regula 144A, sau (e) o instituție echivalentă a cărei subscriere în Ofertă nu ar constitui o încălcare a legii sau reglementării aplicabile și care nu este localizată în nicio jurisdicție în care extinderea sau disponibilitatea Ofertei (și a oricărei alte tranzacții preconizate prin aceasta) ar încălca orice lege sau reglementare aplicabilă;
Investitori calificați	Investitori calificați în sensul Articolului 2 litera (e) din Regulamentul privind Prospectul și care, totodată: (i) au experiență profesională în domeniul investițiilor care se încadrează în prevederile articolului 19 alineatul (5) din Legea privind serviciile și piețele financiare din 2000 (Promovarea Financiară), Ordinul 2005 (în limba engleză: „ <i>Financial Services and Markets Act 2000 (Financial Promotion) Order 2005</i> ”), cu modificările ulterioare („ Ordinul ”) sau (ii) sunt persoane care se încadrează în prevederile articolului 49 alineatul (2) literele (a)-(d) din Ordin sau (iii) sunt persoane cărora este legal în orice alt mod să li se comunice (toate aceste persoane fiind denumite împreună „ persoanele relevante ”)
Investitori Excepțai	Investitori din Australia care sunt în măsură să demonstreze că (i) se încadrează în una sau mai multe dintre categoriile de investitori în temeiul secțiunii 708 din Legea Societăților din 2001 cărora li se poate face o ofertă fără informare potrivit Părții 6D.2 din Legea Societăților din 2001 și (ii) sunt „clienți en gros” în temeiul secțiunii 761 G din Legea Societăților din 2001
Investitorii Principali	Trei grupuri de investitori instituționali români (<i>Cornerstone Investors</i>) care au fost de acord să fie investitorii principali în cadrul Ofertei și au încheiat un acord de investiții cu Societatea și Acționarul Vanzător
IRS	Serviciul de administrare fiscală al SUA (în limba engleză: „ <i>Internal Revenue Service</i> ”)



ISCIR	Inspecția de Stat pentru Controlul Cazanelor, Recipientelor sub Presiune și Instalațiilor de Ridicat
ISIN	Număr internațional de identificare a valorilor mobiliare
JVA	joint venture încheiat între Societate și Masdar la data de 19 martie 2023
JVC	societate mixtă (în engleză: <i>joint venture company</i>)
KPMG	Auditorul statutar, cu sediul social Șoseaua București-Ploiești nr. 89A, 013685, București, înregistrat la Registrul Comerțului cu nr. J40/4439/2000, cod unic de înregistrare RO12997279, înregistrat în Registrul public al auditorilor financiari cu numărul FA9
Legea 220/2008	Legea nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie
Legea 24/2017	Legea nr. 24/2017 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, republicată
Legea 357/2022	Legea 357/2022 privind aprobarea OUG 119/2022
Legea Apelor	Legea apelor nr. 107/1996
Legea Burselor de Valori	Legea Statelor Unite privind Bursele de Valori din 1934 (în limba engleză: „United States Securities Exchange Act of 1934”), cu modificările ulterioare
Legea Energiei	Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012
Legea Mediului	Ordonanța de Urgență a Guvernului nr. 195/2005 privind protecția mediului
Legea privind confidențialitatea în mediul electronic	Legea nr. 506 din 17 noiembrie 2004 privind prelucrarea datelor cu caracter personal și protecția vieții private în sectorul comunicațiilor electronice, astfel cum a fost modificată ulterior
Legea Societăților	Legea nr. 31/1990 privind societățile comerciale a României, cu modificările ulterioare, republicată
Legea Societăților din 2001	Legea Societăților din 2001 (Cth) a Commonwealth-ului Australian, astfel cum a fost modificată
Legea Valorilor Mobiliare	Legea SUA privind Valorile Mobiliare din 1933, (în limba engleză: „U.S. Securities Act of 1933”), cu modificările ulterioare.
LEI	Codul de identificare a entității juridice
Licența 332/2001	Licența Societății nr. 332/2001 pentru exploatarea comercială a capacităților de producere a energiei electrice, inclusiv pentru furnizarea de servicii de sistem, actualizată prin Decizia ANRE nr. 2296 / 2022
Licența de furnizare	Licența Societății nr. 2215 / 2020 pentru furnizarea de energie electrică, acordată prin Decizia ANRE nr. 718/2020
M&A	Fuziuni și achiziții
MACEE	Mecanismul de achiziție centralizată de energie electrică
Manager de Stabilizare	Citigroup Global Markets Europe AG
Manageri	Coordonatorii Globali Comuni, Codeținătorii Registrului de Subscriere și Intermediarii Coordonații
Marja EBITDA	EBITDA împărțit la venituri
Marja EBITDA Ajustată	EBITDA Ajustată împărțit la venituri
Masdar	Abu Dhabi Future Energy Company-PJSC- Masdar (EAU)
Măsuri non-IFRS	Măsuri, valori și rapoarte în analiza activității sale, a poziției financiare și a performanței care nu sunt măsuri definite de IFRS/IFRS-UE, dintre care unele constituie APM



MHC	Microhidrocentrale
MiFID II	Directiva 2014/65/UE privind piețele instrumentelor financiare, cu modificările ulterioare
Ministerul	Ministerul Economiei și Comerțului
NI 31-103	Regulamentul Național 31-103 – Cerințe de înregistrare, scutiri și obligații în curs ale solicitantului înregistrării
NI 33-105	Regulamentul Național 33-105 – Conflicte de intermediere
NI 45-106	Regulamentul Național nr. 45-106 privind scutirile de la cerința prospectului
NIS 2	Directiva UE 2022/2555 a Parlamentului European și a Consiliului din 14 decembrie 2022 privind măsuri pentru un nivel comun ridicat de securitate cibernetică în Uniune, de modificare a Regulamentului (UE) nr. 910/2014 și a Directivei (UE) 2018/1972 și de abrogare a Directivei (UE) 2016/1148
Noul Act Constitutiv	Noul Act Constitutiv al Societății aprobat în data de 22 iunie 2023 de AGEA cu scopul de a pune în aplicare practici și politici de guvernare corporativă adecvate pentru o societate ale cărei acțiuni sunt admise la tranzacționare pe piața reglementată
Oferta	Oferta la care se referă prezentul Prospect
Ofertantul	un acționar care a derulat o ofertă publică de cumpărare adresată tuturor acționarilor și pentru toate deținerile acestora
Ofertă Publică de Preluare Obligatorie	Obligația unei persoane, în conformitate cu Legea 24/2017, care în urma achiziției proprii sau a achiziției de către persoane care acționează în mod concertat cu aceasta, deține valori mobiliare ale unui emitent, care, adăugate la orice dețineri existente ale acesteia și la deținerile de valori mobiliare ale persoanelor care acționează în mod concertat cu aceasta, direct sau indirect, îi conferă mai mult de 33% din drepturile de vot în emitentul respectiv, de a lansa o ofertă publică adresată tuturor deținătorilor de valori mobiliare
OPCOM	Operatorul pieței de energie electrică și gaze naturale din România -OPCOM S.A.
Opțiunea de Supra-alocare	Opțiunea Managerilor de a cumpăra sau de a găsi cumpărători pentru Acțiuni Oferite suplimentare până la maxim 11.701.067
Ordinul	Ordinul 2005 (în limba engleză: „Financial Services and Markets Act 2000 (Financial Promotion) Order 2005”), cu modificările ulterioare
Ordinul privind Promovarea Financiară	Legea privind Serviciile și Piețele Financiare din 2000, Ordinul (privind Promovarea Financiară) din 2005
OSI	Operator de sistem independent
OSIM	Oficiul de Stat pentru Invenții și Mărci.
OTI	Operator de transport independent
OUG 109/2011	Ordonanța de Urgență a Guvernului 109/2011
OUG 118/2021	Ordonanța de Urgență a Guvernului nr. 118/2021 privind stabilirea unei scheme de compensare pentru consumul de energie electrică și gaze naturale pentru sezonul rece 2021-2022, precum și pentru completarea Ordonanței Guvernului nr. 27/1996 privind acordarea de facilități persoanelor care domiciliază sau lucrează în unele localități din Munții Apuseni și în Rezervația Biosferei „Delta Dunării”
OUG 119/2022	OUG 119/2022 pentru modificarea și completarea OUG 27/2022 privind măsurile aplicabile clienților finali din piața de energie electrică și gaze naturale în perioada 1 aprilie 2022 – 31 martie 2023



OUG 153/2022	Ordonanța de Urgență a Guvernului nr. 153/2022 pentru modificarea OUG 27/2022 și OUG 119/2022
OUG 175/2022	Ordonanța de Urgență a Guvernului nr. 175/2022 pentru stabilirea unor măsuri privind obiectivele de investiții pentru realizarea de amenajări hidroenergetice în curs de execuție, precum și a altor proiecte de interes public major care utilizează energie regenerabilă
OUG 192/2022	Ordonanța de Urgență a Guvernului nr. 192/2022 pentru modificarea OUG 27/2022
OUG 27/2022	Ordonanța de Urgență a Guvernului 27/2022 privind măsurile aplicabile clienților finali din piața de energie electrică și gaze naturale în perioada 1 aprilie 2022-31 martie 2023
OUG 57/2007	Ordonanța de urgență a Guvernului 57/2007 privind regimul ariilor naturale protejate, conservarea habitatelor naturale, a florei și faunei sălbatice
OUG 78/2017	Ordonanța de urgență a Guvernului 78/2017
PCBCV	Piața contractelor bilaterale de certificate verzi
PC-OTC	Piața centralizată cu negociere dublă continuă
Perioada de Ofertă	Perioada de Ofertă pentru Acțiunile Oferite care va începe la data de 23 iunie 2023 și se va încheia la data de 4 iulie 2023
Perioada de Stabilizare	30 (treizeci) de zile calendaristice de la listarea Acțiunilor pe piața reglementată a Bursei de Valori București.
PFIC	Societate de investiții străine pasive (în engleză, „ <i>passive foreign investment company</i> ”)
PIB	Produsul Intern Brut.
PNIESC	Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice aprobat de Guvernul României la data de 4 octombrie 2021
PNRR	Planul Redresare și Reziliență a României
Prețul de Referință	450 RON/MWh
Prețul Final de Ofertă	Prețul per Acțiune Oferită la care Acțiunile Oferite vor fi vândute către investitori
Prețul Final de Ofertă Redus	Reducere de 3% din Prețul Final de Ofertă la care au dreptul Investitorii de Retail
Prospectul	Prezentul Prospect, întocmit în conformitate cu Regulamentul privind Prospectul
Provinciile Specificate	provinciile Alberta, British Columbia, Manitoba, Ontario și Quebec
PZU	Piața pentru Ziua Următoare
QEF	Fond de alegere calificată („ <i>qualified electing fund</i> ”)
QIB	„Cumpărători instituționali calificați” în Statele Unite
Raportul Datoria Netă/(Numerar) Ajustat la EBITDA Ajustată	Datoria netă/(Numerar) Ajustat <i>împărțit</i> la EBITDA Ajustată
Raportul Wood Mackenzie	Raportul Pieței Wood Mackenzie din data de 3 martie 2023
Regatul Unit	Regatul Unit al Marii Britanii și Irlandei de Nord.
Registrul	Registrul administrat de Coordonatorii Globali Comuni
Regula 144A	Regula 144A conform Legii Valorilor Mobiliare
Regulamentul (CE) nr. 1228/2003	Regulamentul (CE) nr. 1228/2003 privind condițiile de acces la rețea pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică



Regulamentul ASF nr. 5/2018	Regulamentul ASF nr. 5/2018 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, emis de ASF, cu modificările ulterioare și completările ulterioare.
Regulamentul Bruxelles Reformat	Regulamentul (UE) 1215/2012 al Parlamentului European și al Consiliului privind competența judiciară, recunoașterea și executarea hotărârilor în materie civilă și comercială (reformare)
Regulamentul de Furnizare a Energiei Electrice	Ordinul ANRE 5/2023 privind aprobarea Regulamentului de furnizare a energiei electrice la consumatorii finali
Regulamentul nr. 1215/2012	Regulamentul (UE) nr. 1215/2012 al Parlamentului European și al Consiliului privind competența judiciară, recunoașterea și executarea hotărârilor în materie civilă și comercială
Regulamentul privind Abuzul de Piață	Regulamentul (UE) nr. 596/2014 al Parlamentului European și al Consiliului din 16 aprilie 2014 privind abuzul de piață și de abrogare a Directivei 2003/6/CE a Parlamentului European și a Consiliului și a Directivelor 2003/124/CE, 2003/125/CE și 2004/72/CE ale Comisiei
Regulamentul privind Prospectul	Regulamentul (UE) 2017/1129 din 14 iunie 2017 privind prospectul care trebuie publicat în cazul unei oferte publice de valori mobiliare sau al admiterii de valori mobiliare la tranzacționare pe o piață reglementată, cu modificările ulterioare
Regulamentul privind Prospectul din Regatul Unit	Regulamentul privind Prospectul, care face parte din dreptul intern al Regatului Unit în temeiul Legii Uniunii Europene (privind Retragerea) din 2018
Regulamentul privind Stabilizarea	Regulamentul (UE) nr. 596/2014 al Parlamentului European și al Consiliului privind abuzul de piață și Regulamentul Delegat (UE) 1052/2016 al Comisiei
Regulamentul REMIT	Regulamentul (UE) nr. 1227/2011 al Parlamentului European și al Consiliului din 25 octombrie 2011 privind integritatea și transparența pieței angro de energie
Regulamentul S	Regulamentul S din Legea Valorilor Mobiliare.
Regulamentul TEN-E	Regulamentul (UE) 2022/869 privind liniile directe pentru infrastructurile energetice transeuropene, de modificare a Regulamentelor (CE) nr. 715/2009, (UE) 2019/942 și (UE) 2019/943 și a Directivelor 2009/73/CE și (UE) 2019/944 și de abrogare a Regulamentului (UE) nr. 347/2013
Regulamentul UE 2022/1854	Regulamentul 2022/1854 al Consiliului privind o intervenție de urgență în legătură cu prețurile ridicate la energie
Regulamentul UE privind schimburile transfrontaliere	Regulamentul (CE) nr. 714/2009 privind condițiile de acces la rețea pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică
RENEL	Regia Autonomă de Electricitate
RON	Lei românești.
Schema de sprijin CfD	Schemă de sprijin printr-un mecanism bazat pe contracte pentru diferențe
Scrisoarea de Angajament	angajament irevocabil și necondiționat semnat de către Participanții Eligibili în vederea respectării prevederilor prezentului Prospect și a legii aplicabile, în forma pusă la dispoziție de Banca Comercială Română S.A.
SEC	Comisia pentru Valori Mobiliare și Bursă a Statelor Unite (în engleză, <i>Securities and Exchange Commission</i>)
SEE	Spațiul Economic European.
SEN	Sistemul Energetic Național



SFA	Legea privind Valorile Mobiliare și 2001 a Singapore
SHEN	Sistemul Hidroenergetic și de Navigație
Situațiile Financiare Consolidate Auditare	Situațiile financiare consolidate auditate ale Grupului pentru anii încheiați la 31 decembrie 2022, 2021 și 2020
Situațiile Financiare Consolidate Interimare Simplificate Neauditate	situațiile financiare consolidate interimare simplificate neauditate ale Grupului la data de și pentru perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2023
Societatea, Hidroelectrică sau Emitentul	SOCIETATEA DE PRODUCERE A ENERGIEI ELECTRICE ÎN HIDROCENTRALE "HIDROELECTRICA" S.A., societate pe acțiuni constituită conform legislației din România, înregistrată la Oficiul Registrului Comerțului București sub numărul J40/7426/2000, cod unic de înregistrare 13267213.
SSC	Societate străină controlată
State Membre	Orice stat membru al Uniunii Europene
SUA sau Statele Unite	Statele Unite ale Americii.
TCJA	Legea pentru facilități fiscale și crearea de locuri de muncă din 2017 (în limba engleză: „ <i>Tax Cut and Jobs Act of 2017</i> ”)
Termeni și Condiții	termeni și condiții care se aplică tuturor investitorilor care sunt de acord să cumpere Acțiuni Oferite în cadrul Ofertei
TI	Tehnologia informației
TO	Tehnologia operațională
Transelectrica sau OTS	operatorul național de transport și sistem al energiei electrice
Tranșa Investitorilor de Retail	O Tranșă a Ofertei constând într-un număr inițial de 11.701.067 Acțiuni Oferite (reprezentând 15% din numărul inițial de Acțiuni Oferite) adresată Investitorilor de Retail prin intermediul unei oferte publice în România
Tranșa Investitorilor Instituționali	o Tranșă a Ofertei constând într-un număr inițial de 66.306.043 Acțiuni Oferite (reprezentând 85% din numărul inițial de Acțiuni Oferite) adresată (i) Investitorilor Instituționali din afara Statelor Unite în baza Regulamentului S din Legea Valorilor Mobiliare; și (ii) în Statele Unite, exclusiv persoanelor care sunt considerate în mod rezonabil a fi QIB conform definiției din Regula 144A sau în baza unei alte derogări acordate de la cerințele de înregistrare din Legea Valorilor Mobiliare sau printr-o tranzacție care nu face obiectul acestor cerințe
Tranșă a Ofertei	Fiecare dintre Tranșa Investitorilor de Retail și Tranșa Investitorilor Instituționali.
UE	Uniunea Europeană
Wood Mackenzie	Grupul Wood Mackenzie



SOCIETATEA

SPEEH HIDROELECTRICA SA

Bd. Ion Mihalache nr. 15-17, etajele 10-15, București, România

ACȚIONARUL VÂNZĂTOR

FONDUL PROPRIETATEA S.A.

Strada Buzești nr. 76-80, etajul 7, București, România

COORDONATORI GLOBALI COMUNI

Citigroup Global Markets Europe AG

Reuterweg 16, 6032,
Frankfurt am Main,
Germania

Erste Group Bank AG

Am Belvedere 1, 1100,
Viena,
Austria

Jefferies International Limited

100 Bishopsgate,
EC2N 4 JL,
Londra, Regatul Unit

Jefferies GmbH

Bockenheimer Landstraße 24,
60323 Frankfurt am Main,
Germania

Morgan Stanley Europe SE

Große Gallusstraße 18,
60311 Frankfurt am Main,
Germania

CODEȚINĂTORII REGISTRULUI DE SUBSCRIERI

Banca Comercială Română S.A.

Calea Plevnei 159, Business Garden
București, Clădirea A,
etajul 6, București,
România

Barclays Bank Ireland PLC

One Molesworth Street
Dublin 2
Ireland D02 RF29

BofA Securities Europe SA

51 rue La Boétie
75008 Paris
Franța

UniCredit Bank AG, Milan Branch

Piazza Gae Aulenti, 4
20154 Milan

UBS Europe SE

Bockenheimer Landstrasse 2-4,
OpernTurn, 60306
Frankfurt am Main, Germania

WOOD & Company Financial Services, a.s.

Nam. Republiky 1079/1a, Palladium,
110 00 Prague,
Republica Cehă

INTERMEDIARI COORDONATORI

Auerbach Grayson & Co LLC

20 West 55th Street,
New York, NY 10019,
SUA

BRD – Groupe Societe Generale S.A.

Bd. Ion Mihalache 1-7,
BRD Tower,
Sectorul 1, București,
România

BT Capital Partners S.A.

74-76 Constantin
Brancusi,
Cluj-Napoca, 400347,
România

Swiss Capital S.A.

Bd. Dacia 20, etajul patru,
Romania Offices Building,
Sector 1, 010412,
București,
România



CONSULTANȚII JURIDICI AI SOCIETĂȚII

(în ceea ce privește legislația României)

Dentons Europe – Zizzi-Caradja și Asociații SPARL
The Mark,
Calea Griviței nr. 84-98,
București,
România

(în ceea ce privește legislațiile Angliei și SUA)

Dentons UK and Middle East LLP
One Fleet Place,
London, EC4M 7WS,
Regatul Unit

CONSULTANȚII JURIDICI AI MANAGERILOR

(în ceea ce privește legislația României)

Clifford Chance Badea SPRL
Strada Academiei nr. 28-30,
București,
România

*(în ceea ce privește legislația
Angliei)*

Clifford Chance LLP
10 Upper Bank Street,
Londra E14 5JJ.
Regatul Unit

(în ceea ce privește legislația SUA)

**Clifford Chance Partnerschaft
MBB**
Junghofstrasse 14,
Frankfurt Am Main,
Germania

CONSULTANȚII JURIDICI AI ACȚIONARULUI VÂNZĂTOR

(în ceea ce privește legislația României)

Filip SCA
Strada Gara Herăstrău 2, Clădirea
Equilibrium, Etajul 11,
Sector 2, București,
România

(în ceea ce privește legislația Angliei)

Linklaters
One Silk Street,
London, EC2Y 8HQ

AUDITOR INDEPENDENT

KPMG Audit SRL
Șoseaua București-Ploiești nr.89A,
București,
România



Pentru și în numele

**SOCIETĂȚII DE PRODUCERE A ENERGIEI ELECTRICE IN HIDROCENTRALE
"HIDROELECTRICA" S.A.**

**Directorat SOCIETATEA DE PRODUCERE A ENERGIEI ELECTRICE IN HIDROCENTRALE
"HIDROELECTRICA" S.A.**

Bogdan-Nicolae BADEA

Președinte Directorat

Semnătura:

Marian BRATU
Membru Directorat

Semnătura:

Razvan Ionut PATALIU
Membru Directorat

Semnătura:

Andrei GEREĂ
Membru Directorat

Semnătura:

Cristian VLADOIANU
Membru Directorat

Semnătura:

Departament juridic

Mihai-Radu SAPTEFRATI
Manager Departament

Semnătura:

Pentru și în numele

FONDUL PROPRIETATEA S.A.

Johan MEYER

Reprezentant permanent al Franklin Templeton International Services S.à r.l., administratorul de fond de
investiții alternative și administrator unic al FONDUL PROPRIETATEA S.A.

Semnătura:



INDEX LA SITUAȚIILE FINANCIARE

Situațiile Financiare Consolidate Auditare ale Grupului aferente anilor încheiați la 31 decembrie 2022, 2021 și 2020	F-30
Raportul Auditorului Independent	F-30
Situațiile Consolidate ale Poziției Financiare	F-40
Situațiile Consolidate ale Profitului sau Pierderii și altor Elemente ale Rezultatului Global	F-42
Situațiile Consolidate ale Modificărilor Capitalurilor Proprii	F-44
Situațiile Consolidate ale Fluxurilor de Numerar	F-46
Note la Situațiile Financiare Consolidate	F-48
Situațiile Financiare Consolidate Interimare Simplificate Neauditare ale Grupului la data de și pentru perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2023	F-2
Raportul Auditorului Independent privind Revizuirea Situațiilor Financiare Consolidate Interimare Simplificate	F-2
Situația Consolidată Interimară Simplificată a Poziției Financiare	F-4
Situația Consolidată Interimară Simplificată a Profitului sau Pierderii și altor Elemente ale Rezultatului Global	F-6
Situația Consolidată Interimară Simplificată a Modificărilor în Capitalurile Proprii	F-7
Situația Consolidată Interimară Simplificată a Fluxurilor De Numerar	F-8
Note la Situațiile Financiare Consolidate Interimare Simplificate	F-10



KPMG Audit SRL
Sos. Bucuresti - Ploiesti nr. 89A
Sector 1, Bucuresti
013685, P.O.Box 18 - 191
Tel: +40 372 377 800
Fax: +40 372 377 700
www.kpmg.ro

Raportul auditorului independent privind revizuirea situatiilor financiare consolidate interimare simplificate

Catre actionari,
Societatea de Producere a Energiei Electrice in Hidrocentrale Hidroelectrica S.A.

Introducere

Am revizuit situatia consolidata interimara simplificata anexata a pozitiei financiare a Societatii de Producere a Energiei Electrice in Hidrocentrale Hidroelectrica S.A. („Societatea”) si filialei sale (impreuna „Grupul”) la data de 31 martie 2023, situatiile consolidate interimare simplificate ale profitului sau pierderii si altor elemente ale rezultatului global, modificarilor capitalurilor proprii si fluxurilor de numerar pentru perioada de trei luni incheiata la aceasta data si notele la situatiile financiare consolidate interimare simplificate („situatii financiare consolidate interimare simplificate”). Conducerea este responsabila pentru intocmirea si prezentarea acestor situatii financiare consolidate interimare simplificate in conformitate cu Standardul International de Contabilitate 34 „Raportarea financiara interimara” adoptat de Uniunea Europeana. Responsabilitatea noastra este de a exprima o concluzie cu privire la aceste situatii financiare consolidate interimare simplificate pe baza revizurii noastre.

Aria de acoperire a revizurii

Am efectuat revizuirea in conformitate cu Standardul International pentru Misiunile de Revizuire 2410 „Revizuirea informatiilor financiare interimare efectuata de auditorul independent al entitatii”. O revizuire a situatiilor financiare consolidate interimare simplificate consta in realizarea de interviuri, in principal ale persoanelor responsabile pentru aspectele financiare si contabile si in aplicarea procedurilor analitice si a altor proceduri de revizuire. Aria de acoperire a unei revizurii este mult mai redusa decat aria de acoperire a unui audit desfasurat in conformitate cu Standardele Internationale de Audit si, in consecinta, nu ne permite sa obtinem asigurarea ca am fi descoperit toate aspectele semnificative care ar fi putut fi identificate in cadrul unui audit. Prin urmare, nu exprimam o opinie de audit.

Concluzie

Pe baza revizurii noastre, nu am identificat niciun aspect care sa ne determine sa consideram ca situatiile financiare consolidate interimare simplificate anexate la data si pentru perioada de trei luni incheiata la 31 martie 2023 nu sunt intocmite, in toate aspectele semnificative, in conformitate cu Standardul International de Contabilitate 34 „Raportarea financiara interimara” adoptat de Uniunea Europeana.

Alte aspecte – Cifre corespondente

Cifrele corespondente pentru perioada de trei luni incheiata la 31 martie 2022 nu au fost auditate sau revizuite.

Pentru si in numele KPMG Audit S.R.L.:



Andreea Vasilescu

inregistrat in Registrul public electronic al auditorilor financiari si firmelor de audit cu numarul AF2689

Bucuresti, Romania

24 mai 2023



inregistrat in Registrul public electronic al auditorilor financiari si firmelor de audit cu numarul FA9

Autoritatea pentru Supravegherea Publică a
Activității de Audit Statutar (ASPAAS)

Auditor financiar: **VASILESCU ANDREEA**

Registrul Public Electronic: **AF2689**

Autoritatea pentru Supravegherea Publică a
Activității de Audit Statutar (ASPAAS)

Firma de audit: **KPMG AUDIT S.R.L.**








Registrul Public Electronic: **FA9**

SITUATIA CONSOLIDATA INTERIMARA SIMPLIFICATA A POZITIEI FINANCIARE
LA 31 MARTIE 2023
(Toate sumele sunt exprimate in mii RON, daca nu este indicat altfel)

	Notă	31 martie 2023	31 decembrie 2022
Active			
Active imobilizate			
Imobilizări corporale		19.368.470	19.521.363
Imobilizări necorporale		6.356	6.250
Numerar restricționat.....		101.057	101.057
Investitii in obligatiuni corporative.....	12	357.957	351.338
Alte active imobilizate		216.991	218.236
Total active imobilizate		20.050.831	20.198.244
Active circulante			
Stocuri		74.584	72.433
Creanțe comerciale.....	13	2.314.868	1.350.677
Investiții in depozite.....	12	3.677.291	3.034.745
Numerar și echivalente de numerar.....	11	1.233.150	660.734
Alte active circulante		177.435	115.400
Total active circulante.....		7.477.328	5.233.989
Total active.....		27.528.159	25.432.233
Capitaluri proprii și datorii			
Capitaluri proprii			
Capital social.....		5.513.466	5.513.466
Contributii in avans ale actionarilor	14	10.452	—
Rezerva din reevaluare.....		10.917.075	11.021.335
Alte rezerve		1.023.188	1.023.188
Rezultat reportat		5.856.476	4.028.861
Total capitaluri proprii.....		23.320.957	21.586.850
Datorii			
Datorii pe termen lung			
Împrumuturi bancare		367.910	390.491
Datorii aferente contractelor de leasing.....		7.257	7.567
Venituri în avans		180.176	181.522
Datorii privind impozitul amânat.....		1.311.901	1.315.946
Beneficiile angajaților		122.172	121.840
Provizioane.....		825.166	817.089
Datorii comerciale.....		25.453	428
Alte datorii		8.903	5.765
Total datorii pe termen lung.....		2.848.938	2.840.648

	Notă	31 martie 2023	31 decembrie 2022
Datorii curente			
Imprumuturi bancare		93.456	94.001
Datorii aferente contractelor de leasing		6.145	7.834
Datorii comerciale		389.982	282.996
Datorii aferente contractelor cu clienții		70.946	84.684
Datorii privind impozitul pe profit curent		514.397	171.978
Venituri în avans		5.655	5.696
Beneficiile angajaților		99.317	105.845
Provizioane		121.680	121.760
Taxa pentru producătorii de energie electrica	7D	23.939	91.370
Alte datorii		32.747	38.571
Total datorii curente		1.358.264	1.004.735
Total datorii		4.207.202	3.845.383
Total capitaluri proprii și datorii		27.528.159	25.432.233








Notele atasate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate interimare simplificate.

				
Bogdan BADEA Presedinte Directorat	Marian BRATU Membru Directorat	Andrei GERE Membru Directorat	Cristian VLADOIANU Membru Directorat	Razvan PATALIU Membru Directorat
				
Marian FETITA Manager Departament Contabilitate	Gabriela VASILESCU Sef Serviciu Raportari Financiare, Buget			

SITUATIA CONSOLIDATA INTERIMARA SIMPLIFICATA A PROFITULUI SAU PIERDERII SI A ALTOR ELEMENTE ALE REZULTATULUI GLOBAL
PENTRU PERIOADA DE TREI LUNI INCHEIATA LA 31 MARTIE 2023
(Toate sumele sunt exprimate in mii RON, daca nu este indicat altfel)

	Nota	Perioada de trei luni incheiata la	
		31 martie 2023	31 martie 2022
Venituri	6	3.272.090	2.491.586
Alte venituri		10.366	29.571
Apa uzinată	7A	(163.598)	(110.856)
Cheltuieli cu beneficiile angajatilor		(157.913)	(130.086)
Transport și distribuție de energie electrică.....	7C	(250.401)	(74.396)
Energie electrică achiziționată	7B	(160.210)	(40.435)
Cheltuieli cu certificatele verzi		(36.857)	(34.982)
Amortizarea imobilizarilor corporale și necorporale.....		(198.221)	(191.947)
Reversarea pierderilor din deprecierea imobilizărilor corporale		144	33.948
Pierderi din deprecierea creanțelor comerciale.....		(34.977)	(2.700)
Reparatii, întreținere, materiale și consumabile.....		(18.286)	(15.592)
Taxa pentru producătorii de energie electrica	7D	(230.561)	(369.042)
Alte cheltuieli de exploatare		(46.832)	(38.543)
Profit din exploatare		1.984.744	1.546.526
Venituri financiare		87.813	28.303
Cheltuieli financiare		(10.828)	(9.947)
Rezultat financiar net		76.985	18.356
Profit înainte de impozitare		2.061.729	1.564.882
Cheltuiala cu impozitul pe profit.....	10	(338.374)	(276.984)
Profit net.....		1.723.355	1.287.898
Rezultat pe actiune			
Rezultatul pe actiune de baza si diluat (RON)	10	3,84	2,87
Alte elemente ale rezultatului global.....		—	—
Rezultat global.....		1.723.355	1.287.898

Notele atasate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate interimare simplificate.

				
Bogdan BADEA Presedinte Directorat	Marian BRATU Membru Directorat	Andrei GERE Membru Directorat	Cristian VLADOIANU Membru Directorat	Razvan PATALIU Membru Directorat
				
Marian FETITA Manager Departament Contabilitate		Gabriela VASILESCU Sef Serviciu Raportari Financiare, Buget		

SITUATIA CONSOLIDATA INTERIMARA SIMPLIFICATA A MODIFICARILOR CAPITALURILOR PROPRII








PENTRU PERIOADA DE TREI LUNI INCHEIATA LA 31 MARTIE 2023

(Toate sumele sunt exprimate in mii RON, daca nu este indicat altfel)

	Capital social	Rezervă din reevaluare	Alte rezerve	Rezultat reportat	Total capitaluri proprii
Sold la 1 ianuarie 2022	5.513.466	9.612.905	962.074	3.095.072	19.183.517
Total rezultat global					
Profit net	—	—	—	1.287.898	1.287.898
Total rezultat global.....	—	—	—	1.287.898	1.287.898
Alte modificări ale capitalurilor proprii					
Transferul rezervei din reevaluare la rezultatul reportat ca urmare a amortizării și ieșirilor de imobilizări corporale ..					
	—	(92.452)	—	92.452	—
Sold la 31 martie 2022	5.513.466	9.520.453	962.074	4.475.422	20.471.415

	Capital social	Contributii in avans ale actionarilor	Rezervă din reevaluare	Alte rezerve	Rezultat reportat	Total capitaluri proprii
Sold la 1 ianuarie 2023	5.513.466	—	11.021.335	1.023.188	4.028.861	21.586.850
Total rezultat global						
Profit net	—	—	—	—	1.728.355	1.728.355
Total rezultat global.....	—	—	—	—	1.728.355	1.728.355
Tranzacții cu acționarii Societății						
Contributii și distribuirii						
Contributii in avans la capitalul social (Nota 14).....						
	—	10.752	—	—	—	10.752
Total tranzacții cu acționarii Societății	—	10.752	—	—	—	10.752
Alte modificări ale capitalurilor proprii						
Transferul rezervei din reevaluare la rezultatul reportat ca urmare a amortizării și ieșirilor de imobilizări corporale.....						
	—	—	(104.260)	—	104.260	—
Sold la 31 martie 2023	5.513.466	10.752	10.917.075	1.023.188	5.861.476	23.320.957

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate interimare simplificate.








				
Bogdan BADEA Presedinte Directorat	Marian BRATU Membru Directorat	Andrei GERA Membru Directorat	Cristian VLADOIANU Membru Directorat	Razvan PATALIU Membru Directorat
				
Marian FETTITA Manager Departament Contabilitate			Gabriela VASILESCU Sef Serviciu Raportari Financiare, Buget	

SITUATIA CONSOLIDATA INTERIMARA SIMPLIFICATA A FLUXURILOR DE NUMERAR
PENTRU PERIOADA DE TREI LUNI INCHEIATA LA 31 MARTIE 2023
(Toate sumele sunt exprimate in mii RON, daca nu este indicat altfel)

	Notă	Perioada de trei luni incheiata la	
		31 martie 2023	31 martie 2022
Fluxuri de numerar din activitatea de exploatare:			
Profit net.....		1.723.355	1.287.898
<i>Ajustări pentru:</i>			
Amortizarea imobilizărilor corporale.....		197.702	191.333
Amortizarea imobilizărilor necorporale.....		519	614
Reversarea pierderilor din deprecierea imobilizărilor corporale, net.....		(144)	(33.948)
Pierderi din deprecierea creanțelor comerciale, net.....		34.977	2.700
Castig din cedări de imobilizări corporale.....		—	(27)
Castiguri din diferențe de curs valutar.....		(146)	(164)
Venituri din dobânzi.....		(86.488)	(28.303)
Cheltuieli cu dobânzile.....		2.766	1.230
Cheltuiala cu impozitul pe profit.....	10	338.374	276.984
		2.210.915	1.698.317
<i>Modificari în:</i>			
Creanțe comerciale.....		(998.872)	(277.002)
Stocuri.....		(2.151)	(2.782)
Numerar restrictionat.....		—	(800)
Alte active.....		(52.733)	(64.504)
Datorii comerciale.....		139.852	46.194
Venituri în avans.....		(1.386)	(1.401)
Beneficiile angajaților.....		(6.197)	(6.687)
Provizioane.....		7.996	7.699
Alte datorii.....		(84.094)	(167.063)
		1.213.330	1.231.971
Dobânzi plătite.....		(2.822)	(430)
Impozit pe profit plătit.....		—	—
		1.210.508	1.231.541
Fluxuri de numerar din activitatea de investiții:			
Plăți pentru achiziția de imobilizări corporale.....		(41.761)	(29.790)
Plăți pentru achiziția de imobilizări necorporale.....		(617)	—
Încasări din vânzarea de imobilizări corporale.....		—	203
Plăți pentru depozite detinute in scop investitional.....		(3.630.000)	(2.250.000)
Încasări din depozite detinute in scop investitional.....		2.980.000	100.000
Încasări din obligatiuni guvernamentale ajunse la scadenta.....		—	235.410
Dobânzi încasate.....		78.970	14.220
		(613.408)	(1.929.957)

	Notă	Perioada de trei luni încheiata la	
		31 martie 2023	31 martie 2022
Fluxuri de numerar din activitatea de finanțare:			
Rambursări de împrumuturi.....		(22.822)	(22.977)
Plăți aferente contractelor de leasing.....		(1.862)	(1.359)
Numerar net utilizat în activitatea de finanțare.....		(24.684)	(24.336)
Creșterea/(descreșterea) netă a numerarului și echivalentelor de numerar.....			
Numerar și echivalente de numerar la 1 ianuarie	11	660.734	1.104.890
Numerar și echivalente de numerar la 31 martie	11	1.233.150	382.138

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate interimare simplificate.

				
Bogdan BADEA Presedinte Directorat	Marian BRATU Membru Directorat	Andrei GEREA Membru Directorat	Cristian VLADOIANU Membru Directorat	Razvan PATALIU Membru Directorat
				
Marian FETITA Manager Departament Contabilitate	Gabriela VASILESCU Sef Serviciu Raportari Financiare, Buget			

NOTE EXPLICATIVE LA SITUATIILE FINANCIARE CONSOLIDATE INTERIMARE SIMPLIFICATE

PENTRU PERIOADA DE TREI LUNI INCHEIATA LA 31 MARTIE 2023

(Toate sumele sunt exprimate in mii RON, daca nu este indicat altfel)

1. ENTITATEA CARE RAPORTEAZĂ ȘI INFORMAȚII GENERALE

(a) Informații generale despre Grup

Societatea de Producere a Energiei Electrice în Hidrocentrale Hidroelectrica S.A. („Societatea” sau „Hidroelectrica S.A.”) este înregistrată în România. Sediul principal al Societății este Bd. Ion Mihalache nr. 15-17, Cladirea Tower Center, etajele 10-15, Sector 1, București. Societatea este înregistrată la Oficiul Registrului Comerțului sub nr. J40/7426/2000 și are cod unic de înregistrare 13267213. Aceste situații financiare consolidate interimare simplificate includ Societatea și filialele sale (denumite împreună „Grupul”).

Grupul are ca principale obiecte de activitate producerea de energie electrică (hidro și eoliana) și furnizarea de energie electrică consumatorilor finali.

Aționarii Societății sunt Statul român, reprezentat prin Ministerul Energiei, care deține 80,06% din acțiuni și Fondul Proprietatea, care deține 19,94% din acțiuni.

Societatea este administrată în sistem dualist, de către Consiliul de Supraveghere și Directorat.

Ofertă publică Inițială (“IPO”)

Prin Hotărârea Adunării Generale a acționarilor din data de 31 martie 2022, a fost aprobată oferta publică inițială a Societății. Până la 19,94% din acțiuni vor fi oferite spre vânzare (acțiuni deținute de Fondul Proprietatea, acționarul minoritar) atât către investitori persoane fizice și către investitori instituționali de pe bursa românească, precum și către investitori calificați din Statele Unite. Procesul IPO este planificat pentru anul 2023.

Lista filialelor

La 31 martie 2023 și 31 decembrie 2022 Hidroelectrica are următoarea filială:

Filiala	Activitatea	Sediul social	% participație la 31 martie 2023	% participație la 31 decembrie 2022
Hidroserv S.A. (societate în insolvență).....	Servicii în sectorul energetic (întreținere, reparații, construcții)	București, România	100%	100%

În data de 23 decembrie 2020 Societatea a încheiat un contract de cumpărare de acțiuni cu STEAG GmbH pentru achiziționarea a 100% din Crucea Wind Farm S.A. și Hidroelectrica Wind Services S.R.L. (fosta STEAG Energie Romania S.R.L.). Societatea a obținut controlul asupra acestor entități în martie 2021. Activitatea principală a Crucea Wind Farm S.A. este producerea de energie eoliană. Parcul eolian Crucea, situat în localitatea Crucea, județul Constanța, și-a început activitatea la 1 octombrie 2014 și are o capacitate instalată de 108 MW, constând din 36 de turbine Vestas de 3 MW. Hidroelectrica Wind Services S.R.L. este o societate de exploatare, întreținere (O&M) și administrare, care oferă servicii exclusiv către Crucea Wind Farm S.A.

La 31 decembrie 2022, Crucea Wind Farm S.A. și Hidroelectrica Wind Services S.R.L. au fuzionat cu Hidroelectrica.

(b) Mediul legislativ

Activitatea în sectorul energetic este reglementată de Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei („ANRE”).

Principalele responsabilități ale ANRE includ: licențelor entităților care activează în sectorul energetic, emiterea reglementărilor aplicabile pieței energiei electrice, aprobarea prețurilor și tarifelor reglementate și emiterea metodologiilor pentru stabilirea prețurilor și tarifelor reglementate.

(c) Principalele activități ale Grupului

Producerea de energie electrică și servicii de sistem

Grupul produce energie electrică prin exploatarea a 187 de hidrocentrale și microhidrocentrale (principala capacitate de producție fiind Porțile de Fier I și Porțile de Fier II, care reprezintă aproximativ 40% din totalul energiei electrice produse) și 36 de turbine eoliene de 3MW fiecare.

Energie electrică produsă este vândută atât pe piața angro, cât și pe piața cu amanuntul (furnizare către consumatorii finali).

La 1 ianuarie 2023 a fost implementat de către Guvern un mecanism de achiziție centralizată a energiei electrice prin care producătorii de energie electrică vând 80% din cantitatea disponibilă de energie produsă (din producția necontractată până în luna octombrie 2022) către operatorul pieței, OPCOM, la prețul fix de 450 RON/MWh. OPCOM revinde energia electrică furnizorilor și anumitor consumatori mari (ex. operatorii de distribuție a energiei electrice) la același preț de 450 lei/MWh. Acest mecanism de fixare a prețului se aplică între 1 ianuarie 2023 și 31 martie 2025.

Hidroelectrica SA furnizează, de asemenea, servicii de sistem către operatorul sistemului energetic național, Transelectrica. Serviciile de sistem presupun punerea la dispoziția Transelectrica a unei capacități convenite de producere a energiei electrice într-o anumită perioadă de timp, astfel încât să permită operatorului de sistem să realizeze echilibrarea permanentă a sistemului energetic.

Furnizarea de energie electrică consumatorilor finali

Piața energiei electrice pentru consumatorii finali din România este liberalizată și toți consumatorii sunt liberi să își aleagă furnizorul de energie electrică de la care pot achiziționa energie electrică la prețuri negociate.

Grupul furnizează energie electrică la tarife negociate atât consumatorilor industriali, cât și către consumatorii casnici. Tariful de furnizare include, pe lângă prețul energiei electrice, costurile de transport și distribuție a energiei electrice, contribuția la schema de sprijin pentru cogenerare de înaltă eficiență și costul certificatelor verzi (vezi secțiunea privind *certIFICATELE VERZI*).

Începând cu 1 noiembrie 2021, din cauza creșterii semnificative a prețurilor energiei pe piețele internaționale și naționale și a impactului acestora asupra consumatorilor din România, Guvernul a implementat scheme de sprijin pentru consumatori, după cum urmează:

- plafonarea tarifelor de furnizare a energiei electrice pentru consumatorii casnici (până la 31 martie 2025) și non-casnici (până la 31 ianuarie 2022 pentru anumite tipuri de consumatori non-casnici și în perioada 1 februarie 2022 – 31 martie 2025 pentru toți consumatorii non-casnici) și primirea unei subvenții din partea statului pentru a compensa impactul mecanismului de plafonare. Impactul acestui mecanism asupra performanței financiare a Grupului în primul trimestru al anului 2023 a fost diminuarea veniturilor ca urmare a plafonării prețurilor cu 278 milioane RON și recuperarea prin subvenții de la stat estimate la 460 mii RON, subvenții care vor fi recunoscute de Grup după emiterea facturilor către consumatorii finali (primul trimestru al anului 2022: diminuarea veniturilor cu 42 milioane RON, subvenții 0; anul financiar 2022: diminuarea veniturilor cu 551 milioane RON, subvenții: 23 milioane RON).

Certificate verzi („CV”)

În calitate de producător de energie electrică din surse regenerabile (energie eoliană și energie hidroelectrică în microhidrocentrale re tehnologizate cu o capacitate instalată de cel mult 10MW și cu o durată de funcționare de cel puțin 15 ani de la data punerii în funcțiune), Grupul primește certificate verzi prin schema de sprijin a certificatelor verzi.

Grupul primește între 2,86 și 3 certificate verzi pentru fiecare MWh produs de microhidrocentralele eligibile (7 în 2023, 8 în 2022) și 0,75 certificate verzi pentru fiecare MWh produs de parcul eolian.

Certificatele verzi pot fi vândute pe piețele spot și forward. Prețul de vânzare trebuie să se încadreze între valorile minime și maxime stabilite de lege:

- o valoare minimă de tranzacționare de 29,4 EUR /CV și
- o valoare maximă de tranzacționare de 35 EUR /CV.

În calitate de furnizor de energie electrică, Grupul este obligat să achiziționeze un număr de certificate verzi calculat prin înmulțirea cotei obligatorii de cumpărare a certificatelor verzi cu cantitatea (în MWh) de energie electrică furnizată consumatorilor finali. ANRE stabilește nivelul anual al cotei obligatorii de

cumparare a certificatelor verzi. Cota anuala provizorie pentru 2023 este 0,4943963 certificate verzi pe MWh (2022: 0,5014313 certificate verzi pe MWh).

Taxa pentru producatorii de energie electrica

Incepand cu noiembrie 2021 Guvernul a introdus o noua taxa pentru producătorii de energie electrică. Taxa este calculata prin aplicarea procentului de 80% (pentru perioada 1 noiembrie 2021 – 31 august 2022) și 100% (pentru perioada 1 septembrie 2022 – 31 martie 2025) asupra diferentei dintre prețul mediu net lunar de vânzare și pretul de 450 RON pe MWh.

Prețul mediu net lunar de vânzare este calculat pe baza veniturilor lunare ale segmentului de producere de energie electrica, ce include vanzarea pe piata angro a energiei electrice produse și valoarea energiei electrice transferate în cadrul aceleiasi entitati din portofoliul de producere (segmentul de producere a energiei electrice) către portofoliul de furnizare (segmentul de furnizare a energiei electrice), minus cheltuielile lunare cu energia electrica achiziționata, tarifele de administrare a pieței și tarifele de tranzacționare. Cheltuielile de productie a energiei electrice nu sunt incluse în cheltuielile lunare.

2. BAZELE CONTABILITĂȚII

Aceste situații financiare consolidate interimare simplificate („situații financiare interimare”) au fost întocmite în conformitate cu IAS 34 „Raportarea financiara interimara” adoptat de Uniunea Europeana și trebuie să fie citite împreună cu ultimele situații financiare consolidate anuale ale Grupului la data de și pentru anul financiar încheiat la 31 decembrie 2022. Aceste situații financiare interimare simplificate nu includ toate informațiile necesare pentru un set complet de situații financiare întocmite în conformitate cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară (IFRS) adoptate de Uniunea Europeană (IFRS-EU). Cu toate acestea, anumite note explicative sunt incluse pentru a explica evenimente și tranzacții care sunt semnificative pentru înțelegerea modificărilor survenite în poziția și performanța financiară a Grupului de la ultimele situații financiare anuale.

Aceste situații financiare consolidate interimare simplificate au fost autorizate pentru emitere de către Directoratul Societatii la data de 23.05.2023.

3. UTILIZAREA RAȚIONAMENTELOR ȘI A ESTIMĂRILOR CONTABILE

La întocmirea acestor situații financiare interimare, conducerea a elaborat raționamente profesionale și estimări care afectează aplicarea politicilor contabile ale Grupului și valorile raportate ale activelor, datoriilor, veniturilor și cheltuielilor. Rezultatele efective pot diferi de aceste estimări.

Estimările și ipotezele care stau la baza acestora sunt revizuite periodic. Revizuirile estimărilor sunt recunoscute prospectiv.

Raționamentele semnificative elaborate de către conducere în aplicarea politicilor contabile ale Grupului și sursele principale ale incertitudinilor de estimare au fost aceleași cu cele descrise în ultimele situații financiare anuale, cu excepția raționamentului de mai jos cu privire la valoarea justă a imobilizărilor corporale.

i. Valoarea justă a imobilizărilor corporale

Ulterior recunoașterii inițiale, Grupul evaluează terenurile, construcțiile și alte elemente de imobilizări corporale la valoarea reevaluată. Cea mai recentă reevaluare a imobilizărilor corporale a fost efectuată la 31 decembrie 2022.

Majoritatea imobilizărilor corporale ale Grupului sunt reevaluate prin tehnica costului de înlocuire net, una dintre variabilele determinante utilizate fiind evoluția costului materialelor de construcții.

La 31 martie 2023, având în vedere evoluția costului materialelor de construcție în primul trimestru al anului 2023, conducerea a determinat că valoarea contabilă a imobilizărilor corporale nu diferă semnificativ față de cea care ar fi determinată utilizând valoarea justă.

Determinarea valorii juste

Un număr de politici contabile și prezentări de informații ale Grupului necesită determinarea valorilor juste pentru activele și datoriile financiare și activele nefinanciare (imobilizări corporale).

Atunci cand determina valoarea justa a unui activ sau a unei datorii, Grupul utilizeaza date de intrare observabile pe piata în măsura în care este posibil. Valorile juste sunt clasificate în cadrul diferitelor nivele ale ierarhiei valorii juste pe baza datelor de intrare utilizate in tehnicile de evaluare, dupa cum urmează:

- Nivelul 1: prețuri cotate (neajustate) pe piețe active pentru active sau datorii identice;
- Nivelul 2: date de intrare, altele decât prețurile cotate incluse în Nivelul 1, care sunt observabile pentru un activ sau datorie, fie direct (adica sub forma de prețuri), fie indirect (adica derivate din prețuri);
- Nivelul 3: date de intrare pentru un activ sau datorie care nu se bazeaza pe date observabile pe piață (date de intrare neobservabile).

Dacă datele de intrare utilizate pentru a determina valoarea justa a unui activ sau a unei datorii sunt clasificate in cadrul diferitelor nivele ale ierarhiei valorii juste, atunci evaluarea la valoare justa este clasificată în întregime la același nivel al ierarhiei valorii juste cu cel mai jos nivel al datelor de intrare semnificative pentru întreaga evaluare.

Grupul recunoaște transferurile între nivelele ierarhiei valorii juste la sfârșitul perioadei de raportare în care a avut loc modificarea.

Informații suplimentare despre ipotezele utilizate în evaluarea la valoare justa sunt incluse în Nota 15 Instrumente financiare.

4. MODIFICARI ALE POLITICILOR CONTABILE

Cu excepția modificării prezentate mai jos, politicile contabile aplicate in aceste situatii financiare consolidate interimare sunt aceleasi cu cele aplicate in situațiile financiare consolidate ale Gruoului la data si pentru anul financiar incheiat la 31 decembrie 2022.

Impozitul amânat aferent activelor și datoriilor care rezulta dintr-o singură tranzacție

Grupul a adoptat *Impozitul amânat aferent activelor și datoriilor care rezulta dintr-o singură tranzacție – Amendamente la IAS 12* incepand cu 1 ianuarie 2023. Amendamentele restrâng domeniul de aplicare a excepției de la recunoașterea inițială pentru a exclude tranzacțiile care genereaza diferențe temporare egale si de semn contrar – de exemplu, contractele de leasing si datoriile de dezafectare. Pentru contractele de leasing si datoriile de dezafectare, o entitate trebuie sa recunoasca creantele si datoriile asociate privind impozitul amanat de la inceputul primei perioade anterioare prezentate, orice efect cumulativ fiind recunoscut ca o ajustare a rezultatului reportat sau a altor componente ale capitalurilor proprii la acea data. Pentru toate celelalte tranzactii, amendamentele se aplica tranzactiilor care au loc dupa inceputul celei mai recente perioade prezentate.

Grupul a contabilizat anterior impozitul amânat in legatura cu datoriile aferente contractelor de leasing utilizand abordarea „integrata”, ceea ce a generat un rezultat similar cu cel al amendamentelor, cu excepția recunoasterii creantei sau datoriei nete privind impozitul amânat. Ca urmare a aplicarii amendamentelor, Grupul a recunoscut separat o creanta privind impozitul amanat in legatura cu datoriile aferente contractelor de leasing si o datorie privind impozitul amanat in legatura cu activele aferente dreptului de utilizare. Cu toate acestea, nu a existat niciun efect asupra situatiei pozitive financiare deoarece soldurile indeplinesc criteriile de compensare conform paragrafului 74 din IAS 12. De asemenea, nu a existat niciun efect asupra soldului initial al rezultatului reportat la 1 ianuarie 2022 ca urmare a modificării. Impactul principal pentru Grup se referă la prezentarea informatiilor privind creantele sau datoriile privind impozitul amanat recunoscute – aceste prezentare de informatii va fi furnizata în situațiile financiare anuale.

Modificarea politicii contabile va fi reflectata, de asemenea, în situațiile financiare consolidate ale Grupului la data și pentru anul incheiat la 31 decembrie 2023.

5. SEGMENTE OPERATIONALE

A. Bazele segmentarii

Grupul a identificat doua segmente raportabile pe baza licentelor de operare detinute – producerea de energie electrică și furnizarea de energie electrica.

Tabelul urmator descrie activitatile fiecarui segment raportabil:

Segment raportabil	Activitati
Producerea de energie electrica	<p>Producere de energie electrică prin exploatarea hidrocentralelor, microhidrocentralelor si turbinelor eoliene, prestarea de servicii de sistem catre operatorul de sistem (punerea la dispozitie a unei capacitati de productie agreate pentru nevoile de echilibrare a sistemului energetic).</p> <p>Energia electrica produsa este vândută în principal furnizorilor de energie electrică și entităților care comercializeaza energie electrică pe piața angro de energie electrica, precum si furnizata consumatorilor finali prin intermediul segmentului de furnizare a energiei electrice.</p>
Furnizarea de energie electrica	<p>Furnizarea de energie electrică consumatorilor finali non-casnici și casnici.</p> <p>Energia electrica furnizata consumatorilor finali este produsa, in principal, de segmentul de productie a energiei electrice, iar in cazul in care exista un deficit, acesta este acoperit prin achizitii de energie electrica spot sau forward.</p>

Directoratul Societății revizuieste rapoartele de management ale fiecărui segment. Profitul înainte de impozitare al segmentului este utilizat pentru a evalua performanța, deoarece conducerea consideră că aceasta informație este una dintre cele mai relevante în evaluarea rezultatelor segmentelor.

B. Informatii despre segmentele raportabile

Perioada de 3 luni incheiata la 31 martie 2023	Producerea de energie electrica	Furnizarea de energie electrica	Total segmente raportabile	Eliminari intre segmente	Total consolidat
Venituri externe.....	2.117.056	1.155.034	3.272.090	—	3.272.090
Venituri intre segmente.....	368.076	—	368.076	(368.076)	—
Venituri ale segmentului	2.485.132	1.155.034	3.640.166	(368.076)	3.272.090
Profit inainte de impozitare al segmentului.....	1.703.591	358.138	2.061.729	—	2.061.729
Venituri/(cheltuieli) financiare nete	75.748	1.237	76.985	—	76.985
Amortizarea imobilizarilor.....	(198.204)	(17)	(198.221)	—	(198.221)
Reversarea pierderilor din deprecierea imobilizarilor corporale	144	—	144	—	144
Energie electrica achizitionata.....	(43.624)	(423.240)	(466.864)	306.654	(160.210)
Cheltuieli cu certificatele verzi.....	—	(98.279)	(98.279)	61.422	(36.857)
Cheltuieli privind beneficiile angajatilor	(155.411)	(2.502)	(157.913)	—	(157.913)
Apa uzinata.....	(163.598)	—	(163.598)	—	(163.598)
Taxa pentru producatorii de energie electrica	(230.561)	—	(230.561)	—	(230.561)
Transport si distributie de energie electrica	(16.053)	(234.348)	(250.401)	—	(250.401)
Alte cheltuieli.....	(60.290)	(39.805)	(100.095)	—	(100.095)

Perioada de 3 luni incheiata la 31 martie 2022	Producerea de energie electrica	Furnizarea de energie electrica	Total segmente raportabile	Eliminari intre segmente	Total consolidate
Venituri externe.....	2.045.475	446.111	2.491.586	—	2.491.586
Venituri intre segmente.....	158.278	—	158.278	(158.278)	—
Venituri ale segmentului	2.203.753	446.111	2.649.864	(158.278)	2.491.586
Profit inainte de impozitare al segmentului.....	1.379.537	185.345	1.564.882	—	1.564.882
Venituri/(cheltuieli) financiare nete	18.228	128	18.356	—	18.356
Amortizarea imobilizarilor.....	(191.934)	(13)	(191.947)	—	(191.947)
Reversarea pierderilor din deprecierea imobilizarilor corporale	33.948	—	33.948	—	33.948
Energie electrica achizitionata.....	(40.435)	(154.519)	(194.954)	154.519	(40.435)
Cheltuieli cu certificatele verzi.....	(2.871)	(35.870)	(38.741)	3.759	(34.982)
Cheltuieli privind beneficiile angajatilor	(128.399)	(1.687)	(130.086)	—	(130.086)
Apa uzinata.....	(110.856)	—	(110.856)	—	(110.856)
Taxa pentru producatorii de energie electrica	(369.042)	—	(369.042)	—	(369.042)
Transport si distributie de energie electrica	(8.980)	(65.416)	(74.396)	—	(74.396)
Alte cheltuieli.....	(53.517)	(3.318)	(56.835)	—	(56.835)

Alte cheltuieli includ urmatoarele pozitii din situatia consolidata interimara a profitului sau pierderii: Reparatii, întreținere, materiale și consumabile, Pierderi din deprecierea creanțelor comerciale si Alte cheltuieli de exploatare.

Segmentul de productie a energiei electrice include, de asemenea, serviciile de sistem și producerea de energie electrică pentru echilibrarea sistemului, care sunt facturate operatorului de sistem, Transelectrica SA (a se vedea detaliile in Nota 6).

Veniturile intre segmente includ valoarea energiei electrice produse si transferate în cadrul aceiași entități din portofoliul de productie (segmentul de productie a energiei electrice) catre portofoliul de furnizare (segmentul de furnizare a energiei electrice) in suma de 334.562 mii RON pentru perioada de trei luni incheiata la 31 martie 2023 (perioada de 3 luni incheiata la 31 martie 2022: 139.369 mii RON). Veniturile intre segmente sunt calculate in baza unei metodologii aprobate de Directorat in 2021. Metodologia utilizată pentru calculul prețului de transfer între segmente are la baza costul mediu de productie a energiei electrice în ultimele 12 luni încheiate cu 2 luni înainte lunii de calcul, plus o marjă internă.

Toate veniturile sunt obtinute in Romania.

Actiunile si datoriile totale la nivel de segmente nu sunt incluse in rapoartele de management, revizuite de catre Directorat.

6. VENITURI

A. Venituri din contractele cu clienții

Grupul obtine venituri din:

	Perioada de 3 luni incheiata la	
	31 martie 2023	31 martie 2022
Vanzarea angro a energiei electrice	2.047.901	1.929.317
Furnizare de energie electrica consumatorilor finali (vanzarea cu amanuntul)	1.155.034	446.111
Servicii de sistem	69.111	110.295
Vanzari de certificate verzi.....	—	3.642
Servicii de mentenanta	44	2.221
Total	3.272.090	2.491.586

Veniturile din energia electrica furnizata consumatorilor finali reflecta valoarea volumului de energie furnizata, care are la baza citiri automate sau manuale ale contoarelor efectuate de operatorii de distributie,

auto-citiri raportate de consumatori sau estimari privind energia electrica livrata pentru care citirile nu au fost inca efectuate pentru intervalul dintre data ultimei citiri si sfarsitul perioadei.

Majoritatea vanzarilor de energie cu amanuntul in primul trimestru al anului 2023 este catre consumatori non-casnici (aproximativ 75% din volum), pentru care sunt efectuate citiri automate la sfarsitul fiecarei luni. De asemenea, aproximativ 60% din volumul furnizat consumatorilor casnici in primul trimestru al anului 2023 este determinat pe baza citirilor de contoare la sfarsitul anului, iar restul are la baza estimarea consumului. In consecinta, Grupul a considerat ca riscul ajustarii veniturilor ulterior sfarsitului perioadei, care ar putea rezulta din diferenta dintre citirile de contoare si volumele estimate, ar avea un impact limitat asupra situatiilor financiare.

In perioada de 3 luni incheiata la 31 martie 2023, Grupul a produs 4.410 GWh (perioada de 3 luni incheiata la 31 martie 2022: 3.299 GWh) si a vandut 4.831 GWh (perioada de 3 luni incheiata la 31 martie 2022: 3.463 GWh). Din cantitatea totala vanduta, 1.479 GWh au fost furnizati consumatorilor finali in perioada de 3 luni incheiata la 31 martie 2023 (724 GWh in perioada de 3 luni incheiata la 31 martie 2022).

Activitatea Grupului este supusa unor fluctuatii sezoniere intrucat productia de energie electrica variaza in functie de conditiile hidrologice. Cu toate acestea, variatiile sezoniere nu sunt semnificative.

Grupul are contracte cu clientii pe perioade de pana la 12 luni.

Clientii care reprezinta individual mai mult de 10% din veniturile Grupului sunt dupa cum urmeaza:

- Transelectrica SA, operatorul sistemului de energie electrica – servicii de sistem si productie de energie electrica pentru echilibrarea sistemului (ultima inclusa in Vanzarea angro a energiei electrice) – 308.628 mii RON in perioada de 3 luni incheiata la 31 martie 2023 (9%), 544.675 mii RON in perioada de 3 luni incheiata la 31 martie 2022 (22%);
- OPCOM SA, operatorul pietei – vanzarea energiei electrice produse in cadrul mecanismului de achizitie centralizata si pe piata spot – 1.238.180 mii RON in perioada de 3 luni incheiata la 31 martie 2023 (38%) si vanzarea pe piata spot a energiei electrice produse – 642.135 mii RON in perioada de 3 luni incheiata la 31 martie 2022 (26%).

Momentul recunoasterii veniturilor:

	Perioada de 3 luni incheiata la	
	31 martie 2023	31 martie 2022
Venituri recunoscute in timp	3.272.046	2.485.722
Venituri recunoscute la un moment specific.....	44	5.864
Total	3.272.090	2.491.586

7. ALTE CHELTUIELI DE EXPLOATARE

A. Apa uzinata

Apa uzinata reprezinta apa utilizata de hidrocentrale pentru a produce energie electrica. Conform legislatiei romanesti, o taxa pe metru cub de apa utilizata este stabilita anual de Agentia Nationala Apele Romane. Pentru primul trimestru al anului 2023 taxa este 1,40 RON pe o mie de metri cubi (primul trimestru al anului 2022: 1,23 RON pe o mie de metri cubi).

B. Energie electrica achizitionata

Grupul achizitioneaza energie electrica pentru echilibrarea deficitului dintre energia electrica contractata pentru vanzare si energie electrica efectiv produsa.

In primul trimestru al anului 2023, Grupul a achizitionat 421 GWh (primul trimestru al anului 2022: 164 GWh) pentru 160.210 mii RON (primul trimestru al anului 2022: 40.435 mii RON). Cresterea achizitiilor de energie electrica in primul trimestru al anului 2023 reprezinta energia electrica achizitionata pentru segmentul de furnizare.

C. Transport si distributie de energie electrica

	Perioada de 3 luni incheiata la	
	31 martie 2023	31 martie 2022
Injectia energiei electrice produse in sistemul national.....	10.631	4.946
Distributia energiei electrice furnizate	184.651	45.440
Transportul energiei electrice furnizate.....	55.119	24.010
Total	250.401	74.396

D. Taxa pentru producatorii de energie electrica

Incepand cu noiembrie 2021 Guvernul a introdus o noua taxa pentru producătorii de energie electrică. Taxa este calculata prin aplicarea procentului de 80% (pentru perioada 1 noiembrie 2021 – 31 august 2022) și 100% (pentru perioada 1 septembrie 2022 – 31 martie 2025) asupra diferentei dintre prețul mediu net lunar de vânzare și prețul de 450 RON pe MWh.

Prețul mediu net lunar de vânzare este calculat pe baza vânzărilor lunare de energie electrică ale segmentului de producere de energie electrica minus cheltuielile lunare cu energia electrica achiziționata, tarifele de administrare a pieței și tarifele de tranzacționare. Cheltuielile de producere a energiei electrice nu sunt incluse în cheltuielile lunare.

Venitul lunar al segmentului de producere de energie electrica include, conform legislației, vânzarea angro a energiei electrice produse și/sau achiziționate și valoarea energiei electrice transferate în cadrul aceleiași entități din portofoliul de producere (segmentul de producere a energiei electrice) în portofoliul de furnizare (segmentul de furnizare a energiei electrice). Deoarece legislația nu definește și nu include prevederi cu privire la modul în care trebuie calculată valoarea de transfer între portofoliul de producere și portofoliul de furnizare, Grupul a utilizat metodologia internă de calcul al pretului de transfer între activitățile licențiate (producere și furnizare) aprobată de Directorat în 8 iunie 2021, anterior emiterii legislației privind taxa pentru producătorii de energie electrica. Aceasta metodologie are la baza costul mediu de producere a energiei electrice în ultimele 12 luni încheiate cu 2 luni înaintea lunii de calcul, plus o marja internă. Aceasta metodologie poate diferi față de metodologiile utilizate de alte societăți având în vedere că nu există o lege care să prevadă o anumită definiție sau metodologie de calcul.

Taxa calculata de Grup pentru perioada de 3 luni incheiata la 31 martie 2023 a fost in suma de 230.561 mii RON (perioada de 3 luni incheiata la 31 martie 2022: 369.042 mii RON). La 31 martie 2023 soldul de plata este in suma de 23.939 mii RON (31 decembrie 2022: 91.370 mii RON).

Autoritățile fiscale române, prin Direcția Generală Antifraudă Fiscală, au efectuat trei controale în cadrul Grupului asupra taxei pentru producătorii de energie electrica, două pentru perioada 1 septembrie–31 decembrie 2022 pentru Societățile Hidroelectrică și Crucea Wind Farm, care au fost finalizate prin procesele verbale întocmite în data de 11 aprilie 2023, respectiv 12 aprilie 2023 și unul pentru perioada 1 aprilie–31 august 2022 care a fost finalizat prin procesul verbal întocmit în data de 19 aprilie 2023. Conform procesului verbal întocmit în data de 11 aprilie 2023, autoritățile nu au adus modificări asupra metodei de calcul al taxei sau asupra modalității de calcul al pretului de transfer din portofoliul de producere în portofoliul de furnizare, dar au identificat o problemă cu privire la data începând cu care a fost aplicată de către Societate Legea 357/2023. De asemenea, autoritățile fiscale au menționat faptul că prevederile Codului Fiscal privind prețurile de transfer nu se aplică în cazul pretului de transfer a energiei electrice între portofolii/segmente, deoarece aceste prevederi reglementează tranzacțiile între părți afiliate, și nu tranzacțiile efectuate în cadrul aceleiași entități.

Legea 357/2023 a fost publicată de autorități în 16 decembrie 2022 și a modificat modul de calcul al pretului mediu net lunar de vânzare, prin limitarea veniturilor în scop doar la veniturile din energia electrica produsă și vândută sau transferată între segmente, și limitarea cheltuielilor doar la cheltuielile din echilibrare plafonate la 5% din veniturile din energia electrica produsă și valoarea de transfer al energiei electrice transferate între segmente. Textul legii menționează că prevederile legii sunt aplicabile începând cu 1 septembrie 2022, însă Societatea a aplicat legea începând cu data publicării, 16 decembrie 2022.

Conform procesului verbal întocmit în data de 11 aprilie 2023, organele fiscale au aplicat legea retroactiv de la 1 septembrie 2022, astfel au calculat taxa suplimentară în suma de 62.052 mii RON, care a fost prezentată de Societate drept datorie contingentă. Analiza privind aplicarea retroactivă a legii este prezentată în Nota 16 c).

Conform procesului verbal intocmit in data de 19 aprilie 2023 pentru Societate pentru perioada 1 aprilie – 31 august 2022, precum si conform procesului verbal intocmit in data de 12 aprilie 2022 pentru Crucea Wind Farm, autoritatile fiscale nu au calculat sume suplimentare de plata.

8. REZULTATUL FINANCIAR

	Perioada de 3 luni incheiata la	
	31 martie 2023	31 martie 2022
Venituri din dobânzi.....	86.489	28.303
Alte venituri financiare.....	1.324	—
Venituri financiare.....	87.813	28.303
Cheltuieli cu dobânzile.....	(2.766)	(1.230)
Actualizarea provizioanelor pe termen lung.....	(8.076)	(6.851)
Câștig sau (pierdere) din diferențe de curs valutar.....	14	41
Alte cheltuieli financiare.....	—	(1.907)
Cheltuieli financiare.....	(10.828)	(9.947)
Rezultat financiar net.....	76.985	18.356

9. REZULTAT PE ACTIUNE

Calculul rezultatului pe actiune s-a bazat pe profitul atribuibil acționarilor ordinari și pe numărul mediu ponderat de acțiuni ordinare în circulație.

	Perioada de 3 luni incheiata la	
	31 martie 2023	31 martie 2022
Profit atribuibil acționarilor Societatii		
Profit net atribuibil acționarilor Societatii.....	1.723.355	1.287.898
Profitul atribuibil acționarilor ordinari.....	1.723.355	1.287.898
Numarul mediu ponderat de actiuni ordinare (de baza si diluat)		
Actiuni ordinare emise la 1 ianuarie.....	448.459.482	448.459.482
Numarul mediu ponderat de actiunilor ordinare la 31 martie.....	448.459.482	448.459.482
Rezultat pe actiune (de baza si diluat) RON/actiune.....	3,84	2,87

10. IMPOZITUL PE PROFIT

La determinarea impozitului curent și amânat, Societatea ia în considerare impactul pozițiilor fiscale incerte (vezi Nota 16). Aceasta evaluare se bazează pe estimări și ipoteze și poate implica o serie de rationamente cu privire la evenimente viitoare.

Grupul consideră că inregistrarile contabile pentru impozitul pe profit datorat sunt adecvate pentru toți anii fiscali deschisi, pe baza evaluării efectuate de conducere, luând în considerare diverși factori, inclusiv interpretarea legislației fiscale și experiența anterioară. Informații noi care să determine Grupul să-și modifice rationamentele cu privire la adecvarea datoriilor fiscale existente pot deveni disponibile; astfel de modificări ale datoriilor fiscale vor avea un impact asupra cheltuielii cu impozitul pe profit în perioada în care este efectuată o astfel de determinare.

(a) Cheltuiala cu impozitul pe profit pentru perioada de 3 luni incheiata la 31 martie 2023

Cheltuiala cu impozitul pe profit este recunoscută la nivelul valorii determinate prin înmulțirea profitului înainte de impozitare pentru perioada de raportare interimară cu cea mai bună estimare a conducerii cu privire la rata anuală de impozitare pentru întreg anul financiar.

Rata de impozitare consolidată efectivă a Grupului pentru perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2023 a fost 16,4% (perioada de trei luni încheiată la 31 martie 2022: 17,7%). Modificarea ratei de impozitare efective a fost determinată în principal de efectul distribuirii rezervei din reevaluare impozabile în 2022 întrucât, în acel an, suma distribuită din rezerva din reevaluare impozabilă a fost semnificativ mai mare decât suma estimată de Grup pentru 2023.

(b) Datorii privind impozitul pe profit curent

La 31 martie 2023 datoriile privind impozitul pe profit curent sunt în suma de 514.397 mii RON (31 decembrie 2022: 171.978 mii RON) întrucât termenul legal de depunere a declarației privind impozitul pe profit pentru anul 2022 a fost prelungit de la 25 martie 2023 până la 25 iunie 2023.

(c) Consecințe potențiale asupra impozitului pe profit

Grupul poate avea consecințe potențiale asupra impozitului pe profit care pot rezulta din plata de dividende către acționari din rezervele din reevaluare transferate în rezultatul reportat care, în conformitate cu legislația fiscală, sunt impozitate la momentul schimbării destinației, în măsura în care au fost deduse fiscal anterior. Astfel, distribuția de dividende din astfel de rezerve va genera impozit pe profit suplimentar. Societatea are astfel de rezerve transferate în rezultatul reportat la 31 martie 2023, care în urma distribuirii ar genera impozit pe profit suplimentar pentru Grup în suma de 23.603 mii RON (31 decembrie 2022: 21.499 mii RON).

Efectul fiscal potențial al rezervelor din reevaluare impozabile la schimbarea destinației sau la distribuire (la o rată de impozitare de 16%) care nu au fost încă transferate în rezultatul reportat este în suma de 369.650 mii RON la 31 martie 2023 (371.761 mii RON la 31 decembrie 2022).

11. NUMERAR SI ECHIVALENTE DE NUMERAR

	31 martie 2023	31 decembrie 2022
Conturi bancare	217.777	647.941
Depozite bancare cu scadenta mai mica de 3 luni	1.014.000	12.500
Numarar in casa	127	125
Echivalente de numerar	1.246	168
Total	1.233.150	660.734

12. INVESTITII IN DEPOZITE SI OBLIGATIUNI

	31 martie 2023		31 decembrie 2022	
	Curente	Pe termen lung	Curente	Pe termen lung
Depozite bancare cu scadenta mai mica de 1 an detinute in scop investitional	3.677.291	—	3.034.745	—
Obligatiuni corporative cu scadenta mai mare de 1 an	—	357.957	—	351.338
Total	3.677.291	357.957	3.034.745	351.338

Depozitele bancare sunt depozite pe termen scurt cu scadenta între 3 și 12 luni detinute în scop investitional și nu în scopul acoperirii angajamentelor de plată pe termen scurt. Rata medie a dobânzii la depozitele la termen a fost 8,3% pe an în primul trimestru al anului 2023 (primul trimestru al anului 2022: 3,8% pe an).

În 2022 Grupul a achiziționat obligațiuni corporative cu scadenta la 30 decembrie 2025. Soldul la 31 martie 2023 reprezintă principal în suma de 351.386 mii RON și dobânda aferentă în suma de 6.571 mii RON (31 decembrie 2022: principal în suma de 351.265 mii RON și dobânda aferentă în suma de 73 mii RON). Randamentul anual al obligațiunilor corporative este de 7,5%.

13. CREANTE COMERCIALE

	<u>31 martie 2023</u>	<u>31 decembrie 2022</u>
Creanțe comerciale – segmentul de producere a energiei electrice (angro)	448.285	468.749
Creanțe comerciale – segmentul de furnizare a energiei electrice (cu amanuntul).....	1.979.044	959.412
Ajustari pentru pierderi din depreciere.....	(112.461)	(77.484)
Total	<u>2.314.868</u>	<u>1.350.677</u>

Suma veniturilor nefacturate incluse în creanțele comerciale este 2.044.691 mii RON valoare bruta la 31 martie 2023 (1.116.046 mii RON la 31 decembrie 2022), din care 1.810.889 mii RON valoare bruta se refera la segmentul de furnizare a energiei electrice (767.612 mii RON la 31 decembrie 2022). În 2022 Grupul a început implementarea unui nou sistem de facturare, aspect care, împreună cu modificările frecvente ale reglementărilor cu privire la prețurile de furnizare către consumatori finali și creșterea semnificativă a numărului de clienți din segmentul de furnizare, a condus la o întârziere semnificativă în procesul de facturare și la un sold semnificativ al veniturilor nefacturate la 31 martie 2023 și 31 decembrie 2022.

Analiza pe vechimi a creanțelor comerciale este prezentată în Nota 15. Creanțele comerciale de încasat de la partile afiliate sunt prezentate în Nota 17.

14. CONTRIBUTII ÎN AVANS LA CAPITALUL SOCIAL

În data de 27 martie 2023, Adunarea Generală a Acționarilor a aprobat majorarea capitalului social cu 13.431 mii RON, reprezentând 1.343.085 acțiuni, din care 10.752 mii RON aport în natură al Ministerului Energiei constând în terenuri și 2.679 mii RON aport în numerar, pentru care Fondul Proprietatea are drept de subscriere în termen de 30 de zile de la data hotărârii acționarilor.

Până la 31 martie 2023 Societatea nu a emis acțiunile; cu toate acestea, Ministerul Energiei a transferat dreptul de proprietate asupra terenurilor cu valoare justă de 10.752 mii RON, înregistrate de Societate ca și contribuție în avans la capitalul social.

15. INSTRUMENTE FINANCIARE – Valori juste și gestionarea riscurilor

(a) Clasificări contabile și valori juste

În conformitate cu IFRS 9, activele și datoriile financiare ale Grupului sunt evaluate la cost amortizat. În conformitate cu modelul de afaceri al Grupului, activele și datoriile financiare sunt deținute în vederea colectării fluxurilor de numerar contractuale, iar aceste fluxuri de numerar sunt exclusiv plăți de principal și dobânzi. Grupul nu a inclus informații privind valoarea justă pentru activele și datoriile financiare care nu sunt evaluate la valoarea justă dacă valoarea contabilă reprezintă o aproximare rezonabilă a valorii juste.

(b) Gestionarea riscului financiar

Riscul de credit

Riscul de credit este riscul ca Grupul să suporte o pierdere financiară dacă un client sau o contrapartidă la un instrument financiar nu își îndeplinește obligațiile contractuale, iar acest risc derivă în principal din creanțe comerciale, numerar și echivalente de numerar și investiții în obligațiuni corporative și depozite.

Numerarul și depozitele bancare sunt plasate în instituții financiare care sunt considerate ca având o bonitate ridicată.

Expunerea la riscul de credit

Valoarea contabilă a activelor financiare reprezintă expunerea maximă la riscul de credit.

	31 martie 2023	31 decembrie 2022
Creante comerciale	2.314.868	1.350.677
Numerar și echivalente de numerar	1.233.150	660.734
Numerar restricționat	101.057	101.057
Investiții în obligațiuni corporative și depozite	4.035.248	3.386.083
Total	7.684.323	5.498.551

Creanțele comerciale

Expunerea Grupului la riscul de credit este influențată în principal de caracteristicile individuale ale fiecărui client. Grupul a stabilit o politică de credit conform căreia fiecare client nou non-casnic este analizat individual din punct de vedere al bonității înainte de încheierea unui contract, astfel încât vânzarea să se realizeze către clienții cu o bonitate adecvată. Pentru clienții casnici, o astfel de analiză a riscului de credit nu se efectuează din cauza naturii și numărului clienților. Ajustările pentru pierderi din deprecierea creanțelor comerciale reflectă pierderile din credit preconizate, calculate pe baza ratelor de pierdere.

Creșterea creanțelor comerciale se datorează veniturilor nefacturate semnificative datorate întârzierilor în facturarea energiei electrice furnizate consumatorilor finali, ca urmare a implementării unui nou sistem de facturare pentru activitatea de furnizare și ca urmare a creșterii semnificative a numărului de clienți noi. Suma veniturilor nefacturate incluse în creanțele comerciale este 2.044.691 mii RON la 31 martie 2023 (1.116.046 mii RON la 31 decembrie 2022).

Tabelul următor prezintă informații despre expunerea la riscul de credit și pierderile din credit preconizate (ECL) pentru creanțele comerciale la 31 martie 2023:

	Rata medie ponderată a pierderilor	Valoarea contabilă brută	Ajustare pentru pierderi din depreciere	Creante comerciale nete
Nerestante	2,32%	1.927.655	(44.631)	1.883.024
Restante – de la 0 la 3 luni	28,82%	44.590	(12.850)	31.740
Restante – de la 3 la 6 luni	85,84%	23.920	(20.534)	3.386
Restante – de la 6 luni la 1 an	100,00%	13.656	(13.656)	—
Restante – mai mult de 1 an	100,00%	20.790	(20.790)	—
Total		2.030.611	(112.461)	1.918.150
Clienti analizați individual		396.718	—	396.718
Total creante comerciale		2.427.329	(112.461)	2.314.868

Tabelul urmator prezinta informatii cu privire la expunerea la riscul de credit si a pierderilor din credit preconizate (ECL) la 31 decembrie 2022:

	Rata medie ponderata a pierderilor	Valoarea contabila bruta	Ajustare pentru pierderi din deprecieri	Creante comerciale nete
Nerestante	2,45%	1.014.908	(24.896)	990.012
Restante – de la 0 la 3 luni.....	36,40%	39.459	(14.363)	25.096
Restante – de la 3 la 6 luni.....	62,86%	13.496	(8.483)	5.013
Restante – de la 6 luni la 1 an.....	100,00%	19.036	(19.036)	—
Restante – mai mult de 1 an.....	100,00%	10.706	(10.706)	—
Total.....		1.097.605	(77.484)	1.020.121
Clienti analizati individual		330.556	—	330.556
Total creante comerciale		1.428.161	(77.484)	1.350.677

Clientii analizati individual reprezinta sume restante de la clienti pentru care Grupul considera ca exista un risc de neincasare neglijabil.

Ratele pierderilor pentru primul trimestru al anului 2023 se bazeaza pe pierderile din credit efective inregistrate in ultimele 3 trimestre luand in considerare evolutia segmentului de furnizare si intarzierile in facturarea energiei electrice furnizate (31 decembrie 2022: cinci ani).

Grupul are garantii primite de la clienti in suma de 470.357 mii RON la 31 martie 2023 (907.555 mii RON la 31 decembrie 2022). Acestea sunt garantii de plata sub forma de scrisori de garantie bancara primite in legatura cu contractele de vanzare de energie electrica. Diminuarea garantiilor primite de la clienti se datoreaza implementării mecanismului de achiziție centralizata a energiei electrice. Tranzacțiile pe această piață se efectuează prin intermediul OPCOM, ceea ce înseamnă că Grupul a încheiat un singur contract angro cu OPCOM, astfel incat numărul contractelor de vanzare angro a scăzut în primul trimestru al anului 2023.

16. DATORII CONTINGENTE

16.1 Litigii, dispute si incertitudini fiscale

Principalele litigii in care este implicat Grupul, cu o expunere potențială de 882.864 mii RON la 31 martie 2023 si la 31 decembrie 2022 sunt prezentate ca datorii contingente:

a) Litigiu cu Ministerul Energiei

Expunere potențială: 373.050 mii RON la 31 martie 2023 si 31 decembrie 2022

Reclamant: Ministerul Energiei

Dosar nr. 3200/2/2018

Ministerul Energiei pretinde următoarele:

1. obligarea Societății de a încheia un act adițional la contractul de concesiune, după cum urmează:
 - a) Ministerul Energiei, în calitate de concedent, să poată modifica unilateral redevența; și
 - b) redevența anuală să fie modificată la o suma egală cu amortizarea anuală a imobilizărilor corporale care fac obiectul redevenței, în conformitate cu contractul de concesiune.
2. Ministerul Energiei pretinde, de asemenea, suma de 373.050 mii RON reprezentând redevențe suplimentare pentru perioada 2013 – 2018 calculate conform punctului 1b) de mai sus.

Instanta a numit un expert pentru a determina suma potentiala datorata de Grup. Instanța a aprobat, de asemenea, un expert angajat de Grup. Ambii experți au concluzionat că redevența calculată și plătită de Grup pentru perioada 2013 – 2018 a fost în conformitate cu prevederile acordului de concesiune și este corectă și completă.

La 11 mai 2021, prima instanță a respins pretențiile Ministerului Energiei ca neîntemeiate. În cursul anului 2022, Ministerul Energiei a făcut apel împotriva hotărârii instanței, dar nu a fost stabilită o dată pentru prima înfățișare.

Pe baza acestei prime hotărâri judecătorești, conducerea estimează că litigiul va fi soluționat în favoarea Grupului și, în consecință, nu este probabilă o ieșire de resurse.

b) Litigii cu autoritățile fiscale în legătură cu tratamente fiscale din anii trecuți

Expunere potențială: 214.385 mii RON la 31 martie 2023 și 31 decembrie 2022

Reclamant: Hidroelectrica

Societatea a făcut obiectul unei inspecții fiscale generale care a acoperit perioada 01.01.2006-30.06.2012, finalizată cu mai multe decizii de impunere emise de Agenția Națională de Administrare Fiscală („ANAF”) în 2014, care au stabilit impozite suplimentare în suma de 214.385 mii RON, care includ în principal impozit pe profit în suma de 26.513 mii RON și dobânzi și penalități de întârziere aferente de 119.448 mii RON, și taxa pe valoarea adăugată în suma de 37.677 mii RON și dobânzi și penalități de întârziere aferente de 27.339 mii RON. Societatea a depus o plângere în instanță în 2015, solicitând anularea deciziilor de impunere.

În anul 2021 experții desemnați de instanța au emis un raport în care au concluzionat că ANAF are dreptul să primească 511 mii RON plus dobânzi și penalități. ANAF a depus obiecții față de raportul experților. În februarie 2023, experții independenți au prezentat raportul actualizat care conține răspunsuri la obiecțiile ANAF. În raportul actualizat, experții au concluzionat că ANAF are dreptul să primească 987 mii RON.

În data de 7 aprilie 2023, Curtea de Apel București a pronunțat sentința prin care a fost anulată decizia de impunere a ANAF privind obligațiile suplimentare de plată în suma de 214.395 mii RON. ANAF poate face apel împotriva hotărârii instanței.

În baza hotărârii finale a Curții de Apel București în dosarul de insolvență al Societății conform căreia ANAF este decăzută din dreptul de a solicita plata obligațiilor fiscale impuse prin deciziile de impunere, și în baza raportului experților, care este favorabil Grupului, precum și hotărârea Curții de Apel București din 7 aprilie 2023, conducerea estimează că litigiul va fi soluționat în favoarea Grupului și, în consecință, nu este probabilă o ieșire de resurse.

c) Disputa privind taxa suplimentară pentru producătorii de energie electrică solicitată de autorități

Expunere potențială: 62.052 mii RON la 31 martie 2023 și 31 decembrie 2022

În anul 2022, taxa pentru producătorii de energie electrică a fost subiectul unor frecvente modificări în ceea ce privește modul de calcul. Una dintre modificări a fost instituită prin Legea nr. 357/2022, care a fost publicată la 16 decembrie 2022. Societatea a aplicat prevederile legii începând cu 16 decembrie 2022.

După cum este menționat în Nota 7 D, Societatea a făcut obiectul unor controale fiscale privind taxa pentru producătorii de energie electrică de către Direcția Generală Antifraudă Fiscală a ANAF. Conform procesului verbal întocmit în data de 11 aprilie 2023, organele fiscale au aplicat modificările introduse de lege retroactiv începând cu 1 septembrie 2022 și, prin urmare, au calculat impozit suplimentar în valoare de 62.052 mii RON.

În data de 28 aprilie 2023 Societatea a primit o decizie de impunere pentru suma de 62.052 mii RON. Grupul va contesta decizia de impunere în termen de 45 de zile de la data primirii.

Aplicabilitatea Legii nr. 357/2022 de la 1 septembrie 2022 ar putea fi atacată pe motiv de neconstitucionalitate având în vedere că articolul nr. 15 din Constituția României prevede, printre altele, că legea dispune numai pentru viitor. Pe baza argumentului de neconstitucionalitate, Societatea va contesta în instanța taxa suplimentară stabilită de organele fiscale. Conducerea apreciază că există argumente puternice pentru castigarea acestui potențial litigiu.

d) Litigiu cu Hidroconstructia SA

Expunere potențială: 98.762 mii RON la 31 martie 2023 și 31 decembrie 2022

Reclamant: Hidroconstructia SA

Dosar nr. 12257/3/2022

Hidroconstructia SA a formulat pretenții în suma de 98.762 mii RON constând din profituri nerealizate ca urmare a suspendării de către Hidroelectrica a lucrărilor de construcții aferente proiectului de investiții Făgăraș Hoghiz. De asemenea, Hidroconstructia a solicitat instanței să dispună rezilierea contractului aferent.

În ianuarie 2023, instanța a emis o hotărâre în favoarea Societății, prin care a respins pretențiile Hidroconstructia. Hotărârea poate fi atacată în apel. Pe baza primei hotărâri a primei instanțe, conducerea estimează că litigiul va fi soluționat în favoarea Grupului și, în consecință, nu este probabilă o ieșire de resurse.

e) Arbitraj cu Romelectro S.A.

Expunere potențială: 29.250 mii RON la 31 martie 2023 și 31 decembrie 2022

Reclamant: Romelectro S.A.

Dosar nr. 8/2021, în prezent Dosar nr. 30/2022

Hidroelectrica a depus o cerere de arbitraj pentru suma de 78,7 milioane RON reprezentând penalități pentru lucrări întârziate și dobânzi aferente, plus cheltuieli de judecată, în legătură cu proiectul de investiții Retehnologizare Stejaru.

Romelectro a formulat cereri reconvenționale pentru suma de EUR 8.868 mii EUR, echivalentul a 43.881 mii RON, plus dobânzi, TVA și cheltuieli de judecată aferente. Pretensiile se referă în principal la costurile suportate și la profitul nerealizat de Romelectro din cauza întâzierilor în executarea contractului generate de Hidroelectrica.

În anul 2022, din cauza insolvenței Romelectro, pretențiile Hidroelectrica în suma de 78,7 milioane RON au devenit nule, Hidroelectrica având dreptul de a solicita aceste sume în procedura insolvenței.

În urma constatării nulității pretențiilor Hidroelectrica, a fost deschis dosarul nr. 30/2022, care conține doar pretențiile Romelectro.

În anul 2022, Romelectro și-a redus pretențiile inițiale la suma de 5.827 mii EUR, echivalentul a 29.250 mii RON plus TVA și cheltuieli de judecată. Pretensiile reprezintă în principal costuri suportate de Romelectro, generate de întâzierile atribuibile Hidroelectrica, precum costuri de organizare a santierului, de personal, financiare.

În decembrie 2022, Tribunalul de Arbitraj a solicitat efectuarea unei expertize financiar-contabile de către un expert independent. În prezent, raportul de expertiză este în curs de întocmire, următorul termen fiind 12 iulie 2023.

În baza analizei juridice a contractului între părți și a documentelor aferente proiectului, Grupul susține că întâzierile în executarea proiectului nu sunt atribuibile Hidroelectrica, ci Romelectro, care a propus în mod constant soluții tehnice care nu au fost în conformitate cu contractul.

Pe baza aspectelor prezentate mai sus, conducerea estimează că litigiul va fi soluționat în favoarea Grupului și, în consecință, nu este probabilă o ieșire de resurse.

f) Litigiu cu Hidroconstructia SA

Expunere potențială: 32.832 mii RON la 31 martie 2023 și 31 decembrie 2022

Reclamant: Hidroconstructia SA

Dosarele nr. 44443/3/2016 și 11314/3/2021

Hidroconstructia SA pretinde recuperarea costurilor generate de suspendarea lucrărilor de construcții efectuate înainte intrării în insolvența a Hidroelectrica. Grupul susține că astfel de pretenții nu au temei, având în vedere procesul de insolvență al Hidroelectrica și faptul că reclamanta și-a pierdut dreptul la pretenții, deoarece nu le-a înregistrat în tabelul creditorilor.

În martie 2018, prima instanță a respins pretențiile Hidroconstructia SA. Această hotărâre a fost contestată de Hidroconstructia SA. Grupul a contestat, de asemenea, hotărârea, deoarece prevedea taxe administrative în sarcina Hidroelectrica.

În aprilie 2019, Curtea de Apel a trimis cauza primei instanțe pentru rejudecare. Litigiul a fost redeschis de prima instanță (dosarul nr. 11314/3/2021).

În aprilie 2022, instanța a dispus întocmirea unui raport de expertiză în construcții hidrotehnice și a unui raport de expertiză contabilă de către experți independenți. În prezent, rapoartele de expertiză sunt în curs de întocmire, următorul termen fiind 13 iunie 2023.

Pe baza hotărârii inițiale a primei instanțe, conducerea estimează că litigiul va fi soluționat în favoarea Grupului și, în consecință, nu este probabilă o ieșire de resurse.

g) Litigiu cu Beny Alex S.R.L.

Expunere potențială: 43.570 mii RON la 31 martie 2023 și 31 decembrie 2022

Reclamant: Beny Alex SRL

Dosar nr. 36646/3/2018*

Beny Alex SRL pretinde valoarea lucrărilor suplimentare executate în baza acordului de subcontractare încheiat cu Hidroserv (filiala Societății). Prima instanță a respins pretențiile pe motiv de prescripție a dreptului material de acțiune. În 2020, Beny Alex a făcut apel împotriva acestei hotărâri. Apelul a fost admis de Curtea de control judiciar, care a anulat integral hotărârea inițială a instanței și a retrimis cauza primei instanțe pentru rejudecare.

În decembrie 2022, a fost finalizat un raport de expertiză independent. Pe baza raportului de expertiză, valoarea lucrărilor suplimentare executate este 40.115 mii RON. Hidroelectrica a depus obiecții la raport. În prezent, obiecțiile sunt redactate, următorul termen fiind 30 mai 2023.

Beny Alex a formulat aceleași pretenții împotriva Hidroserv în 2017, ca parte a procedurii de insolvență a Hidroserv. În acest litigiu separat, instanța a respins pretențiile Beny Alex împotriva Hidroserv în 2018, hotărârea fiind definitivă.

În plus, Grupul susține că pretențiile Beny Alex se referă la costuri suportate de reclamant în timpul insolvenței Societății, pentru care Beny Alex nu a făcut nicio cerere de plată în timpul procedurii insolvenței și, în consecință, dreptul Beny Alex de a pretinde plata acestor sume după iesirea Societății din insolvența a expirat. În consecință, conducerea estimează că litigiul va fi soluționat în favoarea Grupului și, în consecință, nu este probabilă o ieșire de resurse.

h) Litigiu cu Hidroconstructia SA

Expunere potențială: 28.963 mii RON la 31 martie 2023 și 31 decembrie 2022

Reclamant: Hidroconstructia SA

Dosar nr. 31451/3/2020

Hidroconstructia SA a formulat pretenții în suma de 28.963 mii RON reprezentând reduceri comerciale acordate Grupului în perioada 2014 – 2019 pentru lucrări de construcții aferente proiectului AHE Siriu-Surduc, precum și indexarea prețului lucrărilor executate în perioada respectivă.

Conform contractului dintre părți, Hidroconstructia a acordat Hidroelectrica reduceri comerciale și au convenit să mențină prețurile fixe atât timp cât Hidroelectrica va asigura finanțarea proiectului.

Hidroconstructia pretinde ca Hidroelectrica nu a asigurat finanțarea proiectului și este îndreptățită să recupereze reducerile comerciale acordate.

În septembrie 2022, expertul independent a emis un raport care a stabilit o datorie potențială între 8.904 mii RON și 31.158 mii RON. Expertul independent nu a analizat dacă Grupul a asigurat sau nu finanțarea proiectului.

Având în vedere că Grupul nu are o datorie față de Hidroconstructia în legătură cu lucrările executate în 2014 – 2019 pentru proiectul AHE Siriu – Surduc, conducerea a evaluat că Hidroelectrica a îndeplinit condițiile pentru asigurarea finanțării proiectului și estimează că litigiul va fi soluționat în favoarea Grupului și, în consecință, nu este probabilă o ieșire de resurse.

La data de 10 aprilie 2023, Curtea a respins cererea Hidroconstructia, aceasta decizie poate fi contestată.

16.2 Cadrul legislativ fiscal

Controalele fiscale sunt frecvente în România, constând din verificări amănunțite ale registrelor contabile ale contribuabililor. Astfel de controale au loc uneori după luni sau chiar ani de la stabilirea datoriilor fiscale. În consecință, societățile ar putea datora impozite și amenzi semnificative. În plus, legislația fiscală este supusă unor modificări frecvente, iar autoritățile manifestă de multe ori inconsecvențe în interpretarea legislației.

Declarațiile fiscale pot face obiectul revizuirii și corecțiilor de către autoritățile fiscale, în general pentru o perioadă de cinci ani după ce au fost depuse la autoritățile fiscale.

Autoritățile fiscale române au efectuat controale fiscale cu privire la impozitul pe profit și taxa pe valoare adăugată ale Hidroelectrica până la 20 iunie 2012, iar cu privire la impozitul pe profit și taxa pe valoare adăugată ale Hidroserv până la 31 decembrie 2014. Nu au fost efectuate controale fiscale la Crucea Wind Farm și Hidroelectrica Wind Services.

Conducerea consideră că au fost recunoscute rezerve adecvate în situațiile financiare consolidate pentru toate datoriile fiscale semnificative; cu toate acestea, persistă riscul ca autoritățile fiscale să aibă pozitii diferite.

16.3 Obligatii de dezafectare

Grupul a identificat obligații de dezafectare în legătură cu facilitatile sale hidroenergetice. Conducerea estimează că, exceptand activele abandonate sau trecute în post-utilizare în urma deciziilor conducerii și cu excepția parcului eolian, pentru care sunt recunoscute provizioane de dezafectare, apariția unor evenimente care ar necesita abandonarea sau trecerea în post-utilizare a altor active din domeniul public sau a hidrocentralor deținute de Grup până la sfârșitul contractului de concesiune (31 de ani de la 31 decembrie 2022) este improbabilă, având în vedere durata de viață utilă îndelungată a barajelor, care poate fi extinsă semnificativ peste 100 de ani prin mentenanța și modernizări.

17. PARTI AFILIATE

a) Entitatea care controleaza in ultima instanta

Actionarii Societatii sunt statul roman, reprezentat de Ministerul Energiei, cu o participatie de 80,0561%, si Fondul Proprietatea, cu o participatie de 19,9439% la 31 martie 2023.

b) Tranzactii cu personalul-cheie din conducere

Personalul-cheie din conducere include membrii Directoratului si ai Consiliului de Supraveghere.

Remuneratia Directoratului	Perioada de 3 luni incheiata la	
	31 martie 2023	31 martie 2022
Cheltuieli recunoscute in cursul perioadei		
Componenta fixa	638	570
Componenta variabila.....	—	—
Total	638	570
Plati efectuate in cursul perioadei		
Componenta fixa	638	570
Componenta variabila (pentru anul precedent).....	—	—
Total	638	570

Directoratul este format din 5 directori.

Remuneratia directorilor executivi constă în: o indemnizație fixa lunara care nu poate depasi de șase ori media salariul mediu brut lunar pe ultimele 12 luni înainte de numire publicat de Institutul Național de Statistică (INS) pentru codul de activitate al Societății (CAEN) conform clasificării activităților din economia națională, și o componentă variabilă calculată pe baza indicatorilor de performanță financiari și nefinanciari, negociați și aprobați de adunarea generală a acționarilor.

Componenta variabila a remuneratiei Directoratului aprobata prin hotarare a actionarilor in 2019 este limitata la de 3,5 ori indemnizatia fixa lunara. Suma maxima a componentei variabile pentru toti membrii Directoratului este 8.201 mii RON. Componenta variabila nu este conditionata de serviciile viitoare.

Societatea a recunoscut o datorie estimata pentru componenta variabila a remuneratiei Directoratului in suma de 8.201 mii RON la 31 decembrie 2022 si a platit suma de 8.085 mii RON in mai 2023 in baza aprobarii Comitetului de Remunerare.

Societatea nu are obligatii contractuale cu privire la plata pensiilor catre fostii directori.

Remuneratia membrilor Consiliului de Supraveghere

	Perioada de 3 luni incheiata la	
	31 martie 2023	31 martie 2022
Cheltuieli recunoscute in cursul perioadei		
Componenta fixa	236	222
Componenta variabila.....	—	—
Total	236	222
Plati efectuate in cursul perioadei		
Componenta fixa	236	222
Componenta variabila (pentru anul precedent).....	—	—
Total	236	222

Consiliul de Supraveghere este format din 7 membri numiti pe o perioada de 4 ani.

Remuneratia membrilor Consiliului de Supraveghere a fost aprobata prin hotararea actionarilor in 2023. Conform acestei hotarari, remuneratia membrilor Consiliului de Supraveghere constă dintr-o indemnizatie fixa lunara, limitata la de doua ori media salarialui mediu brut lunar pe ultimele 12 luni inainte de numire publicat de Institutul National de Statistica (INS) pentru codul de activitate al Societatii (CAEN) conform clasificarii activitatilor din economia nationala.

Grupul a recunoscut o datorie estimata pentru componenta variabila a remunerației Consiliului de Supraveghere in suma de 1.038 mii RON la 31 decembrie 2022 si a platit suma de 884 mii RON in mai 2023 in baza aprobarii Comitetului de Remunerare.

Nu au fost acordate imprumuturi membrilor Consiliului de Supraveghere sau ai Directoratului. Nu au fost acordate / permise garantii catre / de la membrii Consiliului de Supraveghere sau ai Directoratului.

c) Tranzactii cu alte societati in care statul detine control sau influenta semnificativa

In cursul normal al activitatii sale, Grupul are tranzactii cu alte entitati in care statul detine control sau influenta semnificativa, referitoare in principal la taxa pe apa uzinata, achizitia de energie electrica, servicii de transport si de sistem si vanzari de energie electrica, dupa cum urmeaza:

Furnizor	Achizitii (fara TVA) in perioada de trei luni incheiata la	Datorii (inclusiv TVA)
	31 martie 2023	31 martie 2023
Administrația Națională Apele Romane.....	165.184	113.607
Transelectrica (operatorul sistemului de energie electrica din Romania).....	112.336	57.714
OPCOM (operatorul pietei de energie electrica din Romania)	1.253	307
SN Nuclearelectrica SA.....	137.004	(38.892)
Distribuție Energie Electrica România	78.543	32.142
Altii	6.136	1.587
Total.....	500.465	166.465

Furnizor	Achizitii (fara TVA) in perioada de 3 luni incheiata la 31 martie 2022	Datorii (inclusiv TVA) 31 decembrie 2022
Administrația Națională Apele Romane.....	105.362	78.625
Transelectrica (operatorul sistemului de energie electrica din Romania).....	74.786	70.417
OPCOM (operatorul pietei de energie electrica din Romania).....	1.457	85
SN Nuclearelectrica SA.....	-	(41.256)
Distribuție Energie Electrica România.....	13.450	14.902
Altii.....	3.069	1.564
Total.....	198.124	124.337

Client	Vanzari (fara TVA) in perioada de 3 luni incheiata la 31 martie 2023	Creante, valoare bruta (inclusiv TVA)	Ajustare de valoare 31 martie 2023	Creante, valoare neta (inclusiv TVA)
Transelectrica (operatorul sistemului de energie electrica din Romania).....	308.628	135.545		135.545
Electrica Furnizare.....	25.621	8.806	-	8.806
OPCOM (operatorul pietei de energie electrica din Romania).....	1.238.180	183.200	-	183.200
E.ON Energie Romania.....	21.428	7.374	-	7.374
Engie România.....	15.097	5.196	-	5.196
Altii.....	117.469	158.565	(18.725)	139.840
Total.....	1.726.423	498.686	(18.725)	479.961

Alti clienti includ in principal institutii publice, autoritati locale si institutii publice de invatamant carora Societatea le-a furnizat energie electrica in 2023.

Client	Vanzari (fara TVA) in perioada de 3 luni incheiata la 31 martie 2022	Creante, valoare bruta (inclusiv TVA)	Ajustare de valoare 31 decembrie 2022	Creante, valoare neta (inclusiv TVA)
Transelectrica (operatorul sistemului de energie electrica din Romania).....	544.675	276.208	-	276.208
Electrica Furnizare.....	87.021	42.420	-	42.420
OPCOM (operatorul pietei de energie electrica din Romania).....	642.135	2.821	-	2.821
E.ON Energie Romania.....	67.884	27.343	-	27.343
Engie România.....	39.531	6.539	-	6.539
Distributie Energie Electrica Romania..	3.620	73	(16)	57
Romaero.....	-	7.502	(7.502)	-
Metrorex.....	-	8.024	(7.819)	205
Altii.....	15.980	155.019	(15.671)	139.348
Total.....	1.400.846	525.949	(31.008)	494.941

18. EVENIMENTE ULTERIOARE

Achiziția liniilor de business ale UCM Resita

In 22 februarie 2023, Grupul a fost declarat castigator al procedurii de vanzare a liniilor de business ABC si platforma Calnicel, care erau in proprietatea UCM Resita SA. Grupul si UCM Resita SA nu au semnat inca acordul de vanzare-cumparare. Valoarea tranzactiei este 67.879 mii RON. Se preconizeaza ca acesta va fi semnat in prima jumatate a anului 2023.

Asociere in participatie

In 15 martie 2023, Adunarea Generala a Actionarilor a aprobat acordul de asociere in participatie intre Societate si Abu Dhabi Future Energy Company PJSC Masdar. Scopul acestei asocieri in participatie este de a dezvolta, investi, construi si exploata proiecte de energie din surse regenerabile in Romania. Asocierea in participatie se va concentra pe proiecte si investitii exclusiv din urmatoarele categorii de tehnologie: proiecte fotovoltaice pe baza de panouri flotante si proiecte eoliene offshore – fixe si flotante.

Asocierea in participatie va fi infiintata in Bucuresti, Romania, in conformitate cu regulile si reglementarile din Romania sub forma unei societati cu raspundere limitata sau societate pe actiuni. Fiecare parte va avea o detinere de 50% in asocierea in participatie. La 31 martie 2023 nu a fost inca semnat contractul de asociere in participatie.

Directoratul

Membrii actuali ai Directoratului au fost numiti in iunie 2019 pentru o perioada care ar fi trebuit sa se incheie la 10 iunie 2023. In data de 6 aprilie 2023, Consiliul de Supraveghere a aprobat incetarea cu acordul partilor a contractelor de mandat ale membrilor Directoratului si a aprobat numirea acelorasi persoane ca membri interimari ai Directoratului incepand cu 7 aprilie 2023, cu o durata a mandatului de 4 luni sau pana la desemnarea unor noi membri ai Directoratului selectati conform OUG 109/2011.

Distribuirea dividendelor

In data de 28 aprilie 2023, Adunarea Generală a Acționarilor a aprobat distribuirea dividendelor după cum urmează:

- Dividende distribuite din profitul anului 2022, in suma de 3.914.389 mii RON, reprezentând 90% din profitul net al anului 2022 eligibil pentru distribuire conform situațiilor financiare individuale statutare ale Societății; și
- Dividende distribuite din rezultatul reportat reprezentand rezerva din reevaluare amortizata si transferata, in suma de 435.000 mii RON, in situațiile financiare individuale statutare ale Societății.

Bogdan BADEA
Presedinte Directorat

Marian BRATU
Membru Directorat

Andrei GERA
Membru Directorat

Cristian VLADOIANU
Membru Directorat

Razvan PATALIU
Membru Directorat

Marian FETITA
Manager Departament Contabilitate

Gabriela VASILESCU
Sef Serviciu Raportari Financiare, Buget

Aspecte cheie de audit

Aspectele cheie de audit sunt acele aspecte care, in baza rationamentului nostru profesional, au avut cea mai mare importanta in efectuarea auditului situatiilor financiare consolidate pentru fiecare an al perioadei de 3 ani incheiate la 31 decembrie 2022. Aceste aspecte au fost abordate in contextul auditurilor situatiilor financiare consolidate in ansamblul lor si in formarea opiniei noastre asupra acestor situatii financiare consolidate. Nu furnizam o opinie separata cu privire la aceste aspecte cheie de audit.

Recunoasterea veniturilor din furnizarea energiei electrice (anul incheiat la 31 decembrie 2022)

Venituri – Furnizare de energie electrica consumatorilor finali (vanzari cu amanuntul): 2.148.983 mii RON pentru anul incheiat la 31 decembrie 2022 – Nota 9

Creante comerciale – segmentul de furnizare a energiei electrice (cu amanuntul): 959.412 mii RON valoare bruta la 31 decembrie 2022, din care 767.612 mii RON valoare bruta reprezinta venituri nefacturate – Nota 18

A se vedea Notele 6(c) (politici contabile), 9 si 18 (informatii explicative) la situatiile financiare consolidate.

Aspect cheie de audit	Modul de abordare in cadrul misiunii de audit
<p>Ponderea segmentului de furnizare de energie electrica in veniturile totale ale Grupului a crescut semnificativ in 2022, ajungand la 23% din venituri (6% in 2021 si 2020).</p> <p>Veniturile din furnizarea energiei electrice consumatorilor finali sunt recunoscute ca produs intre minimul dintre preturile contractuale agreeate cu clientii si preturile plafonate conform legislatiei, dupa caz, si consumul de energie electrica al fiecarui consumator determinat pe baza citirilor de contoare, auto-citirilor sau a volumelor estimate de operatorii de distributie, dupa caz.</p> <p>In 2022 Grupul a inceput implementarea unui nou sistem de facturare, aspect care, impreuna cu modificarile frecvente ale reglementarilor cu privire la preturile de furnizare catre consumatorii finali si cresterea semnificativa a numarului de clienti cu amanuntul, a condus la intarzieri semnificative in procesul de facturare si la un sold semnificativ al veniturilor nefacturate in segmentul de furnizare a energiei electrice la 31 decembrie 2022.</p> <p>In plus, Grupul nu s-a putut baza pe sistemele sale IT in determinarea veniturilor din furnizarea energiei electrice din cauza functionalitatilor limitate ale sistemelor de facturare. In schimb, acest proces s-a bazat preponderent pe procesarea manuala a datelor, cu un volum mare de date prelucrate. In consecinta, auditul nostru a implicat utilizarea extinsa a procedurilor de fond.</p>	<p>Procedurile noastre de audit au inclus, printre altele:</p> <ul style="list-style-type: none"> • obtinerea unei intelegeri a procesului de recunoastere a veniturilor din furnizarea energiei electrice; • obtinerea unei confirmari independente din partea operatorului de transport al energiei electrice cu privire la volumul total de energie electrica transportata catre consumatorii finali in cursul anului si compararea acestuia cu inregistrările Grupului; • pentru un esantion de tranzactii de vanzare recunoscute in timpul anului, compararea preturilor care stau la baza acestor tranzactii cu contractele incheiate cu clientii sau cu preturile plafonate conform legislatiei si a volumelor vanzarilor cu cele raportate de operatorii de distributie sau cu auto-citirile, dupa caz; atunci cand volumele raportate de operatorii de distributie nu au fost bazate pe citiri de contoare, ci au fost estimate, efectuarea unei predictii independente a volumelor pe baza consumului istoric al clientilor respectivi; • pentru un esantion de clienti non-casnici din segmentul de furnizare, obtinerea de confirmari independente de la clienti cu privire la vanzarile anuale, atat facturate, cat si nefacturate, si soldurile la data de raportare, si compararea acestora cu inregistrările Grupului;

<p>Datorita factorilor mentionati mai sus, am considerat ca acest aspect este asociat unui risc de denaturare semnificativa a situatiilor financiare consolidate, ceea ce a necesitat atentie sporita in cadrul auditului. In consecinta, am considerat ca acesta reprezinta un aspect cheie de audit.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • pentru un esantion de venituri facturate in cursul anului, compararea sumelor recunoscute cu incasarile ulterioare; • evaluarea acuratetei si exhaustivitatii informatiilor prezentate de Grup in legatura cu veniturile in situatiile financiare consolidate, prin raportare la cerintele standardelor de raportare relevante.
--	--

Imobilizari corporale evaluate in baza modelului reevaluarii (31 decembrie 2022, 2021 si 2020)	
<p><i>Imobilizari corporale evaluate in baza modelului reevaluarii: 18.588.177 mii RON la 31 decembrie 2022; 17.083.143 mii RON la 31 decembrie 2021; 12.822.606 mii RON la 31 decembrie 2020 – Nota 20</i></p> <p><i>Rezerva din reevaluare: 11.021.335 mii RON la 31 Decembrie 2022; 9.612.905 mii RON la 31 decembrie 2021; 6.094.878 mii RON la 31 decembrie 2020 – Nota 21(b)</i></p> <p><i>Crestere din reevaluare recunoscuta in alte elemente ale rezultatului global, net: 2.116.546 mii RON in 2022; 4.591.568 mii RON in 2021; zero in 2020 – Notele 20, 21(b)</i></p> <p><i>Crestere/descrestere din reevaluare recunoscuta in profit sau pierdere, net: castig din reevaluare in suma de 40.002 mii RON in 2022; pierdere in suma de 255.636 mii RON in 2021; zero in 2020 – Nota 20</i></p>	
<p>A se vedea Notele 6(h) (politici contabile), 20 si 21(b) (informatii explicative) la situatiile financiare consolidate.</p>	
Aspect cheie de audit	Modul de abordare in cadrul misiunii de audit
<p>Imobilizarile corporale reprezinta o portiune semnificativa a activelor totale ale Grupului. Grupul evalueaza toate imobilizarile corporale cu exceptia imobilizarilor corporale in curs de executie si a activelor inchiriate, utilizand modelul reevaluarii, cele mai recente reevaluari fiind efectuate la 31 decembrie 2022 si 2021. La 31 decembrie 2020 si 2019, conducerea a concluzionat ca valoarea contabila a imobilizarilor corporale nu a fost diferita semnificativ fata de valoarea lor justa.</p> <p>In cazul Grupului, valoarea justa a imobilizarilor corporale este estimata pe baza urmatoarelor metode principale:</p> <ul style="list-style-type: none"> - abordarea prin comparatia directa – pentru terenuri si anumite echipamente si mijloace de transport; si - metoda costului net de inlocuire (inclusiv testul uzurii economice) – pentru constructii si instalatii specifice activitatii de productie a energiei electrice in hidrocentrale. 	<p>Procedurile noastre de audit in legatura cu acest aspect, efectuate, dupa caz, cu asistenta din partea specialistilor nostri in evaluare, au inclus, printre altele:</p> <ul style="list-style-type: none"> • evaluarea gradului de adecvare si a consecventei in aplicarea metodelor si modelelor utilizate pentru estimarea valorilor juste ale imobilizarilor corporale prin raportare la cerintele standardelor de raportare si a metodelor de evaluare general acceptate; • evaluarea critica a concluziei Grupului ca valoarea contabila a imobilizarilor corporale la 31 decembrie 2020 si 2019 nu a fost diferita semnificativ fata de valoarea lor justa, in principal in baza intelegerii noastre cu privire la caracteristicile activelor, conditiilor de piata, indicatorilor macroeconomici precum rata inflatiei si evolutia costurilor in constructii; • evaluarea ipotezelor cheie utilizate in modelele de evaluare ale Grupului, dupa cum urmeaza (in toate cazurile, pentru un esantion de active): <ul style="list-style-type: none"> - pentru abordarea prin comparatie directa – prin raportare la informatii disponibile public



Estimarea valorii juste a activelor necesita efectuarea unor rationamente semnificative si ipoteze complexe de catre conducere, cum ar fi, de exemplu selectarea metodelor de evaluare adecvate, identificarea tranzactiilor comparabile si a informatiilor pentru determinarea costului de inlocuire, determinarea duratelor de viata utila a imobilizarilor corporale si a ratelor de utilizare a capacitatilor de productie. Conducerea a implicat un expert evaluator extern pentru a-i asista in efectuarea acestor rationamente si ipoteze semnificative.

Datorita factorilor de mai sus, coroborate cu cuantumul sumelor implicate, am considerat ca acest aspect reprezinta un aspect cheie de audit.

pentru active similare privind pretul de piata, ajustat pentru diferente ale caracteristicilor cheie ale activelor, dupa caz;

- pentru metoda costului net de inlocuire – prin:

o compararea costului de constructie si a indicilor de modificare a preturilor cu informatii din cataloage tehnice externe aplicabile industriei si, respectiv, alte surse externe disponibile public;

o compararea duratelor de viata utila ale activelor cu cele din cataloage de specialitate relevante pentru active similare;

o compararea uzurii externe si functionale cu informatii istorice ale Grupului cu privire la rata de utilizare a capacitatii pe hidroagregat;

o analiza comparativa a valorii reevaluate pe megawatt instalat la nivelul hidroagregatelor cu indicatorii prezentati in studii tehnice aplicabile industriei;

• evaluarea ipotezelor cheie utilizate in testul uzurii economice (pe baza modelului fluxurilor de numerar actualizate), dupa cum urmeaza:

- proiectiile de venituri si costuri – prin raportare la cele mai recente bugete aprobate;

- rata de actualizare – prin raportare la surse externe disponibile public;

• evaluarea acuratetei si exhaustivitatii informatiilor cu privire la reevaluare si valori juste prezentate de Grup in situatiile financiare consolidate, prin raportare la cerintele standardelor de raportare financiara relevante.

N

Deprecierea imobilizarilor corporale in curs de executie (31 decembrie 2022, 2021 si 2020)

Imobilizari corporale in curs de executie: 918.032 mii RON la 31 decembrie 2022; 905.554 mii RON la 31 decembrie 2021; 974.232 mii RON la 31 decembrie 2020 – Nota 20

Pierderi din deprecierea imobilizarilor corporale in curs de executie, net: 63.871 mii RON in 2022; 102.949 mii RON in 2021; 98.687 mii RON in 2020 – Nota 20

A se vedea Notele 4 a3) (rationamente), 6(l)(ii) (politici contabile) si 20 (informatii explicative) la situatiile financiare consolidate.

Aspect cheie de audit	Modul de abordare in cadrul misiunii de audit
<p>Grupul prezinta imobilizari corporale in curs de executie semnificative la 31 decembrie 2022, 2021 si 2020. Anumite active reprezinta proiecte de investitii incepute in urma cu cateva decenii, a caror dezvoltare a fost fie incetinita semnificativ (din motive procedurale, juridice sau tehnice), fie suspendata sau abandonata. Continuarea sau reluarea acestor proiecte si fezabilitatea lor din punct de vedere economic sunt evaluate de Grup anual. Pe baza testelor de depreciere din anii anteriori, aceste proiecte de investitii in curs de executie au fost depreciate integral, cu exceptia proiectelor Bumbesti-Livezeni, Rastolita si Siriu-Surduc.</p> <p>In efectuarea testului de depreciere, conducerea compara valoarea contabila a activelor cu valoarea lor recuperabila determinata pe baza valorii de utilizare.</p> <p>Determinarea valorii recuperabile necesita rationamente semnificative si ipoteze complexe din partea conducerii, in special in legatura cu gruparea activelor in unitati generatoare de numerar, evolutia pretului energiei electrice, marja de profit, costurile de finalizare, capacitatea de productie a proiectului si ratele de actualizare.</p> <p>Datorita factorilor de mai sus, coroborate cu incertitudinile crescute asociate estimarilor determinate de mediul de afaceri actual volatil, evaluarea deprecierei imobilizarilor corporale in curs de executie a necesitat rationamente semnificative si o atentie sporita in cadrul auditului. In consecinta, am considerat ca acest aspect reprezinta un aspect cheie de audit.</p>	<p>Procedurile noastre de audit in legatura cu acest aspect, efectuate, dupa caz, cu asistenta din partea specialistilor nostri in evaluare si in energie, au inclus, printre altele:</p> <ul style="list-style-type: none"> • evaluarea gradului de adecvare a metodologiei si modelelor utilizate pentru determinarea valorii recuperabile a activelor prin raportare la cerintele standardelor contabile relevante; • evaluarea calitatii previziunilor Grupului prin compararea proiectiilor istorice cu rezultatele efective; • inspectarea proceselor verbale ale adunarilor actionarilor, Directoratului si Consiliului de Supraveghere in legatura cu discutii, analize sau decizii legate de continuarea, reluarea sau abandonarea proiectelor de investitii, precum si a celor care furnizeaza informatii cu privire la durata si costul de finalizare estimate; • inspectarea planurilor de investitii ale Grupului pentru anii urmatori si analiza sumelor alocate pentru continuarea proiectelor de investitii respective; • inspectarea documentelor puse la dispozitia noastra de catre departamentele de mediu si management de proiect ale Societatii cu privire la evolutia procesului de obtinere a noilor autorizatii de construire si de mediu pentru proiectele Bumbesti-Livezeni, Rastolita si Siriu-Surduc si discutarea cu reprezentantii acestor departamente despre probabilitatea obtinerii unui rezultat favorabil; • tinand cont de probele obtinute din procedurile precedente, evaluarea critica a ipotezelor cheie utilizate in modelele Grupului bazate pe fluxuri de numerar actualizate, dupa cum urmeaza: <ul style="list-style-type: none"> - costurile de finalizare estimate – prin raportare la documentatia interna, contracte

N

	<p>disponibile, discutii cu anumiti membri ai Directoratului;</p> <ul style="list-style-type: none">- preturile prognozate ale energiei electrice – prin raportare la prognoze ale pretului energiei electrice din studii de piata externe si din analiza proprie cu privire la piata energiei electrice;- capacitatea instalate ale centralelor electrice – prin raportare la documentatii tehnice ale proiectelor de investitii;- rata de utilizare a centralelor electrice – prin raportare la performantele recente ale Grupului;- marja de profit – prin raportare la performantele recente ale Grupului; si- rata de actualizare – prin raportare la surse externe disponibile public; <ul style="list-style-type: none">• evaluarea senzitivitatii modelului bazat pe fluxuri de numerar viitoare actualizate la modificari posibile in mod rezonabil ale ipotezelor;• evaluarea acuratetei si exhaustivitatiei informatiilor cu privire la deprecierea imobiliarilor corporale prezentate de Grup in notele la situatiile financiare consolidate prin raportare la cerintele standardelor de raportare financiara relevante.
--	---

M

Litigii, dispute si incertitudini fiscale (31 decembrie 2022, 2021 si 2020)

Datorii contingente: 882.864 mii RON la 31 decembrie 2022; 736.681 mii RON la 31 decembrie 2021; 692.800 mii RON la 31 decembrie 2020 – Nota 30.1

Taxa pentru producatorii de energie electrica: 671.739 mii RON in 2022 – Nota 11D

Provizioane pentru litigii si dispute: 120.354 mii RON la 31 decembrie 2022; 116.260 mii RON la 31 decembrie 2021; 196.304 mii RON la 31 decembrie 2020 – Nota 26

A se vedea Notele 6(o), 6(p) si 6 (q) (politici contabile), 4 a6) (rationamente), 11D, 30.1 si 26 (informatii explicative) la situatiile financiare consolidate.

Aspect cheie de audit	Modul de abordare in cadrul misiunii de audit
<p>In cursul normal al activitatii, Grupul este expus unor pierderi potentiale ca urmare a unor proceduri administrative, fiscale sau hotarari judecatoresti. Dupa cum este prezentat in Notele 26 si 30.1 la situatiile financiare consolidate, Grupul este implicat intr-un numar de litigii si dispute cu diverse autoritati, parteneri de afaceri sau alti terti, printre care:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Ministerul Energiei, in legatura cu un litigiu pentru pretentii in suma de 373.050 mii RON prezentate ca datorii contingente la 31 decembrie 2022, 2021 si 2020; si - autoritatile fiscale, in legatura cu litigii pentru suma de 214.385 mii RON reprezentand impozit pe profit si TVA suplimentare si dobanzi si penalitati aferente pretinse de autoritatile fiscale, prezentata ca datorie contingenta la 31 decembrie 2022, 2021 si 2020. <p>In plus, dupa cum este descris in Nota 11D, s-au produs o serie de schimbari legislative care au implicat impunerea anumitor taxe aplicabile Grupului in calitate de producator de energie. Anumiti termeni utilizati in legislatia mentionata mai sus nu au fost definiti suficient, si astfel pot face obiectul unor interpretari diferite. In consecinta, evaluarea cuantumului taxei pentru producatorii de energie electrica ce trebuie recunoscuta pentru anul 2022 si a datoriei aferente la 31 decembrie 2022 a fost asociata unui rationament semnificativ si unei incertitudini crescute asociate estimarilor.</p> <p>Sunt necesare rationamente semnificative din partea conducerii in analiza unor astfel de aspecte in vederea determinarii, printre altele:</p> <ul style="list-style-type: none"> - pentru incertitudinile legate de impozitul pe profit – a masurii in care este probabil ca autoritatea relevanta sa accepte tratamentele fiscale utilizate sau planificate a fi utilizate in declaratiile de impozit pe profit; si 	<p>Procedurile noastre de audit, efectuate cu asistenta specialistilor nostri fiscali si juridici, dupa caz, au inclus, printre altele:</p> <ul style="list-style-type: none"> • discutarea cu consultantii juridici interni ai Grupului a evolutiilor recente si a stadiului litigiilor, disputelor si incertitudinilor fiscale semnificative, inclusiv a evenimentelor ulterioare datei de raportare; • inspectarea registrului litigiilor deschise si a proceselor verbale ale adunarilor actionarilor, Directoratului si Consiliului de Supraveghere in vederea coroborarii stadiului litigiilor si disputelor semnificative si pentru a ne asigura cu privire la exhaustivitatea litigiilor curente si potentiale identificate de Grup; • evaluarea raspunsurilor avocatilor interni si externi ai Grupului la scrisorile continand chestionarele noastre cu privire la litigii si dispute si discutarea cu anumiti membri ai Directoratului, cu personalul contabil si cu avocatii Grupului a naturii si stadiului procedurilor si expunerilor potentiale; • pentru un esantion de litigii sau dispute individuale semnificative, evaluarea critica a rationamentelor si ipotezelor Grupului in legatura cu datoriile recunoscute sau datoriile contingente prezentate in situatiile financiare. Aceasta a implicat evaluarea probabilitatii unui rezultat nefavorabil si a fiabilitatii estimarilor privind obligatiile aferente. In efectuarea procedurii, am tinut cont de probele obtinute din procedurile precedente si, de asemenea, am inspectat dosarele proceselor, legislatia relevanta, contracte si rapoarte fiscale pe care le-am considerat relevante; • in plus, in legatura cu incertitudinile asociate taxei pentru producatorii de energie electrica descrise in Nota 11D:

- pentru incertitudinile legate de alte taxe – a masurii in care exista o obligatie curenta aparuta ca urmare a unor evenimente anterioare, a probabilitatii de aparitie a unor iesiri de resurse economice, si, in consecinta, a necesitatii unui provizion sau prezentarii unei datorii contingente.

De asemenea, sunt necesare rationamente semnificative pentru evaluarea sumei datoriilor sau a datoriilor contingente, dupa caz.

In efectuarea rationamentelor de mai sus, conducerea obtine asistenta de la consultantii juridici interni si externi, dupa caz.

Datorita faptului ca rezultatul final al acestor aspecte este incert, iar pozitiile adoptate de conducere se bazeaza pe aplicarea celor mai bune rationamente la data de raportare, precum si datorita cuantumului sumelor implicate, am considerat ca acest aspect reprezinta un aspect cheie de audit.

- am inspectat legislatia relevanta si, pe baza acestei intelegeri, suplimentata cu discutii cu anumiți membri ai Directoratului si cu personalul contabil, am analizat critic metodele, ipotezele si informatiile Grupului utilizate in evaluarea obligatiilor fiscale;
- am inspectat rapoartele emise de autoritatile fiscale din Romania prin intermediul Directiei Generale Antifrauda Fiscala in urma controalelor efectuate in legatura cu taxa pentru producatorii de energie electrica;
- evaluarea acuratetei si exhaustivitatii informatiilor prezentate de Grup in legatura cu litigiile, disputele, incertitudinile fiscale si datoriile contingente in situatiile financiare consolidate, prin raportare la cerintele standardelor de raportare relevante.

Evidentierea unor aspecte

Atragem atentia asupra Notei 2 din situatiile financiare consolidate anexate, care prezinta faptul ca situatiile financiare consolidate au fost intocmite in legatura cu oferta publica a actiunilor Societatii la Bursa de Valori Bucuresti. Dupa cum este descris in Nota 2, Grupul a publicat de asemenea situatii financiare consolidate la data si pentru fiecare dintre anii incheiati la 31 decembrie 2022, 2021 si 2020 intocmite in conformitate cu un alt cadru de raportare cu scop general (Ordinul Ministrului Finantelor Publice nr. 2844/2016 cu modificarile ulterioare), care reprezinta situatiile sale financiare statutare. Opinia noastra nu este modificata in legatura cu acest aspect.

Responsabilitatile conducerii si ale persoanelor responsabile cu guvernanta pentru situatiile financiare consolidate

Conducerea Societatii este responsabila pentru intocmirea situatiilor financiare consolidate care sa ofere o imagine fidela in conformitate cu IFRS UE si pentru controlul intern pe care conducerea il considera necesar pentru a permite intocmirea de situatii financiare consolidate lipsite de denaturari semnificative cauzate fie de fraudă, fie de eroare.

In intocmirea situatiilor financiare consolidate, conducerea este responsabila pentru evaluarea capacitatii Grupului de a-si continua activitatea, pentru prezentarea, daca este cazul, a aspectelor referitoare la continuitatea activitatii si pentru utilizarea contabilitatii pe baza continuitatii activitatii, cu exceptia cazului in care conducerea fie intentioneaza sa lichideze entitatea sau sa opreasca operatiunile, fie nu are nicio alternativa realista in afara acestora.

Persoanele responsabile cu guvernanta sunt responsabile pentru supravegherea procesului de raportare financiara al Grupului.

N

Responsabilitatile auditorului in cadrul unui audit al situatiilor financiare consolidate

Obiectivele noastre constau in obtinerea unei asigurari rezonabile privind masura in care situatiile financiare consolidate, in ansamblu, sunt lipsite de denaturari semnificative cauzate fie de frauda, fie de eroare, si in emiterea unui raport al auditorului care include opinia noastra. Asigurarea rezonabila reprezinta un nivel ridicat de asigurare, dar nu este o garantie a faptului ca un audit desfasurat in conformitate cu ISA va detecta intotdeauna o denaturare semnificativa, daca aceasta exista. Denaturarile pot fi cauzate de frauda sau de eroare, si sunt considerate semnificative daca se poate preconiza in mod rezonabil ca acestea, individual sau cumulat, vor influenta deciziile economice ale utilizatorilor luate in baza acestor situatii financiare consolidate.

Ca parte a unui audit efectuat in conformitate cu ISA, exercitam rationamentul profesional si mentinem scepticismul profesional pe parcursul auditului. De asemenea:

- Identificam si evaluam riscurile de denaturare semnificativa a situatiilor financiare consolidate cauzata fie de frauda, fie de eroare, proiectam si executam proceduri de audit ca raspuns la respectivele riscuri si obtinem probe de audit suficiente si adecvate pentru a furniza baza opiniei noastre. Riscul de nedetectare a unei denaturari semnificative cauzate de frauda este mai ridicat decat cel de nedetectare a unei denaturari semnificative cauzate de eroare, deoarece frauda poate presupune complicitate, fals, omisiuni intentionate, declaratii false si eludarea controlului intern.
- Obtinem o intelegere a controlului intern relevant pentru audit in vederea proiectarii de proceduri de audit adecvate circumstantelor, dar fara a avea scopul de a exprima o opinie cu privire la eficacitatea controlului intern al Grupului.
- Evaluam gradul de adecvare a politicilor contabile utilizate si rezonabilitatea estimarilor contabile, precum si prezentarile de informatii aferente realizate de catre conducere.
- Concluzionam cu privire la gradul de adecvare a utilizarii de catre conducere a contabilitatii pe baza continuitatii activitatii si determinam, pe baza probelor de audit obtinute, daca exista o incertitudine semnificativa cu privire la evenimente sau conditii care ar putea pune in mod semnificativ la indoiala capacitatea Grupului de a-si continua activitatea. In cazul in care concluzionam ca exista o incertitudine semnificativa, trebuie sa atragem atentia in raportul nostru asupra prezentarilor de informatii aferente din situatiile financiare consolidate sau, in cazul in care aceste prezentari sunt neadecvate, sa ne modificam opinia. Concluziile noastre se bazeaza pe probele de audit obtinute pana la data acestui raport. Cu toate acestea, evenimente sau conditii viitoare pot determina Grupul sa nu isi mai desfasoare activitatea in baza principiului continuitatii activitatii.
- Evaluam in ansamblu prezentarea, structura si continutul situatiilor financiare consolidate, inclusiv prezentarile de informatii, si masura in care situatiile financiare consolidate reflecta tranzactiile si evenimentele care stau la baza acestora intr-o maniera care sa rezulte intr-o prezentare fidela.
- Obtinem probe de audit suficiente si adecvate cu privire la informatiile financiare ale entitatilor sau activitatilor de afaceri din cadrul Grupului, pentru a exprima o opinie cu privire la situatiile financiare consolidate. Suntem responsabili pentru coordonarea, supravegherea si executarea auditului Grupului. Suntem singurii responsabili pentru opinia noastra de audit.

Comunicam cu persoanele responsabile cu guvernanta in legatura cu, printre alte aspecte, aria planificata si programarea in timp a auditului, precum si principalele constatari ale auditului, inclusiv orice deficiente semnificative ale controlului intern pe care le identificam pe parcursul auditului.

De asemenea, furnizam persoanelor responsabile cu guvernanta o declaratie ca am respectat cerintele de etica profesionala relevante privind independenta si ca le-am comunicat toate relatiile si alte aspecte despre care s-ar putea presupune, in mod rezonabil, ca ne-ar putea afecta independenta si, acolo unde este cazul, masurile luate pentru a elimina amenintarile la adresa independentei sau masurile de protectie aplicate.

Dintre aspectele comunicate cu persoanele responsabile cu guvernanta, stabilim care sunt aspectele cele mai importante pentru auditul situatiilor financiare consolidate din perioada curenta si care reprezinta, prin urmare, aspecte cheie de audit. Descriem aceste aspecte in raportul nostru, cu exceptia cazului in care legile sau reglementarile impiedica prezentarea publica a aspectului, sau a cazului in care, in circumstante extrem de rare, consideram ca un

aspect nu ar trebui comunicat in raportul nostru deoarece se preconizeaza in mod rezonabil ca beneficiile pentru interesul public sa fie depasite de consecintele negative ale acestei comunicari.

Raport cu privire la alte dispozitii legale si de reglementare - Entitati de Interes Public

Am fost numiti de Adunarea Generala a Actionarilor Societatii in data de 19 martie 2019 sa auditam situatiile financiare ale Grupului pentru anul incheiat la 31 decembrie 2020 si in data de 23 decembrie 2021 sa auditam situatiile financiare ale Grupului pentru anii incheiati la 31 decembrie 2021 si 2022. Durata totala neintrerupta a angajamentului nostru este de 5 ani, acoperind exercitiile financiare incheiate la 31 decembrie 2018 pana la 31 decembrie 2022.

Confirmam ca:

- Opinia noastra de audit este in concordanta cu raportul suplimentar prezentat Comitetului de Audit al Societatii, pe care l-am emis in data de 21 aprilie 2023. De asemenea, in desfasurarea auditului nostru ne-am pastrat independenta fata de entitatea auditata.
- Nu am furnizat Grupului servicii interzise care nu sunt de audit mentionate la articolul 5 alineatul 1 din Regulamentul UE nr. 537/2014.

Pentru si in numele KPMG Audit S.R.L.:



Andreea Vasilescu

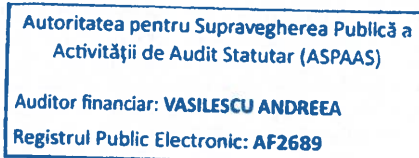
inregistrat in Registrul public electronic al auditorilor financiari si firmelor de audit cu numarul AF2689

Bucuresti, Romania

27 aprilie 2023



inregistrat in Registrul public electronic al auditorilor financiari si firmelor de audit cu numarul FA9



SITUAȚIILE CONSOLIDATE ALE POZIȚIEI FINANCIARE
LA 31 DECEMBRIE 2022, 31 DECEMBRIE 2021 ȘI 31 DECEMBRIE 2020
(Toate sumele sunt exprimate în mii RON, dacă nu este indicat altfel)

	Notă	31 decembrie 2022	31 decembrie 2021	31 decembrie 2020	1 ianuarie 2020
Active					
Active imobilizate					
Imobilizări corporale.....	20	19.521.363	18.000.990	13.817.527	14.432.015
Imobilizări necorporale.....		6.250	7.192	4.598	3.442
Numerar restricționat.....	16	101.057	—	10.257	10.257
Creanțe privind impozitul amânat.....	15	—	15.081	13.265	—
Investiții în obligațiuni corporative.....	17	351.338	—	—	—
Alte active imobilizate.....	19	218.236	219.920	220.279	216.776
Total active imobilizate		20.198.244	18.243.183	14.065.926	14.662.490
Active circulante					
Stocuri.....		72.433	65.305	68.255	48.010
Certificate verzi.....		—	34.781	—	—
Creanțe comerciale.....	18	1.350.677	663.528	338.037	306.036
Investiții în depozite și obligațiuni guvernamentale....	17	3.034.745	2.561.467	1.730.071	1.736.855
Numerar și echivalente de numerar.....	16	660.734	1.104.890	354.845	222.976
Numerar restricționat.....	16	—	10.257	—	—
Alte active circulante.....	19	115.400	78.293	36.735	25.814
Total active circulante		5.233.989	4.518.521	2.527.943	2.339.691
Total active		25.432.233	22.761.704	16.593.869	17.002.181
Capitaluri proprii					
Capital social.....	21	5.513.466	5.513.466	5.513.346	5.511.265
Rezervă din reevaluare.....	21	11.021.335	9.612.905	6.094.878	6.458.436
Alte rezerve.....	21	1.023.188	962.074	780.502	687.947
Rezultat reportat.....		4.028.861	3.095.072	2.121.586	2.328.113
Total capitaluri proprii		21.586.850	19.183.517	14.510.312	14.985.761
Datorii					
Datorii pe termen lung					
Împrumuturi bancare.....	22	390.491	483.919	3.395	26.446
Datorii aferente contractelor de leasing.....		7.567	8.914	14.630	14.530
Venituri în avans.....	25	181.522	187.170	190.229	195.414
Datorii privind impozitul amânat.....	15	1.315.946	1.017.223	350.386	350.349
Beneficiile angajaților.....	14	121.840	122.949	117.137	101.207
Provizioane.....	26	817.089	728.638	660.520	599.360
Datorii comerciale.....	23	428	2.506	5.643	13.738
Alte datorii.....	24	5.765	18.882	30.850	14.096
Total datorii pe termen lung		2.840.648	2.570.201	1.372.790	1.315.140
Datorii curente					
Împrumuturi bancare.....	22	94.001	93.877	28.528	43.561
Datorii aferente contractelor de leasing.....		7.834	3.592	6.384	5.065
Datorii comerciale.....	23	282.996	171.421	172.746	161.426
Datorii aferente contractelor cu clientii.....	9	84.684	93.331	73.660	31.460
Datorii privind impozitul pe profit curent.....		171.978	123.394	81.406	181.676
Venituri în avans.....	25	5.696	5.724	5.528	5.538
Beneficiile angajaților.....	14	105.845	94.398	111.378	69.060
Provizioane.....	26	121.760	116.531	196.317	183.300
Taxa pentru producătorii de energie electrică.....	11 D	91.370	133.415	—	—
Alte datorii.....	24	38.571	172.303	34.820	20.194
Total datorii curente.....		1.004.735	1.007.986	710.767	701.280
Total datorii.....		3.845.383	3.578.187	2.083.557	2.016.420
Total capitaluri proprii și datorii.....		25.432.233	22.761.704	16.593.869	17.002.181

Notele anexate sunt parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.



Bogdan BADEA
Președinte Directorat



Marian BRATU
Membru Directorat



Andrei GERA
Membru Directorat



Cristian VLADOIANU
Membru Directorat



Răzvan PATALIU
Membru Directorat



Marian FETITA
Manager Departament Contabilitate



Gabriela VASILESCU
Șef Serviciu Raportari Financiare, Buget

SITUAȚIILE CONSOLIDATE ALE PROFITULUI SAU PIERDERII ȘI ALTOR ELEMENTE ALE REZULTATULUI GLOBAL

PENTRU ANII ÎNCHEIAȚI LA 31 DECEMBRIE 2022, 31 DECEMBRIE 2021 ȘI 31 DECEMBRIE 2020

(Toate sumele sunt exprimate în mii RON, dacă nu este indicat altfel)

	Notă	2022	2021	2020
Venituri	9	9.451.955	6.489.297	3.841.443
Alte venituri.....	10	46.249	175.347	68.836
Apă uzinată.....	11 A	(450.963)	(540.145)	(307.077)
Cheltuieli cu beneficiile angajaților.....	14	(630.723)	(589.838)	(490.267)
Transport și distribuție de energie electrică.....	11 C	(498.055)	(110.416)	(72.778)
Energie electrică achiziționată.....	11 B	(697.142)	(90.121)	(15.383)
Cheltuieli cu certificatele verzi.....		(183.171)	(53.690)	(13.951)
Amortizarea imobilizărilor corporale și necorporale	20	(772.150)	(760.503)	(720.531)
Pierderi din deprecierea imobilizărilor corporale.....	20	(23.869)	(359.329)	(105.966)
Pierderi din deprecierea creanțelor comerciale.....	18	(43.461)	(11.348)	(79)
Reparații, întreținere, materiale și consumabile.....		(82.337)	(70.684)	(104.562)
Taxa pentru producătorii de energie electrică.....	11 D	(671.739)	(133.417)	—
Alte cheltuieli de exploatare.....	11 E	(236.243)	(189.496)	(205.702)
Profit din exploatare.....		5.208.351	3.755.657	1.873.983
Venituri financiare.....	12	247.196	73.150	61.995
Cheltuieli financiare.....	12	(38.111)	(44.056)	(29.386)
Rezultat financiar net.....		209.085	29.094	32.609
Profit înainte de impozitare.....		5.417.436	3.784.751	1.906.592
Cheltuiala cu impozitul pe profit	15	(953.436)	(668.602)	(348.580)
Profitul net.....		4.464.000	3.116.149	1.558.012
Rezultat pe acțiune				
Rezultatul pe acțiune de bază și diluat (RON).....	13	9,95	6,95	3,48
Alte elemente ale rezultatului global				
Reevaluarea imobilizărilor corporale, net de impozit.....	20	1.777.815	3.856.576	—
Modificări ale obligațiilor privind beneficiile determinate ale angajaților, net de impozit.....	14	(7.536)	(13.269)	(7.904)
Pierderi din deprecierea imobilizărilor corporale recunoscute în rezerva din reevaluare, net de impozit ...		—	—	(24.357)
Total alte elemente ale rezultatului global.....		1.770.279	3.843.307	(32.261)
Rezultat global		6.234.279	6.959.456	1.525.751

Notele anexate sunt parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.



Bogdan BADEA
Președinte Directorat



Marian BRATU
Membru Directorat



Andrei GERA
Membru Directorat



Cristian VLADOIANU
Membru Directorat



Răzvan PATALIU
Membru Directorat



Marian FETITA
Manager Departament Contabilitate



Gabriela VASILESCU
Șef Serviciu Raportari Financiare, Buget

SITUAȚIILE CONSOLIDATE ALE MODIFICĂRILOR CAPITALURILOR PROPRII
PENTRU ANII ÎNCHEIAȚI LA 31 DECEMBRIE 2022, 31 DECEMBRIE 2021 ȘI 31 DECEMBRIE 2020
(Toate sumele sunt exprimate în mii RON, dacă nu este indicat altfel)

	Notă	Capital social	Rezervă din reevaluare	Alte rezerve	Rezultat reportat	Total capitaluri proprii
Sold la 1 ianuarie 2020		5.511.265	6.458.436	687.947	2.328.113	14.985.761
Rezultat global						
Profit net		—	—	—	1.558.012	1.558.012
Alte elemente ale rezultatului global						
Deprecierea imobilizărilor corporale recunoscută în rezerva din reevaluare, net de impozit.....	20	—	(24.357)	—	—	(24.357)
Modificari ale obligațiilor privind beneficiile determinate ale angajaților, net de impozit		—	—	—	(7.904)	(7.904)
Total alte elemente ale rezultatului global		—	(24.357)	—	(7.904)	(32.261)
Total rezultat global.....		—	(24.357)	—	1.550.108	1.525.751
Tranzacții cu acționarii Societății						
Contribuții și distribuiri.....						
Dividende.....		—	—	—	(2.003.281)	(2.003.281)
Emisiunea de acțiuni ordinare.....	21	2.081	—	—	—	2.081
Total tranzacții cu acționarii Societății		2.081	—	—	(2.003.281)	(2.001.200)
Alte modificări ale capitalurilor proprii						
Constituirea rezervelor legale.....		—	—	92.555	(92.555)	—
Transferul rezervei din reevaluare la rezultatul reportat ca urmare a amortizării și ieșirilor de imobilizări corporale	21	—	(339.201)	—	339.201	—
Sold la 31 decembrie 2020		5.513.346	6.094.878	780.502	2.121.586	14.510.312
Sold la 1 ianuarie 2021		5.513.346	6.094.878	780.502	2.121.586	14.510.312
Rezultat global						
Profit net		—	—	—	3.116.149	3.116.149
Alte elemente ale rezultatului global						
Reevaluarea imobilizărilor corporale, net de impozit..	20, 21	—	3.856.576	—	—	3.856.576
Modificari ale obligațiilor privind beneficiile determinate ale angajaților, net de impozit	14	—	—	—	(13.269)	(13.269)
Total alte elemente ale rezultatului global		—	3.856.576	—	(13.269)	3.843.307
Total rezultat global.....		—	3.856.576	—	3.102.880	6.959.456
Tranzacții cu acționarii Societății						
Contribuții și distribuiri.....						
Dividende.....	21	—	—	—	(2.286.371)	(2.286.371)
Emisiunea de acțiuni ordinare.....	21	120	—	—	—	120
Total tranzacții cu acționarii Societății		120	—	—	(2.286.371)	(2.286.251)
Alte modificări ale capitalurilor proprii						
Constituirea rezervelor legale.....		—	—	181.572	(181.572)	—
Transferul rezervei din reevaluare la rezultatul reportat ca urmare a amortizării și ieșirilor de imobilizări corporale	21	—	(338.549)	—	338.549	—
Sold la 31 decembrie 2021		5.513.466	9.612.905	962.074	3.095.072	19.183.517

	Notă	Capital social	Rezervă din reevaluare	Alte rezerve	Rezultat reportat	Total capitaluri proprii
Sold la 1 ianuarie 2022		5.513.466	9.612.905	962.074	3.095.072	19.183.517
Total rezultat global						
Profit net		—	—	—	4.464.000	4.464.000
Alte elemente ale rezultatului global						
Reevaluarea imobilizărilor corporale, net de impozit..	20,21	—	1.777.815	—	—	1.777.815
Modificari ale obligațiilor privind beneficiile determinate ale angajaților, net de impozit.....	14	—	—	—	(7.536)	(7.536)
Total alte elemente ale rezultatului global		—	1.777.815	—	(7.536)	1.770.279
Total rezultat global		—	1.777.815	—	4.456.464	6.234.279
Tranzacții cu acționarii Societății						
Contribuții și distribuiri						
Dividende.....	21	—	—	—	(3.830.946)	(3.830.946)
Total tranzacții cu acționarii Societății		—	—	—	(3.830.946)	(3.830.946)
Alte modificări ale capitalurilor proprii						
Constituirea rezervelor legale.....		—	—	61.114	(61.114)	—
Transferul rezervei din reevaluare la rezultatul reportat ca urmare a amortizării și ieșirilor de imobilizări corporale	21	—	(369.385)	—	369.385	—
Sold la 31 decembrie 2022		5.513.466	11.021.335	1.023.188	4.028.861	21.586.850

Notele anexate sunt parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.



Bogdan BADEA
Președinte Directorat



Marian BRATU
Membru Directorat



Andrei GERA
Membru Directorat



Cristian VLADOIANU
Membru Directorat



Răzvan PATALIU
Membru Directorat



Marian FETITA
Manager Departament Contabilitate



Gabriela VASILESCU
Șef Serviciu Raportari Financiare, Buget

SITUAȚIILE CONSOLIDATE ALE FLUXURILOR DE NUMERAR
PENTRU ANII ÎNCHEIAȚI LA 31 DECEMBRIE 2022, 31 DECEMBRIE 2021 ȘI 31 DECEMBRIE 2020
(Toate sumele sunt exprimate în mii RON, dacă nu este indicat altfel)

	Notă	2022	2021	2020
Fluxuri de numerar din activități de exploatare:				
Profit net		4.464.000	3.116.149	1.558.012
<i>Ajustări pentru:</i>				
Amortizarea imobilizărilor corporale	20	769.968	758.138	719.297
Amortizarea imobilizărilor necorporale.....		2.182	2.365	1.234
Pierderi din deprecierea imobilizărilor corporale, net.....	20	23.869	359.329	105.966
Pierderi din deprecierea creanțelor comerciale, net	18	43.461	11.348	79
Reducerea valorii stocurilor.....		638	5.053	751
Castig in urma combinarilor de întreprinderi.....	28	—	(31.530)	(26.274)
Pierderi din cedari de imobilizări corporale.....	11 E	2.051	3.605	6.505
Pierderi din diferențe de curs valutar.....	12	574	8.792	1.836
Venituri din dobânzi	12	(243.708)	(72.066)	(61.987)
Cheltuieli cu dobânzile.....	12	10.637	15.893	10.998
Cheltuiala cu impozitul pe profit.....	15	953.436	668.602	348.580
		6.027.108	4.845.678	2.664.997
<i>Modificări în:</i>				
Creanțe comerciale.....		(730.610)	(332.316)	(9.644)
Stocuri		(7.766)	(2.045)	(3.785)
Numerar restricționat		(90.800)	—	—
Alte active.....		14.348	(14.129)	(18.565)
Datorii comerciale.....		91.041	30.400	(12.729)
Venituri în avans.....		(5.676)	(2.863)	(5.491)
Beneficiile angajaților		(4.830)	(27.143)	13.206
Provizioane.....		88.383	(37.158)	69.642
Alte datorii		(214.973)	264.579	33.830
Numerar generat din activități de exploatare		5.166.225	4.725.003	2.731.461
Dobânzi plătite.....		(2.658)	(1.631)	(1.496)
Impozit pe profit plătit.....		(928.247)	(675.889)	(453.295)
Numerar net din activitatea de exploatare		4.235.320	4.047.483	2.276.670
Fluxuri de numerar din activitatea de investiții:				
Plăți pentru achiziția de imobilizări corporale		(169.005)	(176.805)	(167.319)
Plăți pentru achiziția de imobilizări necorporale		(1.240)	(2.385)	(2.390)
Încasari din vânzarea de imobilizări corporale		203	—	494
Plăți pentru achiziția de obligațiuni corporative		(351.265)	—	—
Plăți pentru depozite detinute in scop investitional.....		(8.575.000)	(5.013.000)	(3.210.000)
Încasări din depozite detinute in scop investitional.....		7.898.000	4.430.000	3.215.000
Plăți pentru achiziția de obligațiuni guvernamentale.....		—	(235.410)	—
Încasări din obligațiuni guvernamentale ajunse la scadență.....		235.410	—	—
Dobânzi încasate.....		212.038	53.917	63.771
Plăți pentru achiziția de filiale, net de numerarul dobândit.....	28	—	(598.255)	9.426
Numerar net utilizat în activitatea de investiții.....		(750.859)	(1.541.938)	(91.018)
Fluxuri de numerar din activitatea de finanțare:				
Încasări din emisiunea de acțiuni	21	—	24	415
Trageri din împrumuturi	22	—	635.219	—
Rambursări de împrumuturi.....	22	(93.307)	(97.580)	(44.303)
Plăți aferente contractelor de leasing	22	(4.364)	(6.792)	(6.614)
Dividende plătite.....	21	(3.830.946)	(2.286.371)	(2.003.281)
Numerar net utilizat în activitatea de finanțare.....		(3.928.617)	(1.755.500)	(2.053.783)
Creșterea/(descreșterea) netă a numerarului și echivalentelor de numerar				
Numerar și echivalente de numerar la 1 ianuarie.....	16	1.104.890	354.845	222.976
Numerar și echivalente de numerar la 31 decembrie	16	660.734	1.104.890	354.845

Notele anexate sunt parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

Bogdan BADEA
Președinte Directorat

Marian BRATU
Membru Directorat

Andrei GERA
Membru Directorat

Cristian VLADOIANU
Membru Directorat

Răzvan PATALIU
Membru Directorat

Marian FETITA
Manager Departament Contabilitate

Gabriela VASILESCU
Șef Serviciu Raportari Financiare, Buget

NOTE LA SITUATIILE FINANCIARE CONSOLIDATE
PENTRU ANII ÎNCHEIAȚI LA 31 DECEMBRIE 2022, 31 DECEMBRIE 2021 ȘI 31 DECEMBRIE 2020
(Toate sumele sunt exprimate în mii RON, dacă nu este indicat altfel)

1. ENTITATEA CARE RAPORTEAZĂ ȘI INFORMAȚII GENERALE

(a) Informații generale despre Grup

Societatea de Producere a Energiei Electrice în Hidrocentrale Hidroelectrica S.A. („Societatea” sau „Hidroelectrica”) este înregistrată în România. Sediul social al Societății este Bd. Ion Mihalache nr. 15-17, Clădirea Tower Center, etajele 10-15, Sector 1, București. Societatea este înregistrată la Oficiul Registrului Comertului sub nr. J40/7426/2000 și are cod unic de înregistrare 13267213. Aceste situații financiare consolidate includ Societatea și filialele sale (denumite împreună „Grupul”).

Grupul are ca principale obiecte de activitate producerea de energie electrică (hidro și eoliană) și furnizarea de energie electrică consumatorilor finali.

Aționarii Societății sunt Statul român, reprezentat de Ministerul Energiei, care deține 80,06% din acțiuni și Fondul Proprietatea, care deține 19,94% din acțiuni.

Societatea este administrată în sistem dualist, de către Consiliul de Supraveghere și Directorat.

Ofertă publică inițială (“IPO”)

Prin Hotărârea Adunării Generale a Acționarilor din data de 31 martie 2022, a fost aprobată oferta publică inițială a Societății. Până la 19,94% din acțiuni vor fi oferite spre vânzare (acțiuni deținute de Fondul Proprietatea, acționarul minoritar) atât către investitori persoane fizice, cât și către investitori instituționali de pe bursa românească, precum și către investitorii calificați din Statele Unite. Procesul IPO este în prezent planificat pentru anul 2023.

Lista filialelor

La 31 decembrie 2022, 31 decembrie 2021 și 31 decembrie 2020 Hidroelectrica are următoarele filiale:

Filiala	Activitatea	Sediul social	% participație la 31 decembrie 2022	% participație la 31 decembrie 2021	% participație la 31 decembrie 2020
Hidroserv S.A. (societate în insolvență)	Servicii în sectorul energetic (întreținere, reparații, construcții)	București, România	100%	100%	100%
Crucea Wind Farm S.A.	Producerea energiei electrice din surse regenerabile eoliene	Constanța, România	—	100%	—
Hidroelectrica Wind Services S.R.L.	Servicii de inginerie și consultanță tehnică	Constanța, România	—	100%	—

La 31 decembrie 2022, Crucea Wind Farm S.A. și Hidroelectrica Wind Services S.R.L. au fuzionat cu Hidroelectrica. Toate sumele sunt înregistrate la valoarea contabilă din anul precedent în situațiile financiare consolidate și, în consecință, fuziunea nu a avut niciun impact asupra situațiilor financiare consolidate la 31 decembrie 2022.

Hidroserv S.A. a intrat în procedura de insolvență în octombrie 2016. Hidroelectrica SA a pierdut controlul asupra Hidroserv SA în februarie 2018, ca urmare a deciziei judecătorului sindic de a anula dreptul de administrare al Societății și de a acorda acest drept unui administrator judiciar. În 2020, a fost aprobat un plan de reorganizare a filialei de către Adunarea Creditorilor. Potrivit legii, planul a fost confirmat de judecătorul sindic. În urma confirmării planului de reorganizare de către judecătorul sindic, administratorul special al Hidroserv S.A. a fost numit de Hidroelectrica S.A. în Adunarea Generală Ordinară a Acționarilor din data de 8 septembrie 2020, în urma căreia Societatea a redobândit controlul asupra filialei.

În data de 23 decembrie 2020, Societatea a încheiat un contract de cumpărare de acțiuni cu STEAG GmbH pentru achiziționarea a 100% din Crucea Wind Farm S.A. și Hidroelectrica Wind Services S.R.L. (fosta STEAG Energie Romania S.R.L.). Societatea a obținut controlul asupra acestor entități în martie 2021.

Activitatea principală a Crucea Wind Farm S.A. este producerea de energie eoliană. Parcul eolian Crucea, situat în localitatea Crucea, județul Constanța, și-a început activitatea la 1 octombrie 2014 și are o capacitate instalată de 108 MW, constând din 36 de turbine Vestas de 3 MW.

Hidroelectrică Wind Services S.R.L. este o societate de exploatare, întreținere (O&M) și administrare, care oferă servicii exclusiv către Crucea Wind Farm S.A.

Informațiile despre combinările de întreprinderi sunt prezentate în Nota 28.

(b) Cadrul legislativ

Activitatea în sectorul energetic este reglementată de Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei ("ANRE").

Principalele responsabilități ale ANRE includ: licențierea entităților care activează în sectorul energetic, emiterea reglementărilor aplicabile pieței energiei electrice, aprobarea prețurilor și tarifelor reglementate și emiterea metodologiilor pentru stabilirea prețurilor și tarifelor reglementate.

(c) Principalele activități ale Grupului

Producerea de energie electrică și servicii de sistem

Grupul produce energie electrică prin exploatarea a 187 de hidrocentrale și microhidrocentrale (principala capacitate de producție fiind Porțile de Fier I, care reprezintă aproximativ 30% din totalul energiei electrice produse) și 36 de turbine eoliene de câte 3 MW fiecare.

Energia electrică produsă este vândută atât pe piața angro, cât și pe piața cu amănuntul (furnizare către consumatorii finali).

În conformitate cu unele hotărâri ale Guvernului, în perioada 1 ianuarie 2020 – 31 decembrie 2020, Grupul a livrat 3,1 TWh de energie electrică furnizorilor de ultimă instanță la un preț angro reglementat de 108,15 RON/MWh, reprezentând aproximativ 21% din totalul energiei electrice produse de Grup în cursul anului respectiv. Nu au existat reglementări privind prețurile angro între 1 ianuarie 2021 și 31 decembrie 2022.

La 1 ianuarie 2023 a fost implementat de către Guvern un mecanism de achiziție centralizată a energiei electrice prin care producătorii de energie electrică vor vinde cantitatea de energie electrică disponibilă (necontractată la nivelul lunii octombrie 2022) către operatorul pieței, OPCOM, la prețul fix de 450 LEI/MWh. OPCOM va revinde energia electrică furnizorilor de energie electrică și anumitor consumatori mari (ex: operatorii de distribuție a energiei electrice) la același preț de 450 LEI pe MWh. Acest mecanism de fixare a prețului se aplică între 1 ianuarie 2023 și 31 martie 2025.

Hidroelectrică S.A. furnizează, de asemenea, servicii de sistem către operatorul sistemului energetic național, Transelectrica. Serviciile de sistem presupun punerea la dispoziția Transelectrica a unei capacități convenite de producere a energiei electrice într-o anumită perioadă de timp, astfel încât să permită operatorului de sistem să realizeze echilibrarea permanentă a sistemului energetic.

Furnizarea de energie electrică consumatorilor finali

Piața energiei electrice pentru consumatorii finali din România este liberalizată și toți consumatorii sunt liberi să își aleagă furnizorul de energie electrică de la care pot achiziționa energie electrică la prețuri negociate.

Grupul furnizează energie electrică la tarife negociate atât consumatorilor industriali, cât și consumatorilor casnici. Tarifal de furnizare include, pe lângă prețul energiei electrice, costurile de transport și distribuție a energiei electrice (a se vedea politica contabilă 6 c)), contribuția la schema de sprijin pentru cogenerarea de înaltă eficiență și costul certificatelor verzi (a se vedea secțiunea privind *certIFICATELE VERZI*).

Începând cu 1 noiembrie 2021, din cauza creșterii semnificative a prețurilor energiei pe piețele internaționale și naționale și a impactului acestora asupra consumatorilor din România, Guvernul a implementat scheme de sprijin pentru consumatori, după cum urmează:

- Compensarea de către Stat a unei părți din factura de energie electrică pentru consumatorii casnici până la 31 martie 2022 – acest mecanism nu a avut niciun impact asupra performanței financiare a Grupului în 2021 și 2022;

- plafonarea tarifelor de furnizare a energiei electrice pentru consumatorii casnici (până la 31 martie 2025) și non-casnici (până la 31 ianuarie 2022 pentru anumite tipuri de consumatori non-casnici și în perioada 1 februarie 2022 – 31 martie 2025 pentru toți consumatorii non-casnici); și primirea unei subvenții din partea statului pentru a compensa impactul mecanismului de plafonare; impactul acestui mecanism asupra performanței financiare a Grupului în 2022 a fost diminuarea veniturilor ca urmare a plafonării prețurilor cu 551 milioane RON și recuperarea prin subvenții de la stat estimate la 23 milioane RON, subvenții care vor fi recunoscute de Grup după emiterea facturilor către consumatorii finali (2021: nu au existat reduceri ale veniturilor, respectiv subvenții).

CertIFICATE VERZI („CV”)

În calitate de producător de energie electrică din surse regenerabile (energie hidroelectrică în microhidrocentrale rețehnologizate cu o capacitate instalată de cel mult 10 MW și cu o durată de viață de cel puțin 15 ani de la data punerii în funcțiune și energie eoliană), Grupul primește certificate verzi prin schema de sprijin a certificatelor verzi.

Grupul primește 0,34 certificate verzi pentru fiecare MWh produs de microhidrocentralele eligibile (8 în 2022; 14 în 2021, 17 în 2020) și 0,75 certificate verzi pentru fiecare MWh produs de parcul eolian. La sfârșitul anului 2022, 7 microhidrocentrale și parcul eolian au rămas în schema de sprijin.

Certificatele verzi pot fi vândute pe piețele spot și forward. Prețul de vânzare trebuie să se încadreze între valorile minime și maxime stabilite de lege:

- o valoare minimă de tranzacționare de 29,4 EUR/CV și
- o valoare maximă de tranzacționare de 35 EUR/CV.

Filiala de producție de energie eoliană a Grupului a vândut certificate verzi în 2022, 2021 și 2020 la prețul minim pe toate piețele, ca urmare a excesului de certificate verzi oferite spre vânzare în comparație cu obligațiile de cumpărare ale furnizorilor.

În calitate de furnizor de energie electrică, Grupul este obligat să achiziționeze un număr de certificate verzi calculat prin înmulțirea cotei anuale obligatorii de cumpărare a certificatelor verzi cu cantitatea (în MWh) de energie electrică furnizată consumatorilor finali. ANRE stabilește nivelul anual al obligațiilor de cumpărare (cote) a certificatelor verzi. Cota anuală aplicabilă pentru 2022 este de 0,5014313 certificate verzi pe MWh (2021: 0,4505 certificate verzi pe MWh și 2020: 0,45074 certificate verzi pe MWh).

Taxa pentru producătorii de energie electrică

Începând cu noiembrie 2021 Guvernul a introdus o nouă taxă pentru producătorii de energie electrică. Taxa este calculată prin aplicarea procentului de 80% (pentru perioada 1 noiembrie 2021 – 31 august 2022) și 100% (pentru perioada 1 septembrie 2022 – 31 martie 2025) asupra diferenței dintre prețul mediu net lunar de vânzare și prețul de 450 RON pe MWh.

Prețul mediu net lunar de vânzare este calculat pe baza veniturilor lunare ale segmentului de producere de energie electrică, ce include vânzarea pe piața angro a energiei electrice produse și valoarea energiei electrice transferate în cadrul aceleiași entități din portofoliul de producere (segmentul de producere a energiei electrice) către portofoliul de furnizare (segmentul de furnizare a energiei electrice), minus cheltuielile lunare cu energia electrică achiziționată, tarifele de administrare a pieței și tarifele de tranzacționare. Cheltuielile de producție a energiei electrice nu sunt incluse în cheltuielile lunare.

2. BAZELE CONTABILITĂȚII

Aceste situații financiare consolidate au fost întocmite în conformitate cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară adoptate de Uniunea Europeană („IFRS-UE”). Acestea sunt primele situații financiare consolidate ale Grupului întocmite în conformitate cu IFRS-UE și a fost aplicat IFRS 1 *Adoptarea pentru prima dată a Standardelor Internaționale de Raportare Financiară*.

Grupul prezintă situații financiare IFRS-EU pe 3 ani în scopul includerii în Prospectul pregătit pentru oferta publică inițială.

Data tranziției Grupului la IFRS-UE a fost aleasă la 1 ianuarie 2020. O explicație a modului în care tranziția la IFRS-UE a afectat poziția financiară, performanța financiară și fluxurile de numerar raportate ale Grupului este prezentată în Nota 32. Grupul a întocmit anterior situații financiare în conformitate cu IFRS, dar a încetat să le întocmească în 2018. La momentul tranziției, Grupul nu a aplicat nicio derogare prevăzută de IFRS 1.

Situațiile financiare consolidate au fost autorizate pentru emitere de către Directoratul Societății la data de 24.04.2023

Societatea emite de asemenea o versiune originală a acestor situații financiare consolidate întocmite în conformitate cu IFRS-UE în limba engleza, în scopurile utilizării în procesul de listare la bursa.

Aceste situații financiare consolidate au fost întocmite pe baza continuității activității. Informații despre politicile contabile ale Grupului sunt incluse în Nota 6.

Grupul a publicat de asemenea situații financiare consolidate la data și pentru exercițiile financiare încheiate la 31 decembrie 2022, 2021 și 2020 întocmite în conformitate cu Ordinul Ministrului Finanțelor Publice nr. 2844/2016 cu modificările ulterioare.

3. MONEDA FUNCȚIONALĂ ȘI MONEDA DE PREZENTARE

Aceste situații financiare consolidate sunt prezentate în lei românești (RON), aceasta fiind și moneda funcțională a Grupului. Toate sumele au fost rotunjite la cea mai apropiată mie, cu excepția cazului în care este indicat altfel.

4. UTILIZAREA RAȚIONAMENTELOR ȘI A ESTIMĂRILOR CONTABILE

La întocmirea acestor situații financiare consolidate, conducerea a elaborat raționamente și estimări care afectează aplicarea politicilor contabile ale Grupului și valorile raportate ale activelor, datoriilor, veniturilor și cheltuielilor. Rezultatele efective pot diferi de aceste estimări.

Estimările și ipotezele care stau la baza acestora sunt revizuite periodic. Revizuirile estimărilor sunt recunoscute prospectiv.

a) Raționamente

Informații despre raționamentele făcute în aplicarea politicilor contabile care au cele mai semnificative efecte asupra sumelor recunoscute în situațiile financiare sunt prezentate mai jos:

a1) Contract de concesiune

În noiembrie 1998 a fost emisă Legea nr. 213/1998 care reglementează statutul domeniului public. Această lege prevede că dreptul de proprietate asupra bunurilor din domeniul public aparține statului sau autorităților locale, care pot închiria bunurile aflate în proprietate publică. În conformitate cu prevederile Legii nr. 213/1998 și ale Legii nr. 219/1998, Ministerul Economiei și Comerțului (în prezent Ministerul Energiei) a închiriat Societății amenajările hidroenergetice (baraje, diguri, ecluze, lacuri de acumulare) și terenurile pe care se află acestea. Astfel, în decembrie 2004, a fost încheiat contractul de concesiune nr. 171/27.12.2004 între Ministerul Economiei și Comerțului (în prezent Ministerul Energiei) (concedent) și Societate (concesionar) pentru activele hidroenergetice aflate în patrimoniul public la 31 decembrie 2003.

Principalele clauze ale contractului de concesiune și modificărilor sale ulterioare sunt următoarele:

- Statul, prin Ministerul Economiei și Comerțului (în prezent Ministerul Energiei), deține dreptul de proprietate asupra activelor de domeniul public care fac obiectul contractului;
- Societatea are dreptul de a utiliza aceste active pentru o perioadă de 49 de ani de la data semnării (perioada poate fi prelungită în conformitate cu prevederile legii concesiunilor, cu jumătate din perioada inițială, prin acordul comun al părților), în scopul exploatării, reabilitării, modernizării, re tehnologizării, precum și construcției de noi amenajări hidroenergetice, conform programelor de investiții;
- Societatea plătește o redevență anuală de 1/1000 din veniturile anuale din producția de energie electrică și servicii de sistem;
- La încetarea contractului, anumite active care au fost utilizate de concesionar în derularea concesiunii vor fi restituite concedentului, după cum este explicat mai jos;
- Societatea are obligația de a utiliza activele în conformitate cu prevederile contractului de concesiune și ale licenței de funcționare.

Contractul de concesiune prevede următoarele tipuri de active:

- Bunuri de retur – active din domeniul public care aparțin concedentului și care sunt restituite concedentului cu titlu deplin, gratuit și libere de orice sarcini, la încetarea contractului de concesiune. Bunurile de retur sunt active din domeniul public cum ar fi baraje, diguri, ecluze, care fac obiectul concesiunii/leasingului, precum și cele rezultate din investiții/modernizări ale acestor active efectuate de Societate în perioada contractului de concesiune. Societatea amortizează aceste active pe durata minima dintre perioada rămasă a contractului de concesiune și durata de viață utilă a acestor active.
- Bunuri de preluare – activele care aparțin concesionarului și sunt utilizate de concesionar în perioada concesiunii și care sunt similare ca natură cu activele din domeniul public de mai sus (amenajări de terenuri, construcții, instalații speciale și echipamente tehnologice), asupra cărora, la încetarea contractului de concesiune, concedentul are opțiunea de preluare în schimbul unei plăți egale cu „valoarea contabilă actualizată” la data preluării. În interpretarea Societății, „valoarea contabilă actualizată” este valoarea contabilă netă la data preluării și, având în vedere că Societatea utilizează modelul reevaluării, această valoare va fi valoarea reevaluată la acea dată. Aceste active sunt amortizate pe durata lor de viață utilă estimată.
- Bunuri proprii – active care, la încetarea contractului de concesiune, rămân în proprietatea concesionarului. Bunurile proprii sunt activele (construcții, instalații speciale, echipamente tehnologice, aparate de măsură și control, mijloace de transport, mobilier, echipamente de birou, echipamente de protecție și alte imobilizări corporale) care aparțin concesionarului și sunt utilizate de acesta în perioada concesiunii, cu excepția bunurilor de preluare. Aceste active sunt amortizate pe durata lor de viață utilă estimată.

În analiza aplicării IFRIC 12 „Acorduri de concesiune a serviciilor”, Grupul a luat în considerare următoarele caracteristici ale acordurilor de concesiune a serviciilor de tip public-privat în analiza contractului de concesiune:

- a) Concedentul controlează sau reglementează tipul de servicii pe care concesionarul trebuie să le presteze în cadrul infrastructurii, cui trebuie să le presteze și la ce preț; și
- b) Concedentul controlează – prin dreptul de proprietate, dreptul la beneficiu sau în alt mod – orice interes rezidual semnificativ în infrastructură la sfârșitul termenului acordului.

Grupul a concluzionat că nu se încadrează în aria de aplicare a IFRIC 12 deoarece nu îndeplinește caracteristica a) de mai sus, concedentul nu reglementează cui trebuie să presteze concesionarul serviciul și la ce preț. Grupul a considerat că mecanismul de fixare a prețurilor introdus de Guvern începând cu 1 ianuarie 2023 nu afectează această concluzie, deoarece acest mecanism este temporar și se aplică numai unei părți din producție.

Grupul recunoaște redevența aferentă contractului de concesiune în Alte cheltuieli de exploatare.

a2) Leasing și modernizări ale bunurilor de retur

În analiza aplicării IFRS 16 „Contracte de leasing” asupra contractului de concesiune prezentat mai sus, Grupul a luat în considerare următoarele criterii pentru a determina dacă acest contract conține un contract de leasing:

- a) locatarul are dreptul de a obține în esență toate beneficiile economice din utilizarea activului identificat;
- b) locatarul are dreptul de a dispune cu privire la utilizarea activului identificat.

Grupul a concluzionat că ambele criterii sunt îndeplinite și, în consecință, contractul de concesiune conține un contract de leasing, deoarece Ministerul Energiei a transferat Grupului dreptul de a controla utilizarea activelor din domeniul public (bunuri de retur) în schimbul unei redevențe. Conform IFRS 16, Grupul a determinat valoarea contabilă a activului aferent dreptului de utilizare și valoarea datoriei de leasing aferente acestui contract ca fiind zero, deoarece plățile viitoare de leasing sunt variabile și depind de veniturile Societății, redevența fiind calculată ca procent din venituri.

În ceea ce privește modernizările efectuate în legătură cu bunurile de retur, Grupul a concluzionat că acestea reprezintă modernizări ale unui activ în sistem de leasing pentru care Grupul este „proprietar contabil”, în sensul că aceste modernizări servesc interesului Grupului, în calitate de locatar, de a utiliza activele în sistem leasing. În consecință, Grupul a recunoscut modernizările bunurilor de retur ca imobilizări corporale. Grupul amortizează aceste active pe durata cea mai mică dintre perioadă rămasă a contractului de concesiune și durata de viață utilă a acestor active.

Grupul consideră că următoarele considerente indică faptul că Grupul este „proprietarul contabil” al modernizarilor efectuate:

- a) Ministerul Energiei, în calitate de locatar, nu rambursează Societății, în calitate de locatar, costul modernizarilor efectuate. În consecință, modernizarile sunt finanțate integral din sursele Grupului, iar Grupul este responsabil pentru suportarea costurilor;
- b) Grupul nu are obligația de a face modernizări ale bunurilor de retur. Deciziile privind modernizarea bunurilor de retur sunt luate de Grup în funcție de nevoile sale de a utiliza aceste active și sunt efectuate exclusiv pentru utilizarea preconizată de către Grup a activelor închiriate;
- c) Grupul are permisiunea de a aduce modificări modernizarilor de active închiriate, fără consimțământul locatorului sau fără a compensa locatorul;
- d) Modernizarile sunt efectuate pe riscul și responsabilitatea Grupului (Grupul își asumă riscul depășirii costurilor) și nu sunt disponibile concedentului până la încetarea contractului de concesiune.

a3) Unități generatoare de numerar (“CGU”)

O unitate generatoare de numerar este cel mai mic grup identificabil de active care generează intrări de numerar din utilizarea continuă, care sunt în mare măsură independente de intrările de numerar generate de alte active sau grupuri de active.

Grupul a concluzionat că activele aferente hidrocentrelor reprezintă o singură unitate generatoare de numerar, cu excepția celor menționate mai jos, în principal pe baza următoarelor considerente:

- Societatea detine o singură licență de producere a energiei hidroelectrice care acoperă toate centralele electrice în ansamblu;
- licența stipulează obligația Societății de a menține disponibilitatea capacităților sale de producție în ansamblu;
- decizia de producere a energiei electrice într-o hidrocentrală se face pe baza condițiilor tehnice de funcționare ale celorlalte hidrocentrale;
- echilibrarea energiei electrice contractate și produse se face la nivelul Societății și nu la nivelul centralelor individuale;
- contractele sunt încheiate pe baza energiei electrice totale estimate a fi produsă într-o anumită perioadă în toate hidrocentralele Societății, iar prețul este stabilit pentru întreaga producție.

De asemenea, Grupul a concluzionat că parcul eolian este o singură unitate generatoare de numerar distinctă și că fiecare obiectiv de investiții legat de activele hidroenergetice cu funcții complexe/multiple reprezintă unități generatoare de numerar separate.

a4) Obligații de dezafectare

Ordinul Ministerului Apelor și Mediului nr. 119 din 11 februarie 2002 privind aprobarea Procedurii de trecere în conservare, post-utilizare sau abandonare a barajelor prevede procedurile de post-utilizare și abandonare a barajelor (inclusiv diguri, hidrocentrale și ecluze) care trebuie efectuate de către deținătorii de baraje în anumite condiții prevăzute de lege. Societatea nu are nicio obligație legală sau contractuală de dezafectare și refacere a amplasamentului, altele decât cele care decurg din Ordinul nr. 119, care sunt prezentate în paragrafele de mai jos.

Detinatorii de baraj sunt definiți prin OUG nr. 244 din 28 noiembrie 2000 (republicată) privind siguranța barajelor ca persoane juridice cu orice titlu, care au în pastrare, proprietate și/sau administrare un baraj.

Post-utilizarea se referă la barajele care și-au îndeplinit durata normală de funcționare și care pot fi utilizate în alte scopuri decât cele pentru care au fost construite inițial. Post-utilizarea necesită punerea în aplicare a unui ansamblu de măsuri și lucrări care să asigure noua funcționalitate a barajului în condiții de siguranță pentru protecția populației și a mediului. Măsurile și lucrările necesare se realizează atât prin grija detinatorului sau administratorului barajului, cât și a post-utilizatorului.

Post-utilizarea barajelor se propune de către deținătorii barajelor și se aprobă prin ordin al ministrului în subordinea, coordonarea sau autoritatea caruia se afla entitatea care deține barajul, pe baza avizului Ministerului Apelor și Mediului.

După executarea lucrărilor prevăzute în proiectul de post-utilizare, se efectuează predarea-preluarea între fostul detinator și post-utilizator.

Abandonarea se referă la barajele terminate sau neterminate, cu sau fără durata normală de viață depășită, care nu mai pot fi ținute în funcțiune sau post-utilizate din cauza imposibilității tehnice sau a costurilor foarte ridicate și care, în același timp, reprezintă un potențial pericol pentru populație și mediu. Abandonarea necesită punerea în aplicare a unui ansamblu de măsuri și lucrări pentru dezafectarea barajului, reconstrucția ecologică a zonei și asigurarea corespunzătoare a curgerii debitelor lichide și solide, inclusiv a debitului maxim de apă în secțiunea barată. Măsurile și lucrările necesare se realizează prin grija detinatorului sau a administratorului barajului și trebuie să asigure condițiile de curgere existente anterior executării barajului.

Evenimentele declanșatoare ale operațiunilor de abandonare a barajelor includ:

- solicitarea deținătorilor barajelor, atunci când acestia constată că nu se pot îndeplini cerințele de performanță necesare conform legii, barajele prezentând un risc asociat inacceptabil;
- dispoziția organelor de control, în urma unor expertize efectuate care arată că barajele prezintă un risc asociat inacceptabil, constituind un real pericol pentru populație și mediu;
- accidente, atunci când concluziile expertizei specifica expres abandonarea din cauza costului foarte ridicat al refacerilor necesare, precum și neîndeplinirea cerințelor de performanță și a criteriilor de siguranță etc.

Recepția lucrărilor de dezafectare și reconstrucție ecologică se realizează de reprezentanți ai deținătorului barajului și ai administrației publice centrale sau locale, care preia în folosință zona respectivă, prin încheierea unui proces-verbal de predare-preluare.

Statul Roman, prin Ministerul Economiei și Comerțului, în prezent Ministerul Energiei, deține dreptul de proprietate asupra amenajărilor hidroenergetice (baraje, diguri, ecluze, lacuri de acumulare) și terenurilor pe care acestea sunt amplasate, care aparțin domeniului public și care fac obiectul contractului de concesiune menționat mai sus. Grupul are dreptul de a utiliza aceste active pentru o perioadă de 49 de ani (31 ani rămasi la 31 decembrie 2022).

Conform contractului de concesiune, Societatea are dreptul ca pe parcursul contractului să abandoneze sau să dezactiveze active care fac parte din domeniul public, cu acordul concedentului.

Grupul consideră că, în conformitate cu prevederile și practicile legale aplicabile, abandonarea are loc în situații extreme, când barajele devin un risc inacceptabil cu impact asupra mediului și populației. Având în vedere că aceste construcții au funcțiuni complexe în plus față de producerea de energie electrică, inclusiv protecția împotriva inundațiilor, alimentarea cu apă, irigații etc., post-utilizarea este modul uzual prin care aceste construcții vor fi transferate administrației publice centrale sau locale, după ce nu mai pot fi utilizate în scopuri de producere a energiei electrice.

Lucrările necesare pentru post-utilizare se stabilesc prin documentație tehnică întocmită pe baza unei evaluări a stării de siguranță a barajului la acel moment, realizată de experți atestați de ministere și atestați/avizați de Ministerul Apelor și Mediului.

Lucrările de abandonare se realizează pe baza unei documentații speciale întocmite cu avizul autorității de gospodărire a apelor, acordul de protecție a mediului și avizul administrației publice locale și centrale. Aceste documentații și avize vor stabili activitățile necesare pentru abandonare.

Lucrările și costurile pentru post-utilizare sau abandonare sunt supuse unor incertitudini semnificative cauzate de faptul că rata de degradare și durata de viață a unui baraj variază semnificativ de la un caz la altul (unele ar putea ajunge la mai mult de 100 de ani), precum și de complexitatea și varietatea lucrărilor care pot fi necesare pentru trecerea în post-utilizare sau abandonare, în funcție de starea fizică a fiecărui baraj la momentul intrării în post-utilizare sau al abandonării, de împărțirea costurilor între detinator și post-utilizator, precum și de perioada foarte îndelungată de timp din prezent până la momentul în care ar fi efectuate lucrările de abandonare, dacă este cazul. De asemenea, există incertitudini semnificative legate de evoluția gradului de degradare și de determinarea duratei de viață efective a unui baraj, care sunt dependente de dezastre naturale (inundații, alunecări de teren, cutremure etc.) și de rezistența construcției.

În plus, Grupul estimează că până la încetarea contractului de concesiune (perioada rămasă fiind de 31 de ani la 31 decembrie 2022) apariția situațiilor care să necesite post-utilizarea sau abandonarea activelor din domeniul public sau a activelor proprii – diguri, hidrocentrale și ecluze (altele decât imobilizările în curs de execuție descrise în Nota 20) este improbabilă, având în vedere durata de viață îndelungată a barajelor, care poate fi extinsă semnificativ peste 100 de ani prin mentenanța și modernizări.

În consecință, Grupul recunoaște provizioane de dezafectare numai atunci când conducerea a luat decizia de a abandona un activ sau de a-l trece la post-utilizare sau nu a avut nicio alternativă realistă decât să facă

acest lucru în timpul perioadei de concesiune. Provizioanele sunt recunoscute pe baza costurilor rezultate din documentația tehnică întocmită de specialiști angajați de Grup.

a5) Contracte de vânzare-cumpărare de energie electrică

În conformitate cu IFRS 9 „Instrumente financiare”, un contract de cumpărare sau vânzare a unui element nefinanciar (inclusiv energie electrică) poate fi clasificat și recunoscut ca instrument financiar. În conformitate cu paragrafele 2.4 și 2.6 ale IFRS 9, în cazul în care contractele de cumpărare sau vânzare a elementelor nefinanciare pot fi decontate net în numerar sau într-un alt instrument financiar sau prin schimbul de instrumente financiare, inclusiv în cazul în care activul-suport se poate converti fara dificultati în numerar, acestea intră în aria de aplicare al IFRS 9. Standardul prevede o excepție de la aplicarea IFRS 9 pentru contractele care sunt inițiate și continuă să fie deținute în scopul primirii sau livrării unui element nefinanciar în conformitate cu cerințele preconizate de cumpărare, vânzare sau utilizare ale entității („excepția aferentă utilizării proprii”).

Energia electrică este un activ care se poate converti fara dificultati în numerar și, prin urmare, conducerea a efectuat o analiză pentru a determina dacă excepția aferentă utilizării proprii se aplică contractelor sale.

Principalele considerente sunt:

- Grupul este producător de energie electrică și intenția și scopul exclusiv este de a vinde toată energia electrică produsă;
- contractele de vânzare forward sunt încheiate cu intenția exclusivă de a livra energia electrică produsă; Grupul nu acționează ca un broker/dealer de energie electrică;
- tranzacțiile de vânzare-cumpărare pe piețele spot (piața pentru ziua următoare, piața intra-zilnică și piața de echilibrare) sunt încheiate numai pentru îndeplinirea necesitatilor și responsabilității de echilibrare a Grupului;
- în 2020, Grupul a început să fie activ în sectorul furnizării de energie electrică (vânzarea de energie electrică către consumatori finali), acționând, de asemenea, ca furnizor de servicii (inclusiv serviciul de relații cu clienții); și
- Grupul a utilizat pe scară redusă contracte forward de achiziție de energie electrică, scopul acestora fiind acoperirea necesarului de angajamente contractuale pentru livrările către consumatorii finali.

Grupul a concluzionat că excepția aferentă utilizării proprii se aplică tuturor contractelor sale de vânzare și cumpărare de energie electrică în 2022, 2021 și 2020 și, prin urmare, nu intră în aria de aplicare a IFRS 9.

a6) Taxa pentru producătorii de energie electrică

Începând cu noiembrie 2021 Guvernul a introdus o nouă taxă pentru producătorii de energie electrică. Taxa este calculată prin aplicarea procentului de 80% (pentru perioada 1 noiembrie 2021 – 31 august 2022) și 100% (pentru perioada 1 septembrie 2022 – 31 martie 2025) asupra diferenței dintre prețul mediu net lunar de vânzare și prețul de 450 RON pe MWh.

Prețul mediu net lunar de vânzare este calculat pe baza veniturilor lunare ale segmentului de producere de energie electrică, care includ vânzarea pe piața angro a energiei electrice produse și valoarea energiei electrice transferate în cadrul aceleiași entități din portofoliul de producere (segmentul de producere a energiei electrice) către portofoliul de furnizare (segmentul de furnizare a energiei electrice), minus cheltuielile lunare cu energia electrică achiziționată, tarifele de administrare a pieței și tarifele de tranzacționare. Cheltuielile de producție a energiei electrice nu sunt incluse în cheltuielile lunare.

Grupul a analizat natura taxei pentru a evalua dacă aceasta intră sub incidența IAS 12 *Impozitul pe profit* sau a IFRS 21 *Cotizații*, principalele considerente fiind:

- taxa este generată de venituri, deoarece principalele costuri suportate de producători, respectiv costurile de producție a energiei electrice, nu sunt luate în considerare în cadrul venitului net lunar impozitat;
- costurile deduse în calcul (costul energiei electrice achiziționate și costurile de tranzacționare) sunt marginale față de venituri, deoarece Grupul are achiziții limitate de energie electrică ca parte a activității de producere a energiei electrice, iar acestea sunt efectuate doar în scopul echilibrării producției cu angajamentele contractuale de vânzare a energiei electrice pe piața angro;
- limita de 450 RON pe MWh pentru calculul taxei nu este legată de costurile producătorilor, ci reprezintă mai mult un plafon al prețului de vânzare.

Grupul a concluzionat că taxa pentru producătorii de energie electrică este o cotizație care intră sub incidența dispozițiilor IFRC 21 *Cotizații*, și nu impozit pe profit.

b) Ipoteze și incertitudini asociate estimărilor

Informații cu privire la ipotezele și incertitudinile asociate estimărilor la data de raportare care prezintă un risc semnificativ de a conduce la o ajustare semnificativă a valorilor contabile ale activelor și datoriilor în anul financiar următor sunt incluse în următoarele note:

- Nota 20 – ipoteze cu privire la reevaluarea imobilizărilor corporale;
- Nota 20 – ipoteze cu privire la determinarea valorii recuperabile a imobilizărilor în curs de execuție;
- Nota 6 h) și i) – estimări ale duratelor de viață utilă ale imobilizărilor corporale și necorporale;
- Nota 11 D – estimări în legătură cu prețul de transfer al energiei electrice între activitatea de producție și activitatea de furnizare utilizate în calculul taxei pentru producătorii de energie electrică;
- Notele 26 și 30 – recunoașterea și evaluarea provizioanelor și a datoriilor contingente;
- Notele 6 l), 18 și 27 b) – determinarea pierderilor din credit preconizate pentru creanțele comerciale;
- Nota 14 – evaluarea obligațiilor privind planurile de beneficii determinate și alte beneficii pe termen lung ale angajaților: principalele ipoteze actuariale;
- Nota 26 – estimări aferente provizioanelor de dezafectare.

Determinarea valorilor juste

Un număr de politici contabile și prezentări de informații ale Grupului necesită determinarea valorilor juste pentru activele și datoriile financiare și activele nefinanciare (imobilizări corporale).

Atunci când determină valoarea justă a unui activ sau a unei datorii, Grupul utilizează date de intrare observabile pe piață în măsura în care este posibil. Valorile juste sunt clasificate în cadrul diferitelor nivele ale ierarhiei valorii juste pe baza datelor de intrare utilizate în tehnicile de evaluare, după cum urmează:

- Nivelul 1: prețuri cotate (neajustate) pe piețe active pentru active sau datorii identice;
- Nivelul 2: date de intrare, altele decât prețurile cotate incluse în Nivelul 1, care sunt observabile pentru activ sau datorie, fie direct (adică sub formă de prețuri), fie indirect (adică derivate din prețuri);
- Nivelul 3: date de intrare pentru activ sau datorie care nu se bazează pe date observabile pe piață (date de intrare neobservabile).

Dacă datele de intrare utilizate pentru a determina valoarea justă a unui activ sau a unei datorii sunt clasificate în cadrul diferitelor nivele ale ierarhiei valorii juste, atunci evaluarea la valoare justă este clasificată în întregime la același nivel al ierarhiei valorii juste cu cel mai jos nivel al datelor de intrare semnificative pentru întreaga evaluare.

Grupul recunoaște transferurile între nivelele ierarhiei valorii juste la sfârșitul perioadei de raportare în care a avut loc modificarea.

Informații suplimentare despre ipotezele utilizate în evaluarea la valoare justă sunt incluse în următoarele note:

- Nota 20: imobilizări corporale;
- Nota 27: instrumente financiare; și
- Nota 28: achiziția de filiale.

5. BAZELE EVALUARII

Situațiile financiare consolidate au fost întocmite pe baza costului istoric, cu excepția terenurilor, construcțiilor, echipamentelor și altor elemente de imobilizări corporale, care sunt evaluate utilizând modelul reevaluării.

6. POLITICI CONTABILE SEMNIFICATIVE

Grupul a aplicat în mod consecvent următoarele politici contabile pentru toate perioadele prezentate în aceste situații financiare consolidate și în pregătirea situației de deschidere a poziției financiare la 1 ianuarie 2020 în scopul tranziției la politicile contabile în conformitate cu IFRS-UE.

(a) Bazele consolidării

(i) Combinări de întreprinderi

Grupul contabilizează combinările de întreprinderi utilizând metoda achiziției atunci când ansamblul integrat de activități și active achiziționate corespunde definiției unei întreprinderi și controlul este transferat Grupului (a se vedea 6 (a) (ii)). Pentru a determina dacă un anumit ansamblu integrat de activități și active constituie o întreprindere, Grupul evaluează dacă ansamblul integrat de active și activități achiziționate include cel puțin o intrare și un proces aplicat intrării și dacă ansamblul achiziționat contribuie la capacitatea de a genera iesiri.

Grupul are opțiunea de a aplica un „test al concentrării” care permite o evaluare simplificată prin care se poate determina dacă un ansamblu de activități și active achiziționate nu constituie o întreprindere. Criteriile testului opțional al concentrării sunt îndeplinite dacă, în mod substanțial toată valoarea justă a activelor brute dobândite este concentrată într-un singur activ identificabil sau într-un grup de active identificabile similare.

Contravaloarea transferată în cadrul achiziției este, în general, evaluată la valoarea justă, similar activelor nete identificabile dobândite. Orice fond comercial rezultat este testat anual pentru depreciere. Orice câștig în urma unei achiziții în condiții avantajoase a unei întreprinderi este recunoscut imediat în profit sau pierdere. Costurile de tranzacție sunt recunoscute pe cheltuieli atunci când au loc, cu excepția cazului în care sunt legate de emisiunea de titluri de creanță sau de capital.

Contravaloarea transferată nu include sumele utilizate pentru stingerea relațiilor contractuale anterioare achiziției. Astfel de sume sunt recunoscute de regula în profit sau pierdere.

Orice contravaloare contingentă este evaluată la valoarea justă la data achiziției. Dacă o obligație de a plăti o contravaloare contingentă care îndeplinește definiția unui instrument financiar este clasificată în capitaluri proprii, atunci aceasta nu este reevaluată, iar decontarea ei este recunoscută de asemenea în capitaluri proprii. În caz contrar, contravaloarea contingentă este reevaluată la valoarea justă la fiecare dată de raportare, iar modificările ulterioare de valoare justă a contravalorii contingente sunt recunoscute în profit sau pierdere.

(ii) Filiale

Filiarele sunt entități controlate de Grup. Grupul „controlează” o entitate atunci când este expus sau are drepturi asupra rezultatelor variabile pe baza participării sale în entitate și are capacitatea de a influența acele rezultate prin autoritatea sa asupra entității. Situațiile financiare ale filialelor sunt incluse în situațiile financiare consolidate de la data la care Grupul a obținut controlul până la data la care Grupul pierde controlul.

(iii) Interese care nu controlează (“NCI”)

NCI sunt evaluate inițial la cota lor proporțională din activele nete identificabile ale entității dobândite la data achiziției.

Modificările participăției Grupului în capitalurile proprii ale unei filiale care nu au drept rezultat pierderea controlului sunt contabilizate ca tranzacții cu capitaluri proprii.

(iv) Pierderea controlului

Atunci când Grupul pierde controlul asupra unei filiale, Grupul derecunoaște activele și datoriile filialei, precum și orice NCI aferent și alte componente ale capitalurilor proprii. Orice câștig sau pierdere asociate cu pierderea controlului este recunoscut(ă) în profit sau pierdere. Orice investiție reținută în fosta filială este evaluată la valoarea justă atunci când Grupul a pierdut controlul.

(v) Tranzacții eliminate la consolidare

Soldurile și tranzacțiile în cadrul Grupului, precum și orice câștiguri sau pierderi nerealizate (cu excepția câștigurilor sau pierderilor din tranzacțiile în valuta) sunt eliminate.

(b) Tranzacții în valută

Tranzacțiile în valută sunt convertite în moneda funcțională a societăților din Grup la cursurile de schimb de la datele tranzacțiilor.

Activele și datoriile monetare exprimate în valuta sunt convertite în moneda funcțională la cursul de schimb de la data de raportare. Activele și datoriile nemonetare evaluate la valoarea justă într-o valuta sunt convertite în moneda funcțională la cursul de schimb de la data la care a fost determinată valoarea justă. Elementele nemonetare evaluate pe baza costului istoric în valuta sunt convertite la cursul de schimb de la data tranzacției. Diferențele de curs valutar sunt recunoscute de regula în profit sau pierdere și prezentate în cheltuieli financiare.

(c) Venituri din contractele cu clienții

Veniturile sunt evaluate pe baza contravalorii specificate în contractele cu clienții. Grupul recunoaște veniturile atunci când transferă controlul asupra unui bun sau serviciu către client.

Următorul tabel oferă informații despre natura și momentul îndeplinirii obligațiilor de executare din contractele cu clienții, inclusiv termenii de plată semnificativi, precum și politicile de recunoaștere a veniturilor aferente.

	Natura și îndeplinirea obligațiilor contractuale	Recunoașterea venitului
Vânzarea angro de energie electrică	<p>Grupul vinde majoritatea energiei electrice produse pe baza contractelor forward cu furnizorii și traderii de energie electrică, pe piața spot (piața pentru ziua următoare) către operatorul pieței (OPCOM) și pe piața de echilibrare către operatorul de sistem (Transelectrica).</p> <p>Facturile sunt emise la sfârșitul lunii sau la începutul lunii următoare pentru energia electrică livrată în luna curentă.</p> <p>Termenul de plată este 30 de zile de la data facturii.</p>	<p>Veniturile sunt recunoscute în timp, deoarece clientul primește și consumă simultan beneficiile pe măsură ce Grupul livrează energie electrică – producerea și consumarea energiei electrice sunt simultane deoarece energia electrică nu se stochează.</p> <p>Plățile în avans încasate de la clienți pentru vânzările viitoare de energie electrică sunt recunoscute ca datorii aferente contractelor cu clienții.</p>
Furnizarea de energie electrică către consumatori finali (vanzarea cu amanuntul)	<p>Obligația de executare este reprezentată de livrarea energiei electrice la locația clientului, care include transportul și distribuția, efectuate prin intermediul activelor unor terți.</p> <p>Clienții obțin controlul asupra energiei electrice pe măsură ce aceasta este consumată. Veniturile sunt recunoscute pe baza volumelor comunicate Grupului de către operatorii de distribuție, care au la baza citiri automate sau manuale ale contoarelor efectuate de operatorii de distribuție, auto-citiri raportate de consumatori sau estimări ale energiei electrice livrate pentru care citirile nu au fost încă efectuate pentru intervalul dintre data ultimei citiri și sfârșitul perioadei.</p> <p>Facturile sunt emise în general lunar, în luna următoare consumului. Totuși, în 2022, Grupul a înregistrat întârzieri semnificative în facturarea consumatorilor finali, din cauza implementării unui nou sistem de facturare pentru activitatea de furnizare și din cauza creșterii semnificative a numărului de clienți noi.</p>	<p>Veniturile sunt recunoscute în timp, deoarece clientul primește și consumă simultan beneficiile pe măsură ce Grupul livrează energie electrică.</p> <p>Veniturile din furnizarea de energie electrică includ tarifele de transport și distribuție, care sunt facturate de Grup consumatorilor finali. Serviciile de transport și distribuție sunt furnizate de către operatorul de transport și operatorii de distribuție, iar costurile aferente sunt facturate de către operatorul de transport și operatorii de distribuție către Grup.</p> <p>Grupul a analizat dacă este responsabil principal sau intermediar în ceea ce privește serviciile de transport și distribuție transferate clientului și a concluzionat că acționează în calitate de responsabil principal. Considerentele care susțin această concluzie includ: Grupul are o singură obligație de executare, și anume livrarea de energie electrică către locația consumatorului final, care include transportul și distribuția; consumul de energie electrică are loc instantaneu,</p>

Natura și îndeplinirea obligațiilor contractuale

Recunoașterea venitului

	<p>Termenul de plata este 45 de zile de la data facturii.</p>	<p>deoarece energia electrică este produsă în centralele Grupului și livrată prin rețelele de transport și distribuție către locația consumatorului final.</p>
Servicii de sistem	<p>Serviciile de sistem constau în punerea la dispoziție de către Grup a unei capacități de producție convenite către operatorul de sistem, Transelectrica, pentru o anumită perioadă de timp. Această capacitate este utilizată de Transelectrica în procesul de echilibrare a sistemului energetic.</p> <p>Facturile pentru serviciile de sistem sunt emise lunar, la începutul fiecărei luni pentru serviciile prestate în luna anterioară.</p> <p>Termenul de plată este 30 de zile de la data facturii.</p>	<p>Deoarece Grupul pune la dispoziție o capacitate de producție măsurată în MWh și nu active specifice, Grupul a concluzionat că acest tip de contract nu conține un contract de leasing și, prin urmare, este în aria de aplicare a IFRS 15.</p> <p>Veniturile sunt recunoscute în timp, deoarece clientul primește și consumă simultan beneficiile oferite de executarea de către Grup pe măsură ce serviciile sunt prestate.</p> <p>Tariful perceput pentru serviciile de sistem depinde de capacitățile orare puse la dispoziție (numărul de ore pentru care capacitatea de producție este pusă la dispoziție multiplicat cu capacitatea) și de tarifele orare.</p> <p>Atat capacitățile orare, cât și tarifele orare sunt stabilite pe baza rezultatelor licitațiilor zilnice (pentru 2021 și 2020: licitații lunare) organizate de operatorul de sistem.</p> <p>În situația în care, în intervalul de timp în care capacitatea este pusă la dispoziție, operatorul de sistem ordonă Grupului să producă energie electrică folosind capacitatea pusă la dispoziție, energia electrică produsă este vândută pe piața de echilibrare la prețul stabilit pe această piață (a se vedea <i>Vanzarea angro de energie electrica</i> de mai sus).</p>
Vânzări de certificate verzi	<p>Grupul vinde pe piața spot o parte din certificatele verzi obținute prin schema de suport de către centrala eoliană pentru propria producție verde. Clienții obțin controlul asupra certificatelor verzi atunci când tranzacția este înregistrată de operatorul de piață în registrul său electronic.</p> <p>Facturile sunt emise la data tranzacției. Termenul de plată este 30 de zile de la data facturii.</p>	<p>Veniturile sunt recunoscute la un moment specific, adică atunci când este transferat controlul asupra certificatelor verzi.</p>

(d) Beneficiile angajaților

(i) Beneficii pe termen scurt ale angajaților

Beneficiile pe termen scurt ale angajaților sunt recunoscute ca o cheltuială pe măsură ce serviciile aferente sunt prestate. O datorie este recunoscută la valoarea preconizată a fi plătită dacă Grupul are o obligație curentă legală sau implicită de a plăti această sumă pentru serviciile trecute furnizate de angajat, iar obligația poate fi estimată în mod credibil.

(ii) Planuri de contribuții determinate

Obligațiile privind contribuții la planurile de contribuții determinate sunt recunoscute ca o cheltuială pe măsură ce serviciile aferente sunt prestate. Contribuțiile plătite în avans sunt recunoscute ca activ în măsura în care este disponibilă o rambursare în numerar sau o reducere a plăților viitoare.

(iii) Planuri de beneficii determinate

Obligația netă a Grupului în ceea ce privește planurile de beneficii determinate este calculată separat pentru fiecare plan prin estimarea valorii beneficiilor viitoare pe care angajații le-au câștigat în perioada curentă și în perioadele anterioare, prin actualizarea acestei sume. Nu există active ale planului.

Planurile de beneficii determinate includ beneficii în numerar la pensionare și beneficii în natură constând din energie electrică acordată gratuit angajaților după pensionare.

Calculul obligațiilor privind beneficiile determinate se efectuează anual de către un actuar calificat, utilizând metoda unitatilor de credit proiectate.

Reevaluările datoriei privind beneficiile determinate, care constau din câștiguri și pierderi actuariale, sunt recunoscute imediat în alte elemente ale rezultatului global („AERG”). Grupul determină cheltuiala (venitul) net cu dobânda aferent(ă) datoriei nete privind beneficiul determinat al perioadei prin aplicarea ratei de actualizare utilizate pentru evaluarea obligației privind beneficiile determinate la începutul perioadei anuale la valoarea netă a datoriei privind beneficiile determinate la acea dată, luând în considerare orice modificări ale datoriei nete privind beneficiile determinate în cursul perioadei ca urmare a contribuțiilor și plăților de beneficii. Cheltuiala netă cu dobânda și alte cheltuieli privind planurile de beneficii determinate sunt recunoscute în profit sau pierdere.

Atunci când beneficiile unui plan sunt modificate sau atunci când un plan este redus, modificările de beneficii rezultate care se referă la serviciile trecute sau câștigul sau pierderea ca urmare a reducerii sunt recunoscute imediat în profit sau pierdere. Grupul recunoaște câștigurile și pierderile din decontarea unui plan de beneficii determinate atunci când are loc decontarea.

(iv) Alte beneficii pe termen lung ale angajaților

Obligația netă a Grupului cu privire la beneficiile pe termen lung ale angajaților reprezintă valoarea beneficiilor viitoare pe care angajații le-au câștigat în schimbul serviciilor prestate în perioada curentă și în perioadele anterioare. Aceste beneficii sunt evaluate la valoarea actualizată. Reevaluările sunt recunoscute în profit sau pierdere în perioada în care apar.

Alte beneficii pe termen lung ale angajaților includ beneficii în numerar plătite angajaților atunci când îndeplinesc anumite praguri de vechime în munca.

(v) Beneficii la încetarea contractului de muncă

Beneficiile la încetarea contractului de muncă sunt recunoscute drept cheltuială la data cea mai apropiată dintre data la care Grupul nu mai are nicio posibilitate reală de a renunța la oferta de acordare a acestor beneficii și data la care Grupul recunoaște costurile de restructurare. Dacă nu se așteaptă decontarea integrală a beneficiilor în mai puțin de 12 luni de la data de raportare, atunci acestea sunt evaluate la valoarea actualizată.

(e) Profitul din exploatare

Profitul din exploatare este rezultatul generat din activitățile continue principale generatoare de venituri ale Grupului, precum și din alte venituri și cheltuieli legate de activitățile de exploatare. Profitul din exploatare nu include rezultatul financiar și impozitul pe profit.

(f) Venituri și cheltuieli financiare

Veniturile și cheltuielile financiare ale Grupului includ:

- venituri din dobânzi;
- cheltuielile cu dobânzile;
- câștiguri sau pierderi din diferențe de curs valutar aferente activelor și datoriilor financiare;
- pierderi (și reluări ale pierderilor) din depreciere recunoscute cu privire la active financiare (altele decât creanțele comerciale);

- actualizarea provizioanelor pe termen lung.

Veniturile sau cheltuielile cu dobânda sunt recunoscute utilizând metoda dobânzii efective.

„Rata dobânzii efective” este rata care actualizează exact plățile sau încasările viitoare de numerar estimate pe durata de viață preconizată a instrumentului financiar la:

- valoarea contabilă brută a activului financiar; sau
- costul amortizat al datoriei financiare.

La calcularea veniturilor și cheltuielilor cu dobânda, rata dobânzii efective se aplică valorii contabile brute a activului (atunci când activul nu este depreciat ca urmare a riscului de credit) sau costului amortizat al datoriei. Cu toate acestea, pentru activele financiare depreciate ca urmare a riscului de credit ulterior recunoașterii inițiale, veniturile din dobânzi sunt calculate prin aplicarea ratei dobânzii efective la costul amortizat al activului financiar. Dacă activul nu mai este depreciat ca urmare a riscului de credit, atunci calculul veniturilor din dobânzi se face prin raportare la valoarea contabilă brută.

(g) Impozitul pe profit

Cheltuiala cu impozitul pe profit cuprinde impozitul curent și impozitul amânat. Aceasta este recunoscută în profit sau pierdere, cu excepția cazului în care se referă la o combinație de întreprinderi sau la elemente recunoscute direct în capitalurile proprii sau în alte elemente ale regulatului global.

Grupul a determinat că dobânzile și penalitățile legate de impozitul pe profit, inclusiv tratamentele fiscale incerte, nu îndeplinesc definiția impozitului pe profit și, prin urmare, sunt contabilizate în conformitate cu IAS 37 *Provizioane, datorii contingente și active contingente*.

(i) Impozit curent

Impozitul curent cuprinde impozitul preconizat de plăta sau de recuperat aferent profitului sau pierderii impozabil(e) a anului curent precum și orice ajustare a impozitului de plătit sau de recuperat aferent anilor precedenți. Suma impozitul curent de plătit sau de recuperat este cea mai bună estimare a sumei preconizate a fi plătită sau recuperată care reflectă incertitudinea legată de impozitul pe profit, dacă este cazul. Acesta este determinat utilizând ratele de impozitare care au fost adoptate sau în mare măsură adoptate la data de raportare.

Creanțele și datoriile privind impozitul curent sunt compensate numai dacă sunt îndeplinite anumite criterii.

(ii) Impozit amânat

Impozitul amânat este recunoscut în legătura cu diferențele temporare dintre valorile contabile ale activelor și datoriilor în scopul raportării financiare și baza fiscală a acestora. Impozitul amânat nu este recunoscut pentru:

- diferențele temporare care rezulta la recunoașterea inițială a activelor și datoriilor într-o tranzacție care nu reprezintă o combinație de întreprinderi și care nu afectează nici profitul sau pierderea contabil(ă), nici profitul impozabil sau pierderea fiscală;
- diferențele temporare asociate investițiilor în filiale, entități asociate și intereselor în participatie, în măsura în care Grupul este capabil să controleze momentul reluării diferențelor temporare și este probabil ca acestea să nu fie reluate în viitorul previzibil; și
- diferențele temporare impozabile care rezulta din recunoașterea inițială a fondului comercial.

Creanțele privind impozitul amânat sunt recunoscute pentru pierderi fiscale neutilizate, credite fiscale neutilizate și diferențe temporare deductibile, în limita probabilității ca va exista profit impozabil viitor fata de care acestea pot fi utilizate. Profiturile impozabile viitoare sunt determinate pe baza reluării diferențelor temporare impozabile relevante. Dacă suma diferențelor temporare impozabile este insuficientă pentru a recunoaște integral o creanță privind impozitul amânat, atunci sunt luate în considerare profiturile impozabile viitoare, ajustate cu reluarea diferențelor temporare existente, pe baza planurilor de afaceri ale filialelor Grupului considerate individual. Creanțele privind impozitul amânat sunt revizuite la fiecare dată de raportare și sunt reduse în măsura în care nu mai este probabil ca beneficiul fiscal aferent să fie realizat; astfel de reduceri sunt reluate atunci când probabilitatea unor profituri impozabile viitoare se îmbunătățește.

Evaluarea impozitului amânat reflectă consecințele fiscale care ar rezulta din modul în care Grupul se așteaptă, la data de raportare, să recupereze sau să deconteze valoarea contabilă a activelor și datoriilor sale.

Creanțele și datoriile privind impozitul amânat sunt compensate numai dacă sunt îndeplinite anumite criterii.

(h) Imobilizări corporale

(i) Recunoaștere și evaluare

Elementele de imobilizări corporale sunt recunoscute inițial la cost, care include costul îndatorării capitalizat.

Dacă părți semnificative ale unui element de imobilizări corporale au durate de viață utilă diferite, atunci acestea sunt contabilizate ca elemente separate (componente majore) de imobilizări corporale.

Orice câștig sau pierdere care rezulta din cedarea unui element de imobilizări corporale este recunoscut(ă) în profit sau pierdere.

Ulterior recunoașterii inițiale:

- terenurile, construcțiile, echipamentele și alte elemente de imobilizări corporale sunt evaluate la valoarea reevaluată; și
- imobilizarile corporale în curs de execuție sunt evaluate la cost minus orice pierderi acumulate din depreciere.

Reevaluările sunt efectuate cu suficientă regularitate pentru a se asigura că valoarea contabilă nu diferă semnificativ de ceea ce s-ar fi determinat prin utilizarea valorii juste la sfârșitul perioadei de raportare.

Atunci când un element de imobilizări corporale este reevaluat, amortizarea acumulată este eliminată din valoarea contabilă brută, iar valoarea netă este ajustată la valoarea reevaluată a activului.

Dacă valoarea contabilă a unui activ este majorată ca urmare a unei reevaluări, majorarea este recunoscută și acumulată în capitalurile proprii în rezerva din reevaluare. Cu toate acestea, majorarea este recunoscută în profit sau pierdere în măsura în care aceasta compensează o scădere din reevaluarea aceluiași activ recunoscută anterior în profit sau pierdere.

Dacă valoarea contabilă a unui activ este diminuată ca urmare a unei reevaluări, diminuarea este recunoscută în profit sau pierdere. Cu toate acestea, scăderea este recunoscută în capitalurile proprii în rezerva din reevaluare dacă există un sold creditor în rezerva din reevaluare pentru acel activ.

Rezerva din reevaluare este transferată în rezultatul reportat într-o sumă corespunzătoare utilizării activului (pe măsură ce activul este amortizat) și la scoaterea din funcțiune sau cedarea activului.

(ii) Costuri ulterioare

Costurile ulterioare sunt capitalizate numai dacă este probabil ca beneficii economice viitoare aferente acestor costuri intra în cadrul Grupului.

(iii) Amortizare

Amortizarea este calculată utilizând metoda liniară pe durata de viață utilă estimată a activelor și este recunoscută în profit sau pierdere. Terenurile și imobilizarile în curs de execuție nu sunt amortizate.

Duratele de viață utilă estimate ale imobilizărilor corporale pentru perioada curentă și perioadele comparative sunt următoarele:

Categorie	Durata de viață utilă (ani)
Construcții și instalații speciale	65-97
Construcții și instalații speciale reprezentând bunuri de retur, conform contractului de concesiune (a se vedea Nota 4 a1)	Minimul dintre durata de viață economică utilă și perioada rămasă din contractul de concesiune
Echipamente tehnologice	25-47
Aparate și instalații de măsură și control	15 – 23
Mijloace de transport	16 – 24
Mobilier, echipamente de birou	12

Metodele de amortizare și duratele de viață utilă sunt revizuite la fiecare dată de raportare și ajustate, dacă este cazul.

(i) Imobilizări necorporale

(i) Recunoaștere și evaluare

Imobilizările necorporale care sunt achiziționate de Grup și au durate de viață utilă determinate sunt evaluate la cost minus amortizarea acumulată și orice pierderi din depreciere acumulate. Imobilizările necorporale includ în principal programe informatice și licențe.

(ii) Costuri ulterioare

Costurile ulterioare sunt capitalizate numai atunci când acestea cresc beneficiile economice viitoare încorporate în activul specific la care se referă. Toate celelalte cheltuieli, inclusiv cheltuielile cu fondul comercial generat intern și mărcile, sunt recunoscute în profit sau pierdere atunci când sunt efectuate.

(iii) Amortizare

Amortizarea este calculată pentru a diminua costul imobilizărilor necorporale mai puțin valoarea reziduală estimată a acestora utilizând metoda liniară pe durata de viață utilă estimată și este recunoscută în general în profit sau pierdere.

Duratele de viață utilă estimate ale programelor informatice și ale licențelor pentru perioada curentă și perioadele comparative sunt 3-5 ani.

Metodele de amortizare, duratele de viață utilă și valorile reziduale sunt revizuite la fiecare dată de raportare și ajustate, dacă este cazul.

(j) Certificate verzi

Grupul recunoaște certificatele verzi primite în baza schemei de sprijin pentru producătorii de energie din surse regenerabile la cost (care este 0) la momentul obținerii dreptului de a le primi (atunci când energia electrică este produsă).

Grupul recunoaște certificatele verzi achiziționate la cost.

Grupul, în calitate de furnizor de energie electrică, are obligația legală să achiziționeze un număr de certificate verzi (a se vedea Nota 1 c)), al căror cost este ulterior transferat consumatorilor finali pe baza cantităților de energie electrică consumate. Pentru a îndeplini obligația legală anuală de achiziție (țintă sau cotă anuală), Grupul utilizează atât certificate verzi primite în cadrul schemei de sprijin, cât și certificate verzi achiziționate.

Certificatele verzi achiziționate pentru a îndeplini obligația de achiziție (cotă) sunt recunoscute în profit sau pierdere în momentul achiziției. Certificatele verzi achiziționate în plus față de cota obligatorie la sfârșitul perioadei de raportare sunt recunoscute în situația consolidată a poziției financiare. În cazul în care cota obligatorie nu este îndeplinită la sfârșitul perioadei de raportare, atunci Grupul recunoaște o datorie în situația consolidată a poziției financiare.

Costul certificatelor verzi transferate consumatorilor finali este recunoscut în profit sau pierdere ca parte a Veniturilor din contractele cu clienții.

(k) Instrumente financiare

(i) Recunoașterea și evaluarea inițială

Creanțele comerciale sunt recunoscute inițial atunci când sunt constituite. Toate celelalte active financiare și datoriile financiare sunt recunoscute inițial atunci când Grupul devine parte a condițiilor contractuale ale instrumentului.

Numerarul și echivalentele de numerar includ soldurile numerarului, depozitele la vedere și depozitele cu maturitate de până la trei luni de la data constituirii care au o expunere nesemnificativă la riscul de modificare a valorii juste și sunt utilizate de Grup pentru gestionarea angajamentelor pe termen scurt.

Un activ financiar (cu excepția creanțelor comerciale care nu au o componentă de finanțare semnificativă) sau o datorie financiară este evaluat(ă) inițial la valoarea justă plus sau minus costurile tranzacției care sunt direct atribuibile achiziției sau emisiunii sale. O creanță comercială care nu conține o componentă de finanțare semnificativă este evaluată inițial la prețul tranzacției.

(ii) Clasificarea și evaluarea ulterioara

Active financiare

La recunoașterea inițială, un activ financiar este clasificat într-unul dintre următoarele modele de afaceri: deținut în scopul de a colecta fluxuri de numerar contractuale, deținut în scopul de a colecta fluxuri de numerar contractuale și în scopul vânzării sau altele.

Activele financiare nu sunt reclasificate după recunoașterea lor inițială, cu excepția cazului în care Grupul își modifica modelul de afaceri pentru gestionarea activelor financiare, caz în care toate activele financiare afectate sunt reclasificate în prima zi a primei perioade de raportare următoare modificării modelului de afaceri.

Un activ financiar este clasificat ca fiind deținut în scopul colectării fluxurilor de numerar contractuale și evaluat la cost amortizat dacă îndeplinește următoarele două condiții:

- este deținut în cadrul unui model de afaceri al cărui obiectiv este de a deține active în scopul colectării fluxurilor de numerar contractuale; și
- termenii săi contractuali dau naștere, la anumite date, fluxurilor de numerar care sunt exclusiv plăți ale principalului și ale dobânzii aferente valorii principalului datorat.

Toate activele financiare ale Grupului sunt clasificate ca deținute în vederea colectării fluxurilor de numerar contractuale.

Active financiare – Evaluare ulterioara și câștiguri și pierderi

Activele financiare evaluate la cost amortizat sunt evaluate ulterior la cost amortizat utilizând metoda dobânzii efective. Costul amortizat este diminuat cu pierderi din depreciere. Veniturile din dobânzi, câștigurile și pierderile din diferențe de curs valutar și pierderile din depreciere sunt recunoscute în profit sau pierdere. Orice câștig sau pierdere care rezulta din derecunoaștere este recunoscut(ă) în profit sau pierdere.

Datorii financiare – Clasificare, evaluare ulterioară și câștiguri sau pierderi

Datoriile financiare sunt clasificate ca datorii financiare evaluate la costul amortizat utilizând metoda dobânzii efective. Cheltuielile cu dobânzi și câștigurile sau pierderile din diferențe de curs valutar sunt recunoscute în profit sau pierdere. Orice câștig sau pierdere care rezulta din derecunoaștere este recunoscut(ă) în profit sau pierdere.

(iii) Derecunoaștere

Active financiare

Grupul derecunoaște un activ financiar atunci când:

- drepturile contractuale asupra fluxurilor de numerar care decurg din activul financiar expiră; sau
- transferă drepturile contractuale de a primi fluxurile de numerar într-o tranzacție în care:
 - sunt transferate majoritatea riscurilor și beneficiilor aferente dreptului de proprietate asupra activului financiar; sau
 - Grupul nu transferă și nici nu păstrează majoritatea riscurilor și beneficiilor aferente dreptului de proprietate și nu păstrează controlul asupra activului financiar.

Datorii financiare

Grupul derecunoaște o datorie financiară atunci când obligațiile specificate în contract sunt stinse sau anulate sau expiră. De asemenea, Grupul derecunoaște o datorie financiară atunci când termenii contractului sunt modificați și fluxurile de numerar ale datoriei modificate difera în mod semnificativ, caz în care o nouă datorie financiară este recunoscută la valoarea justă pe baza termenilor contractuali modificați.

La derecunoașterea unei datorii financiare, diferența dintre valoarea contabilă stinsă și contravaloarea plătită (inclusiv orice active nemonetare transferate sau datorii asumate) este recunoscută în profit sau pierdere.

(iv) Compensare

Activele financiare și datoriile financiare sunt compensate și valoarea netă prezentată în situația poziției financiare atunci și numai atunci când Grupul are un drept legal curent de a compensa sumele și intenționează fie să le deconteze pe o bază netă, fie să realizeze activul și să deconteze datoria simultan.

(l) Depreciere

(i) Active financiare nederivate

Grupul recunoaște o ajustare de depreciere pentru pierderile de credit preconizate („ECL”) în legătura cu activele financiare evaluate la costul amortizat și activele aferente contractelor cu clienții.

Grupul evaluează ajustările de depreciere la o valoare egală cu ECL pe durata de viață.

Atunci când analizează dacă riscul de credit al unui activ financiar a crescut semnificativ după recunoașterea inițială și atunci când estimează ECL, Grupul consideră informații rezonabile și justificabile care sunt relevante și disponibile fără costuri sau eforturi nejustificate. Acestea includ informații și analize cantitative și calitative, pe baza experienței Grupului privind evenimentele trecute și a analizei informate a riscului de credit, care includ previziuni ale condițiilor viitoare.

Grupul consideră că riscul de credit aferent unui activ financiar a crescut semnificativ dacă este restant de mai mult de 90 de zile.

Grupul consideră că un activ financiar prezintă riscul de neîndeplinire a obligațiilor atunci când:

- este improbabil ca debitorul să își plătească integral obligațiile față de Grup, fără a recurge la acțiuni precum executarea garanției (dacă există); sau
- activul financiar este restant de mai mult de 180 de zile.

ECL pe durata de viață sunt ECL care rezultă din toate evenimentele posibile de neîndeplinire pe durata de viață preconizată a unui instrument financiar.

Perioada maximă luată în considerare la estimarea ECL este perioada contractuală maximă în care Grupul este expus la riscul de credit.

Evaluarea ECL

ECL reprezintă o estimare a pierderilor din credit ponderată cu probabilitățile. Pierderile din credit sunt evaluate la valoarea actualizată a tuturor deficitelor de numerar (adică diferența dintre fluxurile de numerar datorate Grupului în conformitate cu contractul și fluxurile de numerar pe care Grupul se așteaptă să le primească).

Active financiare depreciate ca urmare a riscului de credit

La fiecare dată de raportare, Grupul analizează dacă activele financiare evaluate la cost amortizat sunt depreciate ca urmare a riscului de credit. Un activ financiar este depreciat ca urmare a riscului de credit” atunci când au avut loc unul sau mai multe evenimente care au un impact negativ asupra fluxurilor de numerar viitoare estimate ale activului financiar.

Dovezile că un activ financiar este depreciat ca urmare a riscului de credit includ date observabile cu privire la următoarele evenimente:

- dificultatea financiară semnificativă a debitorului;
- o încălcare a contractului, de exemplu neîndeplinirea obligațiilor sau o întârziere a plății cu mai mult de 180 de zile;
- restructurarea unui împrumut sau a unui avans de către Grup în condiții pe care altfel Grupul nu le-ar lua în considerare; sau
- este probabil ca debitorul să intre în faliment sau în altă formă de reorganizare financiară.

Prezentarea ajustărilor pentru ECL în situația poziției financiare

Ajustările pentru pierdere aferente activelor financiare evaluate la costul amortizat sunt deduse din valoarea contabilă brută a activelor.

Reducere integrală în urma depreciării

Valoarea contabilă brută a unui activ financiar este redusă integral în urma depreciării atunci când Grupul nu are așteptări rezonabile de recuperare integrală sau parțială a unui activ financiar.

(ii) Active nefinanciare

La fiecare dată de raportare, Grupul revizuieste valorile contabile ale activelor sale nefinanciare (altele decât stocurile, activele aferente contractelor cu clienții și creanțele privind impozitul amânat) pentru a determina

dacă există vreun indiciu de depreciere. Dacă există un astfel de indiciu, atunci se estimează valoarea recuperabilă a activului.

Pentru testul de depreciere, activele sunt grupate la nivelul celui mai mic grup de active care generează intrări de numerar din utilizarea continuă, care sunt în mare măsură independente de intrările de numerar ale altor active sau CGU, în conformitate cu raționamentul descris în Nota 4 a3).

Valoarea recuperabilă a unui activ sau a unei CGU reprezintă cea mai mare valoare dintre valoarea sa de utilizare și valoarea sa justă mai puțin costurile asociate cedării. Valoarea de utilizare se bazează pe fluxurile de numerar viitoare estimate, prezentate la valoarea lor actualizată utilizând o rată de actualizare înainte de impozitare care reflectă evaluările curente de piață cu privire la valoarea în timp a banilor și riscurile specifice activului sau CGU.

O pierdere din depreciere este recunoscută dacă valoarea contabilă a unui activ sau a unei CGU depășește valoarea sa recuperabilă.

Pierderile din depreciere sunt recunoscute în profit sau pierdere, cu excepția imobilizărilor corporale contabilizate la valoarea reevaluată, în cazul cărora pierderea din depreciere este recunoscută în alte elemente ale rezultatului global și reduce rezerva din reevaluare în cadrul capitalurilor proprii în măsura în care aceasta reia o creștere din reevaluare anterioară aferentă aceluiași activ.

O pierdere din depreciere este reluată numai în măsura în care valoarea contabilă a activului nu depășește valoarea contabilă, netă de amortizare, care ar fi fost determinată în cazul în care nu ar fi fost recunoscută nicio pierdere din depreciere.

Reluarea unei pierderi din depreciere, altă decât cele aferente activelor reevaluate, este recunoscută în profit sau pierdere. O reluare a unei pierderi din deprecierea unui activ reevaluat este recunoscută în profit sau pierdere în măsura în care aceasta reia o pierdere din deprecierea aceluiași activ care a fost recunoscută anterior ca o cheltuială în profit sau pierdere.

(m) Capitalul social

Grupul recunoaște modificările în capitalul social în conformitate cu legislația aplicabilă și după aprobarea lor de către Adunarea Generală a Acționarilor și înregistrarea la Registrul Comerțului.

Până la 31 decembrie 2003, capitalul social statutar în termeni nominali a fost retratat în conformitate cu IAS 29 „Raportarea financiară în economiile hiperinflaționiste”, printr-o ajustare corespunzătoare a rezultatului raportat.

Acțiuni ordinare

Costurile incrementale direct atribuibile emisiunii de acțiuni ordinare sunt recunoscute ca o diminuare a capitalurilor proprii. Impozitul pe profit aferent costurilor de tranzacție ale unei tranzacții cu capitaluri proprii este contabilizat în conformitate cu IAS 12 (a se vedea Nota 6 (g)).

(n) Dividende

Dividendele sunt recunoscute ca o deducere din capitalurile proprii în perioada în care distribuția lor este aprobată și sunt recunoscute ca datorie în măsura în care sunt neplătite la data de raportare. Dividendele sunt prezentate în notele la situațiile financiare atunci când distribuția lor este propusă după data de raportare și înainte de data emiterii situațiilor financiare.

(o) Provizioane

Un provizion este recunoscut în cazul în care, ca urmare a unui eveniment anterior, Grupul are o obligație curentă, legală sau implicită, care poate fi estimată în mod credibil și este probabil ca pentru decontarea obligației să fie necesară o ieșire de resurse incorporând beneficii economice. Provizioanele sunt determinate prin actualizarea fluxurilor de numerar viitoare preconizate utilizând o rată de actualizare înainte de impozitare care reflectă evaluările curente de piață cu privire la valoarea în timp a banilor și la riscurile specifice datoriei. Reluarea actualizării este recunoscută în cheltuieli financiare.

Provizioane de dezafectare

Un provizion de dezafectare în legătura cu activele hidroenergetice abandonate sau trecute în post-utilizare și cheltuielile aferente sunt recunoscute atunci când conducerea a luat decizia de a abandona un activ sau de a trece un activ în post-utilizare sau când Grupul nu are o alternativă realistă, cu excepția abandonării sau trecerii în post-utilizare a unui activ înainte de sfârșitul perioadei de concesiune (a se vedea Nota 4 (a4)).

Ulterior evaluării inițiale, obligația este evaluată la sfârșitul fiecărei perioade de raportare pentru a reflecta valoarea în timp a banilor și orice modificări ale fluxurilor de numerar viitoare estimate care stau la baza obligației. Creșterea provizionului datorată valorii în timp a banilor este recunoscută în cheltuieli financiare, în timp ce modificările fluxurilor de numerar viitoare estimate sunt recunoscute în cheltuieli de exploatare.

Grupul recunoaște un provizion de dezafectare în corespondența cu imobilizările corporale cu privire la dezafectarea turbinelor eoliene. Obligația este evaluată la sfârșitul fiecărei perioade de raportare pentru a reflecta valoarea în timp a banilor și orice modificări ale fluxurilor de numerar viitoare estimate care stau la baza obligației. Modificarea provizionului datorată valorii în timp a banilor este recunoscută în cheltuieli financiare, în timp ce modificările fluxurilor de numerar viitoare estimate sunt recunoscute în imobilizări corporale.

(p) Active contingente și datorii contingente

O datorie contingentă este:

- a) o obligație potențială apărută ca urmare a unor evenimente anterioare și a cărei existență va fi confirmată doar de apariția sau neapariția unuia sau mai multor evenimente viitoare incerte, care nu sunt în totalitate controlate de Grup; sau
- b) o obligație curentă apărută ca urmare a unor evenimente anterioare, dar care nu este recunoscută deoarece:
 - i. nu este probabil ca vor fi necesare ieșiri de resurse care să încorporeze beneficii economice pentru decontarea acestei obligații; sau
 - ii. valoarea obligației nu poate fi evaluată suficient de credibil.

Datoriile contingente nu sunt recunoscute în situațiile financiare, ci sunt prezentate în note, cu excepția cazului în care posibilitatea unei ieșiri de resurse care încorporează beneficii economice este îndepărtată.

Un activ contingent este un activ potențial care apare ca urmare a unor evenimente anterioare și a cărui existență va fi confirmată doar de apariția sau neapariția unuia sau mai multor evenimente viitoare incerte, care nu sunt în totalitate controlate de Grup.

Un activ contingent nu este recunoscut în situațiile financiare, cu excepția cazului în care este aproape sigur. Activele contingente sunt prezentate în note numai atunci când o intrare de beneficii economice este considerată probabilă.

(q) Incertitudini privind tratamentele fiscale

Grupul aplică IFRIC 23 "Incertitudini legate de tratamente fiscale" pentru contabilizarea incertitudinilor legate de impozitul pe profit.

Un „tratament fiscal incert” este un tratament fiscal legat de impozitul pe profit pentru care există incertitudini cu privire la faptul dacă autoritatea fiscală relevantă îl va accepta în baza legislației fiscale. Prezența unui tratament fiscal incert depinde atât de poziția specifică a unei entități, cât și de legislația fiscală aplicabilă. Prin urmare, tratamentele fiscale incerte apar adesea atunci când legea fiscală aplicabilă este neclară sau nu este înțeleasă în mod consecvent.

Dacă există incertitudini cu privire la tratament fiscal legat de impozitul pe profit, atunci Grupul ia în considerare dacă este probabil (mai mult probabil decât improbabil) ca o autoritate fiscală să accepte tratamentul fiscal inclus sau planificat să fie inclus în declarația fiscală a Grupului.

Grupul reflectă efectul incertitudinii cu privire la un tratament fiscal în măsurarea impozitului pe profit curent și amanat, după cum urmează:

- Este probabil ca autoritatea fiscală să accepte tratamentul fiscal al Grupului: dacă Grupul concluzionează că este probabil ca autoritatea fiscală să accepte tratamentul fiscal, atunci Grupul măsoară impozitul pe profit curent și amanat în concordanță cu tratamentul fiscal utilizat sau planificat să fie utilizat pentru întocmirea și depunerea declarației fiscale.
- Este puțin probabil ca autoritatea fiscală să accepte tratamentul fiscal al Grupului: dacă Grupul concluzionează că nu este probabil ca autoritatea fiscală să accepte tratamentul fiscal, atunci acesta reflectă efectul acelei incertitudini fiscale în determinarea profitului impozabil (sau a pierderii fiscale), bazei de impozitare, a pierderilor fiscale neutilizate, a creditelor fiscale neutilizate și a ratelor de

impozitare determinate de aplicarea prezentei interpretari. Pentru a face acest lucru, Grupul foloseste fie metoda celei mai probabile valori, fie metoda valorii preconizate – oricare dintre acestea preconizeaza mai bine determinarea incertitudinii.

Incertitudinile legate de alte taxe care nu sunt impozitate pe profit (de exemplu, taxa pe valoarea adaugata sau taxe in scopul IFRIC 21 “Cotizatii”) sunt recunoscute si masurate in conformitate cu IAS 37 “Provizioane, datorii contingente si active contingente”, cu exceptia cazului in care sunt tratate in mod specific intr-un alt standard (de exemplu IAS 19 “Beneficiile angajaților” pentru contributiile la asigurari sociale).

Incertitudinile privind valoarea care va fi recunoscuta ca provizion sunt tratate prin mijloace diferite, in functie de imprejurari. In cazul in care provizionul in curs de evaluare implica o gama larga de elemente, obligatia este estimata prin ponderarea tuturor rezultatelor posibile in functie de probabilitatile lor. Aceasta metoda statistica de evaluare este denumita „valoare preconizata”. Prin urmare, provizionul va fi diferit in functie de probabilitatea pierderii unei anumite sume. In cazul in care exista un interval continuu de rezultate posibile si probabilitatile de realizare ale fiecaruia sunt egale, se utilizeaza punctul de la mijlocul intervalului.

In cazul in care este evaluata o singura obligatie, rezultatul individual cel mai probabil poate constitui cea mai buna estimare a datoriei. Cu toate acestea, chiar si intr-un astfel de caz, entitatea ia in considerare si alte rezultate posibile. In cazul in care alte rezultate posibile sunt, in cea mai mare parte, fie mai mari, fie mai mici decat rezultatul cel mai probabil, cea mai buna estimare va fi o suma mai mare sau mai mica.

(r) Leasing

La initierea unui contract, Grupul evaluează dacă acel contract este sau conține un contract de leasing. Un contract este sau conține un contract de leasing dacă acel contract acorda dreptul de a controla utilizarea unui activ identificat pentru o anumita perioada de timp în schimbul unei contraprestații.

În calitate de locatar

La data inceperii derularii sau la modificarea unui contract care conține o componentă de leasing, Grupul alocă contravaloarea din contract fiecărei componente de leasing pe baza prețurilor individuale relative.

Grupul recunoaște un activ aferent dreptului de utilizare și o datorie de leasing la data începerii derularii contractului de leasing. Activul aferent dreptului de utilizare este evaluat inițial la cost, care include valoarea inițială a datoriei de leasing ajustată cu orice plăți de leasing efectuate la data sau înainte de data începerii derularii, plus orice costuri directe inițiale suportate, minus orice stimulente primite in cadrul contractului de leasing.

Activul aferent dreptului de utilizare este ulterior amortizat utilizând metoda liniară de la data începerii până la sfârșitul perioadei de leasing, cu excepția cazului în care contractul de leasing transferă dreptul de proprietate asupra activului suport către Grup până la sfârșitul perioadei de leasing sau costul activului aferent dreptului de utilizare reflectă faptul că Grupul va exercita o opțiune de cumpărare. În acest caz, activul aferent dreptului de utilizare va fi amortizat pe durata de viață utilă a activului suport, care este determinată similar imobilizărilor corporale. În plus, activul aferent dreptului de utilizare este diminuat periodic cu pierderi din depreciere, dacă există, și ajustat pentru anumite reevaluări ale datoriei care decurge din contractul de leasing.

Datoria care decurge din contractul de leasing este evaluată inițial la valoarea actualizată a plăților de leasing care nu sunt achitate la data începerii derularii contractului, actualizate utilizând rata dobânzii implicită în contractul de leasing sau, dacă această rată nu poate fi determinată imediat, rata marginala de împrumut a Grupului. În general, Grupul utilizează rata de marginala împrumut ca rată de actualizare.

Grupul își determină rata marginala de împrumut prin obținerea ratelor dobânzii din diferite surse de finanțare externe și face anumite ajustări pentru a reflecta termenii contractului de leasing și tipul activului suport.

Plățile de leasing incluse în evaluarea datoriei care decurge din contractul de leasing cuprind următoarele:

- plăți fixe de leasing, inclusiv plăți fixe în fond;
- plăți variabile de leasing care depind de un indice sau de o rată, evaluate inițial utilizând indicele sau rata de la data începerii derularii contractului;
- sumele preconizate a fi plătite în baza unor garanții aferente valorii reziduale; și

- prețul de exercitare al unei opțiuni de cumpărare dacă Grupul are certitudinea rezonabilă că o va exercita, plăți de leasing aferente unei perioade de prelungire opțională dacă Grupul are certitudinea rezonabilă că va exercita opțiunea de prelungire și penalități de reziliere a contractului de leasing, cu excepția cazului în care Grupul are certitudinea rezonabilă că nu va rezilia contractul de leasing.

Datoria care decurge din contractul de leasing este evaluată la cost amortizat utilizând metoda dobânzii efective. Datoria este reevaluată atunci când are loc o modificare a plăților de leasing viitoare care rezultă dintr-o schimbare a unui indice sau a unei rate, dacă are loc o modificare a estimării Grupului cu privire la sumele care se preconizează ca vor fi datorate în conformitate cu garanția aferentă valorii reziduale, dacă Grupul își modifică evaluarea privind probabilitatea exercitării unei opțiuni de cumpărare, extindere sau reziliere sau dacă are loc o revizuire a unei plăți de leasing fixe în fond.

Atunci când datoria care decurge din contractul de leasing este reevaluată în acest mod, se efectuează o ajustare corespunzătoare a valorii contabile a activului aferent dreptului de utilizare sau reevaluarea este înregistrată în profit sau pierdere dacă valoarea contabilă a activului aferent dreptului de utilizare a fost redusă la zero.

Grupul prezintă activele aferente dreptului de utilizare în imobilizări corporale în situația consolidată a poziției financiare.

Contracte de leasing pe termen scurt și contracte de leasing în care activul suport are o valoare mică

Grupul a ales să nu recunoască activele aferente dreptului de utilizare și datoriile care decurg din contractul de leasing pentru contractele de leasing pe termen scurt (cu o durată de leasing de cel mult 12 luni) și contractele de leasing în care activul suport are o valoare mică (mai mică decât echivalentul a 5.000 USD). Grupul recunoaște plățile de leasing asociate acestor contracte de leasing în cheltuieli de exploatare utilizând o baza liniară pe durata contractului de leasing.

(s) Subvenții guvernamentale

Subvențiile guvernamentale aferente activelor sunt recunoscute inițial ca venituri înregistrate în avans la valoarea justă atunci când există siguranța rezonabilă că acestea vor fi primite și că Grupul va respecta condițiile atasate subvenției. Subvențiile aferente activelor sunt recunoscute în profit sau pierdere în Alte venituri pe o baza sistematică pe durata de viață utilă a activelor.

Subvențiile aferente veniturilor, care compensează Grupul pentru cheltuielile efectuate, sunt recunoscute în profit sau pierdere în Alte venituri pe o baza sistematică în perioadele în care sunt recunoscute cheltuielile, cu excepția cazului în care condițiile primirii subvenției sunt îndeplinite după recunoașterea cheltuielilor aferente. În acest caz, subvenția este recunoscută atunci când devine încasabilă.

Pentru subvențiile aferente certificatelor verzi, a se vedea Nota 6 (j).

(t) Evenimente ulterioare

Evenimentele care au loc după datele de raportare până la data la care aceste situații financiare au fost autorizate pentru emitere, care oferă informații suplimentare despre condițiile care existau la datele de raportare (evenimente care conduc la ajustarea situațiilor financiare) sunt reflectate în aceste situații financiare. Evenimentele care au loc după datele de raportare până la data la care aceste situații financiare au fost autorizate pentru emitere, care oferă informații despre evenimentele care au avut loc după datele de raportare (evenimente care nu conduc la ajustarea situațiilor financiare), atunci când sunt semnificative, sunt prezentate în notele explicative la situațiile financiare.

(u) Estimarea valorii juste

„Valoarea justă” este prețul care ar fi încasat pentru vânzarea unui activ sau plătit pentru transferul unei datorii într-o tranzacție normală între participanții pe piață, la data evaluării, pe piața principală sau, în absența acesteia, pe piața cea mai avantajoasă la care Grupul are acces la acea dată. Valoarea justă a unei datorii reflectă riscul de neperformanță al acesteia.

Un număr de politici contabile și prezentări de informații ale Grupului necesită evaluarea valorilor juste pentru active și datorii financiare și active nefinanciare (a se vedea Nota 4 (b)).

Grupul evaluează valoarea justă a unui instrument utilizând prețul cotelat pe o piață activă pentru acel instrument, atunci când este disponibil. O piață este considerată „activă” dacă tranzacțiile cu activul sau datoria au loc cu o frecvență și la un volum suficiente pentru a oferi informații de preț în mod constant.

Dacă nu există niciun preț cotate pe o piață activă, atunci Grupul utilizează tehnici de evaluare care maximizează utilizarea datelor de intrare observabile relevante și minimizează utilizarea datelor de intrare neobservabile. Tehnica de evaluare aleasă încorporează toți factorii pe care participanții pe piață i-ar lua în considerare în evaluarea unei tranzacții.

7. STANDARDE EMISE, CARE NU SUNT ÎNCĂ ÎN VIGOARE

Un număr de noi standarde intra în vigoare pentru perioade anuale care încep după 1 ianuarie 2023, iar aplicarea mai devreme este permisă; cu toate acestea, Grupul nu a adoptat mai devreme standardele noi sau modificate în întocmirea acestor situații financiare consolidate.

(i) Standarde și interpretări adoptate de UE

- *Amendamente la IAS 12 Impozitul pe profit: Impozitul amânat aferent activelor și datoriilor care rezulta dintr-o singură tranzacție*

Amendamentele restrâng domeniul de aplicare al excepției de la recunoaștere inițială pentru a exclude tranzacțiile care generează diferențe temporare egale și de sens contrar – de exemplu, contractele de leasing și datoriile de dezafectare. Pentru contractele de leasing și datoriile de dezafectare, creanțele și datoriile asociate privind impozitul amânat vor trebui recunoscute de la începutul primei perioade anterioare prezentate, orice efect cumulativ fiind recunoscut ca o ajustare a rezultatului reportat sau a altor componente ale capitalurilor proprii la acea dată. Pentru toate celelalte tranzacții, amendamentele se aplică tranzacțiilor care au loc după începutul celei mai recente perioade prezentate.

Amendamentele intră în vigoare de la 1 ianuarie 2023, dar pot fi aplicate mai devreme. Grupul nu a adoptat mai devreme amendamentele. Amendamentele nu ar avea un impact semnificativ asupra situațiilor financiare.

- *Amendamente la IAS 1 Prezentarea situațiilor financiare și Declarația 2 privind practica IFRS: Emiterea de raționamente privind pragul de semnificativitate*

Principalele amendamente la standard includ:

- cerința adresată societăților de a-și prezenta politicile contabile materiale, în locul politicilor contabile semnificative;
- clarificarea faptului că politicile contabile referitoare la tranzacții, alte evenimente sau condiții nesemnificative sunt ele însele nesemnificative și, ca atare, nu este necesar să fie prezentate; și
- clarificarea faptului că nu toate politicile contabile care se referă la tranzacții, alte evenimente sau condiții semnificative sunt ele însele semnificative pentru situațiile financiare ale unei societăți.

Amendamentele intră în vigoare de la 1 ianuarie 2023, dar pot fi aplicate mai devreme.

Grupul se așteaptă ca adoptarea amendamentelor să nu aibă un impact semnificativ asupra prezentărilor de informații ale Grupului.

- *Amendamente la IAS 8 Politici contabile, modificări ale estimărilor contabile și erori*

Amendamentele introduc o definiție pentru estimările contabile: clarificarea faptului că acestea sunt valori monetare în situațiile financiare care sunt supuse incertitudinii în evaluare. Amendamentele clarifică, de asemenea, relația dintre politicile contabile și estimările contabile, specificând faptul că o societate efectuează o estimare contabilă pentru a atinge obiectivul stabilit printr-o politică contabilă.

Elaborarea unei estimări contabile include:

- selectarea unei tehnici de evaluare (tehnică de estimare sau de evaluare) – de exemplu, o tehnică de estimare utilizată pentru a evalua o ajustare pentru pierdere aferentă pierderilor din credit preconizate atunci când se aplică IFRS 9 Instrumente financiare; și
- alegerea datelor de intrare care trebuie utilizate în aplicarea tehnicii de evaluare alese – de exemplu, ieșirile de numerar preconizate pentru determinarea unui provizion pentru obligațiile de garanție atunci când se aplică IAS 37 Provizioane, datorii contingente și active contingente.

Efectele modificărilor acestor date de intrare sau tehnici de evaluare sunt considerate modificări ale estimărilor contabile.

Amendamentele intră în vigoare pentru perioadele care încep la 1 ianuarie 2023 sau ulterior acestei date, aplicarea mai devreme fiind permisă, și se vor aplica prospectiv modificărilor estimărilor contabile și

modificărilor politicilor contabile care au loc la sau după începutul primei perioade anuale de raportare în care o societate aplică amendamentele.

Grupul se așteaptă ca adoptarea amendamentelor să nu aibă un impact semnificativ asupra situațiilor sale financiare.

- *IFRS 17 Contracte de asigurare (emis la 18 mai 2017); inclusiv amendamentele la IFRS 17* – în vigoare pentru perioadele care încep la sau după 1 ianuarie 2023 – Grupul se așteaptă ca amendamentele să nu aibă un impact semnificativ asupra situațiilor sale financiare.
- *Amendamente la IFRS 17 Contracte de asigurare: Aplicarea inițială a IFRS 17 și IFRS 9 – Informații comparative* – în vigoare pentru perioadele care încep la sau după 1 ianuarie 2023 – Grupul se așteaptă ca amendamentele să nu aibă un impact semnificativ asupra situațiilor sale financiare.

(ii) Standarde și interpretări care nu au fost adoptate de UE

- *Amendamente la IAS 1 Prezentarea situațiilor financiare – Clasificarea datoriilor în datorii curente sau datorii pe termen lung;*
- *Amendamente la IFRS 16 Contracte de leasing: Datoria de leasing într-un contract de tip sale and leaseback;*
- *Amendamente la IFRS 10 și IAS 28: Vânzări ale aportului de active între un investitor și entitatea asociată sau asocierea în participație.*

8. SEGMENTE OPERATIONALE

A. Bazele segmentării

Grupul a identificat două segmente raportabile pe baza licențelor de operare deținute – producerea de energie electrică și furnizarea de energie electrică.

Tabelul următor descrie activitățile fiecărui segment raportabil:

Segment raportabil	Activități
Producerea de energie electrică	Producerea de energie electrică prin exploatarea hidrocentralelor, microhidrocentralelor și turbinelor eoliene, prestarea de servicii de sistem către operatorul de sistem (punerea la dispoziție a unei capacități de producție agreate pentru nevoile de echilibrare ale sistemului energetic). Energia electrică produsă este vândută în principal furnizorilor de energie electrică și entităților care comercializează energie electrică pe piața angro de energie electrică, precum și furnizată consumatorilor finali prin intermediul segmentului de furnizare a energiei electrice.
Furnizarea de energie electrică	Furnizarea de energie electrică consumatorilor finali non-casnici și casnici. Energia electrică furnizată consumatorilor finali este produsă, în principal, de segmentul de producere a energiei electrice, iar în cazul în care există un deficit, acesta este acoperit prin achiziții de energie electrică spot sau forward.

Directoratul Societății revizuieste rapoartele de management ale fiecărui segment. Profitul înainte de impozitare al segmentului este utilizat pentru a evalua performanța, deoarece conducerea consideră că aceasta informație este una dintre cele mai relevante în evaluarea rezultatelor segmentelor.

B. Informații despre segmentele operationale

Anul încheiat la 31 decembrie 2022	Producerea de energie electrică	Furnizarea de energie electrică	Total segmente raportabile	Eliminări între segmente	Total consolidat
Venituri externe.....	7.302.972	2.148.983	9.451.955	—	9.451.955
Venituri între segmente.....	854.256	—	854.256	(854.256)	—
Venituri ale segmentului.....	8.157.228	2.148.983	10.306.211	(854.256)	9.451.955
Profit înainte de impozitare al segmentului.....	4.911.266	506.170	5.417.436	—	5.417.436
Venituri/(cheltuieli) financiare nete	204.718	4.367	209.085	—	209.085
Amortizarea imobilizărilor.....	(772.103)	(47)	(772.150)	—	(772.150)
Pierderi din deprecierea imobilizărilor corporale.....	(23.869)	—	(23.869)	—	(23.869)
Energie electrică achiziționată.....	(582.179)	(937.715)	(1.519.893)	822.751	(697.142)
Cheltuieli cu certificatele verzi.....	(34.781)	(179.895)	(214.676)	31.505	(183.171)
Cheltuieli privind beneficiile angajaților.....	(622.197)	(8.526)	(630.723)	—	(630.723)
Apă uzinată.....	(450.963)	—	(450.963)	—	(450.963)
Taxa pentru producătorii de energie electrică.....	(671.739)	—	(671.739)	—	(671.739)
Transport și distribuție de energie electrică.....	(43.292)	(454.763)	(498.055)	—	(498.055)
Alte cheltuieli.....	(295.806)	(66.235)	(362.041)	—	(362.041)

Anul încheiat la 31 decembrie 2021	Producția de energie electrică	Furnizarea de energie electrică	Total segmente raportabile	Eliminări între segmente	Total consolidat
Venituri externe.....	6.070.765	418.532	6.489.297	—	6.489.297
Venituri între segmente.....	229.623	—	229.623	(229.623)	—
Venituri ale segmentului.....	6.300.388	418.532	6.718.920	(229.623)	6.489.297
Profit înainte de impozitare al segmentului.....	3.717.163	67.588	3.784.751	—	3.784.751
Venituri/(cheltuieli) financiare nete	29.095	(1)	29.094	—	29.094
Amortizarea imobilizărilor.....	(760.287)	(216)	(760.503)	—	(760.503)
Pierderi din deprecierea imobilizărilor corporale.....	(359.329)	—	(359.329)	—	(359.329)
Energie electrică achiziționată.....	(90.121)	(222.460)	(312.581)	222.460	(90.121)
Cheltuieli cu certificatele verzi.....	(19.833)	(41.020)	(60.853)	7.163	(53.690)
Cheltuieli privind beneficiile angajaților.....	(585.554)	(4.284)	(589.838)	—	(589.838)
Apă uzinată.....	(540.145)	—	(540.145)	—	(540.145)
Taxa pentru producătorii de energie electrică.....	(133.417)	—	(133.417)	—	(133.417)
Transport și distribuție de energie electrică.....	(49.241)	(61.175)	(110.416)	—	(110.416)
Alte cheltuieli.....	(248.514)	(23.014)	(271.528)	—	(271.528)

Anul încheiat la 31 decembrie 2020	Producția de energie electrică	Furnizarea de energie electrică	Total segmente raportabile	Eliminări între segmente	Total consolidat
Venituri externe.....	3.619.067	222.376	3.841.443	—	3.841.443
Venituri între segmente.....	108.041	—	108.041	(108.041)	—
Venituri ale segmentului.....	3.727.108	222.376	3.949.484	(108.041)	3.841.443
Profit înainte de impozitare al segmentului.....	1.851.099	55.493	1.906.592	—	1.906.592
Venituri/(cheltuieli) financiare nete	32.609	—	32.609	—	32,609
Amortizarea imobilizărilor.....	(720.510)	(21)	(720.531)	—	(720.531)
Pierderi din deprecierea imobilizărilor corporale.....	(105.966)	—	(105.966)	—	(105.966)
Energie electrică achiziționată.....	(15.383)	(104.469)	(119.853)	104.469	(15.383)
Cheltuieli cu certificatele verzi.....	—	(17.523)	(17.523)	3.572	(13.951)
Cheltuieli privind beneficiile angajaților.....	(489.608)	(659)	(490.267)	—	(490.267)
Apă uzinată.....	(307.077)	—	(307.077)	—	(307.077)
Transport și distribuție de energie electrică.....	(31.866)	(40.912)	(72.778)	—	(72.778)
Alte cheltuieli.....	(310.180)	(163)	(310.343)	—	(310.343)

Alte cheltuieli includ următoarele pozitii din situatia de profit sau pierdere: Reparatii, întreținere, materiale și consumabile, Pierderi din deprecierea creanțelor comerciale si Alte cheltuieli de exploatare.

Segmentul de producere a energiei electrice include, de asemenea, serviciile de sistem și producerea de energie electrică pentru echilibrarea sistemului, care sunt facturate operatorului de sistem, Transelectrica SA (a se vedea detaliile în Nota 9).

Veniturile între segmente includ valoarea energiei electrice produse și transferate în cadrul aceleiași entități din portofoliul de producere (segmentul de producere a energiei electrice) către portofoliul de furnizare (segmentul de furnizare a energiei electrice) în suma de 714.079 mii RON (2021: 166.592 mii RON; 2020: 104.469 mii RON). Veniturile între segmente pentru 2022 și 2021 sunt calculate în baza unei metodologii aprobate de Directorat în 2021, iar pentru 2020 în baza unei metodologii aprobate de Directorat în 2018. Metodologia utilizată în 2022 și 2021 pentru calculul pretului de transfer între segmente are la bază costul mediu de producere a energiei electrice în ultimele 12 luni încheiate cu 2 luni înaintea lunii de calcul, plus o marja internă. Metodologia utilizată în 2020 are la bază costul de producere a energiei electrice lunar obținut cu 2 luni înaintea lunii de calcul, plus o marja internă.

Toate veniturile sunt obținute în România.

Actiunile și datoriile totale pe segmente nu sunt incluse în rapoartele de management revizuite de către Directorat.

În 2021 și 2020, veniturile și profitul înainte de impozitare ale segmentului de furnizare de energie electrică au reprezentat mai puțin de 10% din veniturile totale ale Grupului (a se vedea Nota 9). Grupul a prezentat informații despre segmente pentru 2022 și comparative pentru 2021 și 2020.

9. VENITURI

A. Venituri din contractele cu clienții

Grupul obține venituri din:

	<u>2022</u>	<u>2021</u>	<u>2020</u>
Vânzarea angro a energiei electrice	6.960.753	5.629.044	3.269.701
Furnizare de energie electrica consumatorilor finali (vanzarea cu amanuntul)	2.148.983	418.532	222.366
Servicii de sistem.....	316.532	415.960	336.063
Vânzări de certificate verzi.....	24.632	23.218	—
Servicii de mentenanță	1.055	2.543	13.313
Total	<u>9.451.955</u>	<u>6.489.297</u>	<u>3.841.443</u>

Veniturile din energia electrica furnizata consumatorilor finali reflecta valoarea volumului de energie furnizata, care are la baza citiri automate sau manuale ale contoarelor efectuate de operatorii de distributie, auto-citiri raportate de consumatori sau estimari privind energia electrica livrata pentru care citirile nu au fost inca efectuate pentru intervalul dintre data ultimei citiri si sfarsitul perioadei.

Majoritatea vanzarilor de energie cu amanuntul este catre consumatori non-casnici (aproximativ 85% din volum), pentru care sunt efectuate citiri automate la sfarsitul fiecarei luni. De asemenea, aproximativ 35% din volumul furnizat consumatorilor casnici este determinat pe baza citirilor de contoare la sfarsitul anului, iar restul are la baza estimarea consumului. In consecinta, Grupul a considerat ca riscul ajustarii veniturilor ulterior sfarsitului perioadei, care ar putea rezulta din diferenta dintre citirile de contoare si volumele estimate, ar avea un impact foarte limitat asupra situatiilor financiare.

În 2022, Grupul a produs 13.549 GWh (2021: 16.712 GWh și 2020: 14.583 GWh) și a vândut 14.691 GWh (2021: 17.350 GWh și 2020: 15.963 GWh). Din cantitatea totală vândută, 3.675 GWh au fost furnizati consumatorilor finali în 2022 (1.029 GWh în 2021 și 626 GWh în 2020).

Grupul are contracte cu clienții pe perioade de până la 12 luni.

Clienții care reprezintă individual mai mult de 10% din veniturile Grupului sunt după cum urmează:

- Transelectrica SA, operatorul sistemului de energie electrică – servicii de sistem și producție de energie electrică pentru echilibrarea sistemului (ultima inclusă în Vânzarea energiei electrice produse) – 2.063.761 mii RON în 2022 (22%), 1.468.065 mii RON în 2021 (23%), 561.203 mii RON în 2020 (15%);

- OPCOM SA, operatorul pieței – vânzarea energiei electrice produse pe piața spot – 1.233.993 mii RON în 2022 (13%), 1.267.616 mii RON în 2021 (20%) și 392.862 mii RON în 2020 (10%);
- Electrica Furnizare SA – vânzarea energiei electrice produse pe piața angro în 2020 în suma de 453.485 mii RON (12%).

Momentul recunoașterii veniturilor:

	<u>2022</u>	<u>2021</u>	<u>2020</u>
Venituri recunoscute în timp	9.426.267	6.463.536	3.828.130
Venituri recunoscute la un moment specific	25.688	25.761	13.313
Total	<u>9.451.955</u>	<u>6.489.297</u>	<u>3.841.443</u>

B. Datorii aferente contractelor cu clientii

La 31 decembrie 2022, Grupul are datorii aferente contractelor cu clientii de 84.684 mii RON (31 decembrie 2021: 93.331 mii RON, 31 decembrie 2020: 73.660 mii RON și 1 ianuarie 2020: 31.460 mii RON). Acestea reprezintă plăți în avans ale clienților pentru obligațiile contractuale viitoare de livrare și furnizare a energiei electrice.

Datoriile aferente contractelor cu clientii la 31 decembrie 2021 în suma de 93.331 mii RON au fost recunoscute la venituri în cursul anului 2022 (2021: 73.660 mii RON; 2020: 31.460 mii RON).

10. ALTE VENITURI

	<u>2022</u>	<u>2021</u>	<u>2020</u>
Venituri din subvenții (Nota 25)	5.714	5.805	5.500
Castig din achizitii de intreprinderi in conditii avantajoase (Nota 28)	—	31.530	26.274
Despăgubiri, amenzi și penalități de la furnizori.....	26.582	118.784	20.245
Alte venituri.....	13.953	19.228	16.817
Total	<u>46.249</u>	<u>175.347</u>	<u>68.836</u>

Grupul a recunoscut un castig in suma de 31.530 mii RON (a se vedea Nota 28) ca urmare a achiziției în condiții avantajoase a Crucea Wind Farm S.A. și Hidroelectrica Wind Services S.R.L. în martie 2021.

În septembrie 2020, în urma confirmării planului de reorganizare de către judecătorul sindic în data de 24 iunie 2020, acționarii Hidroelectrica au numit administratorul special al filialei Hidroserv S.A. și, în consecință, Societatea a redobândit controlul asupra acestei filiale (a se vedea Nota 28).

În 2021 a fost pronunțată sentința în dosarul arbitral nr. ICC 20540/MHM, în urma căreia Hidroelectrica a câștigat dreptul de a primi despăgubiri în suma de 20.515 mii euro, echivalentul a 101.487 mii RON, pentru lucrări defectuoase executate de Andritz Hydro GMBH Ravensburg.

11. CHELTUIELI DE EXPLOATARE

A. Apă uzinată

Apa uzinată reprezintă apa utilizată de hidrocentrale pentru a produce energie electrică. Conform legislației românești, o taxă pe metru cub de apă utilizată este stabilită anual de Agenția Națională Apele Române. Pentru anul 2022 taxa a fost 1,23 RON pe metru cub (2021: 1,17 RON pe metru cub, 2020: 1,12 RON pe metru cub).

B. Energie electrică achiziționată

Grupul achiziționează energie electrică numai pentru echilibrarea deficitului dintre energia electrică contractată pentru vânzări și energia electrică efectiv produsă.

În 2022, Grupul a achiziționat 1.141 GWh (2021: 638 GWh, 2020: 1.380 GWh) pentru 697.142 mii RON (2021: 90.121 mii RON și 2020: 15.383 mii RON). Creșterile din 2022 și 2021 se datorează creșterii semnificative a prețurilor energiei electrice începând cu ultimul trimestru al anului 2021.

C. Transport și distribuție de energie electrică

	2022	2021	2020
Injecția energiei electrice produse în sistemul național	30.868	21.772	14.080
Distribuția energiei electrice furnizate.....	342.984	54.073	54.222
Transportul energiei electrice furnizate	124.203	34.571	4.476
Total.....	498.055	110.416	72.778

D. Taxa pentru producătorii de energie electrică

Incepand cu noiembrie 2021 Guvernul a introdus o noua taxa pentru producătorii de energie electrică. Taxa este calculata prin aplicarea procentului de 80% (pentru perioada 1 noiembrie 2021 – 31 august 2022) și 100% (pentru perioada 1 septembrie 2022 – 31 martie 2025) asupra diferentei dintre prețul mediu net lunar de vânzare și prețul de 450 RON pe MWh.

Prețul mediu net lunar de vânzare este calculat pe baza vânzărilor lunare de energie electrică ale segmentului de producere de energie electrică minus cheltuielile lunare cu energia electrică achiziționată, tarifele de administrare a pieței și tarifele de tranzacționare. Cheltuielile de producere a energiei electrice nu sunt incluse în cheltuielile lunare.

Venitul lunar al segmentului de producere de energie electrică include, conform legislației, vânzarea angro a energiei electrice produse și/sau achiziționate și valoarea energiei electrice transferate în cadrul aceleiași entități din portofoliul de producere (segmentul de producere a energiei electrice) în portofoliul de furnizare (segmentul de furnizare a energiei electrice). Deoarece legislația nu definește și nu include prevederi cu privire la modul în care trebuie calculată valoarea de transfer între portofoliul de producere și portofoliul de furnizare, Grupul a utilizat metodologia internă de calcul al pretului de transfer între activitățile licențiate (producere și furnizare) aprobată de Directorat în 8 iunie 2021, anterior emiterii legislației privind taxa pentru producătorii de energie electrică. Aceasta metodologie are la baza costul mediu de producere a energiei electrice în ultimele 12 luni încheiate cu 2 luni înaintea lunii de calcul, plus o marja internă. Aceasta metodologie poate diferi față de metodologiile utilizate de alte societăți având în vedere că nu există o lege care să prevadă o anumită definiție sau metodologie de calcul.

Taxa calculată de Grup pentru anul 2022 a fost în suma de 671.739 mii RON (2021: 133.417 mii RON, 2020: 0), din care 557.086 mii RON pentru Hidroelectrică SA și 114.653 mii RON pentru filiala Crucea Wind Farm (2021: 113.220 mii RON pentru Hidroelectrică SA și 20.197 mii RON pentru filiala Crucea Wind Farm). La 31 decembrie 2022, soldul de plată este în suma de 91.370 mii RON (31 decembrie 2021: 133.417 mii RON și 31 decembrie 2020: 0).

Autoritățile fiscale române, prin Direcția Generală Antifraudă Fiscală, au efectuat trei controale în cadrul Grupului asupra taxei pentru producătorii de energie electrică, două pentru perioada 1 septembrie–31 decembrie 2022 pentru Societățile Hidroelectrică și Crucea Wind Farm, care au fost finalizate prin procesele verbale întocmite în data de 11 aprilie 2023, respectiv 12 aprilie 2023 și unul pentru perioada 1 aprilie–31 august 2022 care a fost finalizat prin procesul verbal întocmit în data de 19 aprilie 2023. Conform procesului verbal întocmit în data de 11 aprilie 2023, autoritățile nu au adus modificări asupra metodei de calcul al taxei sau asupra modalității de calcul al pretului de transfer din portofoliul de producere în portofoliul de furnizare, dar au identificat o problemă cu privire la data începând cu care a fost aplicată de către Societate Legea 357/2023. De asemenea, autoritățile fiscale au menționat faptul că prevederile Codului Fiscal privind prețurile de transfer nu se aplică în cazul pretului de transfer a energiei electrice între portofolii/segmente, deoarece aceste prevederi reglementează tranzacțiile între părți afiliate, și nu tranzacțiile efectuate în cadrul aceleiași entități.

Legea 357/2023 a fost publicată de autorități la 16 decembrie 2022 și a modificat modul de calcul al pretului mediu net lunar de vânzare, prin limitarea veniturilor în scop doar la veniturile din energia electrică produsă și vândută sau transferată între segmente, și limitarea cheltuielilor doar la cheltuielile din echilibrare plafonate la 5% din veniturile din energia electrică produsă și valoarea de transfer a energiei electrice transferate între segmente. Textul legii menționează că prevederile legii sunt aplicabile începând cu 1 septembrie 2022, însă Societatea a aplicat legea începând cu data publicării, 16 decembrie 2022.

Conform procesului verbal întocmit în data de 11 aprilie 2023, organele fiscale au aplicat legea retroactiv de la 1 septembrie 2022, astfel au calculat taxa suplimentară în suma de 62.052 mii RON, care a fost

prezentata de Societate drept datorie contingenta. Analiza privind aplicarea retroactiva a legii este prezentata in Nota 30 c).

Conform procesului verbal intocmit in data de 19 aprilie 2023 pentru Societate pentru perioada 1 aprilie -31 august 2022, precum si conform procesului verbal intocmit in data de 12 aprilie 2022 pentru Crucea Wind Farm pentru perioada 1 septembrie- 31 decembrie 2022, autoritatile fiscale nu au calculat sume suplimentare de plata.

E. Alte cheltuieli de exploatare

	2022	2021	2020
Miscari in provizioane, net.....	73.503	36.177	57.624
Impozite si taxe locale.....	60.839	52.522	50.152
Paza.....	20.639	16.114	16.277
Sponsorizari	1.930	13.235	11.445
Servicii profesionale	10.928	10.068	11.381
Servicii in legatura cu constructiile abandonate	7.647	8.176	8.378
Contribuția la ANRE	6.496	3.299	7.090
Pierderi la cedarea imobilizărilor corporale	2.051	3.605	6.505
Alte cheltuieli.....	52.210	46.300	36.850
Total.....	236.243	189.496	205.702

12. REZULTATUL FINANCIAR

	2022	2021	2020
Venituri din dobânzi	243.708	72.066	61.987
Alte venituri financiare	3.488	1.084	8
Venituri financiare	247.196	73.150	61.995
Cheltuieli cu dobânzile	(10.637)	(15.893)	(10.998)
Actualizarea provizioanelor pe termen lung	(28.246)	(17.124)	(16.553)
Câștig sau (pierdere) din diferențe de curs valutar.....	936	(8.792)	(1.835)
Alte cheltuieli financiare.....	(164)	(2.247)	—
Cheltuieli financiare.....	(38.111)	(44.056)	(29.386)
Rezultat financiar net.....	209.085	29.094	32.609

13. REZULTATUL PE ACȚIUNE

Calculul rezultatului pe acțiune s-a bazat pe următorul profit atribuibil acționarilor ordinari și pe numărul mediu ponderat de acțiuni ordinare în circulație.

	<u>2022</u>	<u>2021</u>	<u>2020</u>
Profit atribuibil acționarilor Societății			
Profit net atribuibil acționarilor Societății	4.464.000	3.116.149	1.558.012
Profitul atribuibil acționarilor ordinari.....	4.464.000	3.116.149	1.558.012
Numărul mediu ponderat de acțiuni ordinare (de bază și diluate)			
Acțiuni ordinare emise la 1 ianuarie	448.459.482	448.447.467	448.239.331
Efectul acțiunilor emise în septembrie 2020	—	—	52.034
Efectul acțiunilor emise în octombrie 2021	—	2.003	—
Numărul mediu ponderat de acțiuni ordinare la 31 decembrie	448.459.482	448.449.470	448.291.365
Rezultat pe acțiune (de bază și diluat) RON/acțiune.....	9,95	6,95	3,48

14. BENEFICIILE ANGAJAȚILOR

	<u>31 decembrie 2022</u>	<u>31 decembrie 2021</u>	<u>31 decembrie 2020</u>	<u>1 ianuarie 2020</u>
Planuri de beneficii determinate.....	89.410	87.256	82.687	74.506
Alte beneficii pe termen lung ale angajaților	49.034	43.268	38.771	36.219
Salarii datorate.....	61.922	65.145	75.007	47.096
Contribuții la asigurările sociale	17.135	14.853	22.029	8.394
Impozit pe salarii.....	3.257	3.161	4.570	2.098
Altele.....	6.927	3.664	5.451	1.954
Total.....	227.685	217.347	228.515	170.267
– Curente	105.845	94.398	111.378	69.060
– Pe termen lung	121.840	122.949	117.137	101.207

Partea curentă a beneficiilor angajaților este după cum urmează:

	<u>31 decembrie 2022</u>	<u>31 decembrie 2021</u>	<u>31 decembrie 2020</u>	<u>1 ianuarie 2020</u>
Planuri de beneficii determinate.....	9.873	8.802	12.213	3.885
Alte beneficii pe termen lung ale angajaților	7.284	4.286	4.101	5.943
Salarii datorate.....	61.369	60.037	63.279	47.096
Contribuții la asigurările sociale	17.135	14.853	22.029	8.394
Impozit pe salarii.....	3.257	3.161	4.570	2.098
Altele.....	6.927	3.259	5.186	1.644
Total.....	105.845	94.398	111.378	69.060

Salariile datorate includ salariile reeșalonate la plată conform planului de reorganizare al Hidroserv, după cum urmează:

	31 decembrie 2022	31 decembrie 2021	31 decembrie 2020	1 ianuarie 2020
Porțiunea curentă	4.124	5.794	5.468	—
Porțiunea pe termen lung	—	5.108	11.727	—
Total.....	4.124	10.902	17.195	—

Beneficii post angajare (planuri de beneficii determinate)

În conformitate cu Contractele Colective de Muncă, Grupul oferă beneficii în numerar angajaților la pensionare în funcție de vechimea în munca în cadrul Societății și Hidroserv, după cum urmează:

Beneficii la pensionare

Vechime în munca	Număr de salarii lunare de bază brute			
	31 decembrie 2022	31 decembrie 2021	31 decembrie 2020	1 ianuarie 2020
Până la 10 ani	1	1	1	1
Între 10 și 25 ani	3	3	3	3
Peste 25 de ani	6	6	6	6

Beneficii în natură

De asemenea, în conformitate cu Contractele Colective de Muncă, Grupul oferă beneficii în natură constând din energie electrică gratuită (în limita a 1.200 kWh anual) angajaților pensionați din cadrul Societății și filialei Hidroserv, sub rezerva îndeplinirii anumitor condiții (cel puțin 15 ani vechime cumulată în cadrul Societății, Hidroserv sau altor societăți din sectorul energiei electrice sau cel puțin 10 ani consecutivi de vechime în astfel de societăți înainte de pensionare). În cazul decesului pensionarului, soțul supraviețuitor / soția supraviețuitoare are dreptul să primească același beneficiu până la momentul recăsătoriei sau decesului.

Până la 27 iunie 2022, Grupul a acordat beneficii în natură constând din energie electrică gratuită (în limita a 1.200 kWh anual) angajaților pensionați din cadrul entităților predecesoare ale Hidroelectrica SA în conformitate cu Hotărârea de Guvern nr. 1041/2003. La 27 iunie 2022, Înalta Curte de Casație și Justiție a României a anulat Hotărârea de Guvern nr. 1041/2003, în urma unei solicitări formulate de o altă entitate din sectorul energetic din România. În consecință, la 31 decembrie 2022 Grupul nu are obligația de a oferi beneficii în natură angajaților pensionați din cadrul entităților predecesoare.

Alte beneficii pe termen lung ale angajaților

În conformitate cu Contractele Colective de Muncă, Grupul oferă beneficii în numerar angajaților Societății și Hidroserv în funcție de vechimea în munca, după cum urmează:

Prime jubiliare

Vechime în munca	Număr de salarii lunare de bază brute			
	31 decembrie 2022	31 decembrie 2021	31 decembrie 2020	1 ianuarie 2020
20 ani	1	1	1	1
25 ani	2	2	2	2
30 ani	3	3	3	3
35 ani	4	4	4	4
40 ani	5	5	5	5
45 ani	6	6	6	6

(i) **Modificarea datoriilor privind beneficiile determinate și altor beneficii pe termen lung ale angajaților**

Tabelele următoare prezintă reconcilierea dintre soldul inițial și soldul final al datoriilor privind beneficiile determinate și alte beneficii pe termen lung ale angajaților și componentele acestora. Nu există active ale planurilor de beneficii.

Datorii privind beneficiile determinate	2022	2021	2020
Sold la 1 ianuarie	87.256	82.687	74.506
Incluse în profit sau pierdere			
Costul vechimii curente.....	3.819	3.113	2.834
Costul vechimii trecute.....	(5.932)	—	—
Costul dobânzii.....	4.005	2.259	3.196
Beneficii plătite.....	(8.710)	(16.599)	(7.259)
Incluse în alte elemente ale rezultatului global			
Pierderi actuariale.....	8.972	15.796	9.410
Sold la 31 decembrie	89.410	87.256	82.687

Alte beneficii pe termen lung ale angajaților	2022	2021	2020
Sold la 1 ianuarie	43.268	38.771	36.219
Impactul preluării controlului asupra Hidroserv.....	—	—	3.893
Incluse în profit sau pierdere			
Costul vechimii curente.....	3.680	1.480	1.649
Costul dobânzii.....	2.192	1.065	1.400
Pierderi actuariale.....	5.903	9.192	3.939
Beneficii plătite.....	(6.009)	(7.240)	(8.329)
Sold la 31 decembrie	49.034	43.268	38.771

ii) **Ipoteze actuariale**

Următoarele sunt principalele ipoteze actuariale la fiecare dată de raportare:

(a) **Ipoteze macroeconomice:**

- rata inflației utilizată la 31 decembrie 2022 are la bază prognoza de inflație pentru RON a Băncii Naționale a României (BNR) (31 decembrie 2021: prognoza BNR pentru următorii 10 ani începând cu 2022 și inflația pe termen lung a Zonei Euro pentru perioada rămasă; 31 decembrie 2020: prognoza BNR pentru următorii 4 ani începând cu 2021 și inflația pe termen lung a Zonei Euro pentru perioada rămasă; 31 decembrie 2019: prognoza BNR pentru următorii 5 ani începând cu 2020 și inflația pe termen lung a Zonei Euro pentru perioada rămasă), după cum urmează:

Anul	Data evaluării 31 decembrie 2022	Data evaluării 31 decembrie 2021	Data evaluării 31 decembrie 2020	Data evaluării 1 ianuarie 2020
2020.....	n/a	n/a	n/a	3%
2021.....	n/a	n/a	2,5%	3%
2022.....	n/a	7,2%	2,5%	3%
2023.....	12,4%	3,9%	2,5%	3%
2024.....	7,5%	2,5%	2,5%	3%
2025.....	4,2%	2,5%	2,5%	1,37%
2026 – 2032.....	4,2%	2,5%	1,7%	1,37%
2033+.....	2,3%	1,2%	1,7%	1,37%

- rata de actualizare utilizată a fost obținută pe baza ratelor dobânzii pentru RON publicate de Autoritatea Europeană de Asigurări și Pensii Ocupaționale (EIOPA), după cum urmează:

Anul	Data evaluării 31 decembrie 2022	Data evaluării 31 decembrie 2021	Data evaluării 31 decembrie 2020	Data evaluării 1 ianuarie 2020
2020	n/a	n/a	n/a	3,446%
2021	n/a	n/a	2,285%	3,550%
2022	n/a	3,931%	2,361%	3,659%
2023	7,091%	4,342%	2,435%	3,866%
2024	7,246%	4,520%	2,511%	3,975%
2025	7,437%	4,608%	2,581%	4,092%
2026+	7.638% – 3.631% (în medie 5.647%)	4,680% – 3,631% (in medie 4,486%)	2,651% – 3,631% (media 3,386%)	4,191% – 4,809% (media de 4,452%)

- creșterea prețului energiei electrice pe kWh în linie cu rata inflației. Prețul energiei electrice utilizat în calculul actuarial este de 0,747 LEI/kWh la 31 decembrie 2022 (31 decembrie 2021: 0,6600 LEI/kWh; 31 decembrie 2020: 0,547 LEI/kWh și 1 ianuarie 2020: 0,5570 LEI/kWh);
- rata mortalității utilizată este rata publicată de Institutul Național de Statistică pentru ultimii 10 ani de la data evaluării pentru 31 decembrie 2022, 31 decembrie 2021, 31 decembrie 2020 și rata publicată de Institutul Național de Statistică în 2018 pentru 1 ianuarie 2020.
- taxele și contribuțiile la asigurari sociale sunt cele în vigoare la datele de raportare.

(b) *Ipozele specifice Grupului:*

- rata de creștere a salariilor brute utilizată la 31 decembrie 2022 este de 9,6% pentru 2023 și o rată egală cu rata inflației în anii următori (31 decembrie 2021: 7,2% pentru 2022, 3,9% pentru 2023, 2,5% pentru perioada 2024-2031 și o rată egală cu rata inflației în anii următori, 31 decembrie 2020: 5% în 2021 și o rată egală cu rata inflației în anii următori și 1 ianuarie 2020: 5% în 2020 și o rată egală cu rata inflației în anii următori);
- rata de fluctuație a angajaților utilizată la 31 decembrie 2022 are la baza mediile anuale de fluctuație a angajaților pentru ultimii 6 ani, diferențiate pe vârstă și sex (31 decembrie 2021: media ultimilor 5 ani, 31 decembrie 2020: media ultimilor 4 ani; 1 ianuarie 2020: media ultimilor 3 ani). Rata medie ponderată de fluctuație a angajaților utilizată la 31 decembrie 2022 este 1,56% (31 decembrie 2021: 1,44%, 31 decembrie 2020: 2,17%; 1 ianuarie 2020: 3,38%).

(iii) *Analiza de sensibilitate*

Ipozele actuariale semnificative utilizate pentru determinarea obligațiilor privind beneficiile determinate și altor beneficii pe termen lung ale angajaților sunt rata de actualizare, creșterea salarială preconizată și rata de fluctuație a angajaților. Analiza de sensibilitate de mai jos prezintă efectul asupra datorităților privind beneficiile angajaților – creștere/(diminuare) și a fost determinată pe baza modificărilor rezonabile ale ipotezelor respective la sfârșitul perioadelor de raportare, în timp ce alte ipoteze rămân constante.

	31 decembrie 2022		31 decembrie 2021	
	Creștere	Diminuare	Creștere	Diminuare
Rata de actualizare (100 pb)	(9.546)	11.016	(9.685)	11.202
Rata de fluctuație a angajaților (100 pb).....	(7.002)	4.276	(7.159)	4.803
Rata anuală de creștere a salariului (100 pb).....	6.066	(5.500)	6.190	(5.578)

	31 decembrie 2020		1 ianuarie 2020	
	Creștere	Diminuare	Creștere	Diminuare
Rata de actualizare (100 pb)	(9.494)	11.023	(8.543)	9.874
Rata de fluctuație a angajaților (100 pb).....	(6.768)	4.562	(6.037)	1.814
Rata anuală de creștere a salariului (100 pb).....	6.362	(5.714)	5.893	(5.308)

Analiza de senzitivitate prezentată mai sus poate să nu fie reprezentativă pentru modificarea efectivă a obligației privind beneficiile, deoarece este puțin probabil ca modificările ipotezelor să se producă independent unele fata de altele, în timp ce anumite ipoteze pot fi corelate. În analiza de senzitivitate de mai sus, valoarea actualizată a obligației privind beneficiile a fost calculată utilizând metoda unitatii de credit proiectate la sfârșitul perioadei de raportare, care este aceeași cu cea aplicată pentru calcularea obligațiilor recunoscute în situația poziției financiare.

Cheltuieli privind beneficiile angajaților

	2022	2021	2020
Numărul mediu de angajați	4.494	4.398	3.719
Număr de angajați la 31 decembrie	4.621	4.518	4.551
	2022	2021	2020
Salarii și alte remunerații.....	594.930	559.964	466.433
Contribuții la asigurări sociale	15.196	12.497	11.220
Tichete de masă.....	20.597	17.378	12.614
Total.....	630.723	589.838	490.267

15. IMPOZITUL PE PROFIT

La determinarea impozitului curent și amânat, societatea ia în considerare impactul pozițiilor fiscale incerte (a se vedea Nota 30). Această evaluare se bazează pe estimări și ipoteze și poate implica o serie de rationamente cu privire la evenimentele viitoare.

Grupul consideră că inregistrarile contabile pentru impozitul pe profit datorat sunt adecvate pentru toți anii fiscali deschiși, pe baza evaluării efectuate de conducere, luând în considerare diverși factori, inclusiv interpretarea legislației fiscale și experiența anterioară. Informații noi care să determine Grupul să-și modifice rationamentele cu privire la adecvarea datoriilor fiscale existente pot deveni disponibile; astfel de modificări ale datoriilor fiscale vor avea un impact asupra cheltuielii cu impozitul pe profit în perioada în care este efectuată o astfel de determinare.

(a) Sume recunoscute în profit sau pierdere

	2022	2021	2020
Cheltuiala cu impozitul pe profit curent	976.926	717.824	353.140
Beneficiu privind impozitul pe profit amânat.....	(23.490)	(49.222)	(4.560)
Total.....	953.436	668.602	348.580

(b) Sume recunoscute in alte elemente ale rezultatului global

	2022			2021			2020		
	Înainte de impozitare	(Cheltuială)/ beneficiu privind impozitul	Net	Înainte de impozitare	(Cheltuială)/ beneficiu privind impozitul	Net	Înainte de impozitare	(Cheltuială)/ beneficiu privind impozitul	Net
<i>Elementele care nu vor fi reclasificate ulterior în profit sau pierdere</i>									
Reevaluarea imobilizărilor corporale.	2.116.546	(338.731)	1.777.815	4.591.569	(734.993)	3.856.576	(24.357)	—	(24.357)
Modificari ale obligatiilor privind beneficiile determinate..	(8.972)	1.436	(7.536)	(15.796)	2.527	(13.269)	(9.410)	1.506	(7.904)
	2.107.574	(337.295)	1.770.279	4.575.773	(732.466)	3.843.307	(33.767)	1.506	(32.261)

(c) *Reconcilierea ratei de impozitare efective*

	2022		2021		2020	
Profit înainte de impozitare		5.417.436		3.784.751		1.906.592
Impozitul calculat prin utilizarea ratei de impozitare a Societății.....	16,0%	866.790	16,0%	605.560	16,0%	305.054
Efectul fiscal al:						
– Cheltuielilor nedeductibile.....	0,07%	3.614	0,2%	8.004	1,5%	29.329
– Veniturilor neimpozabile.....	0,2%	(10.471)	(0,2%)	(5.693)	(0,2%)	(4.601)
– Stimulentelor fiscale.....	(0,5%)	(26.968)	(0,9%)	(32.970)	(2,5%)	(47.676)
– Deducerii rezervelor legale.....	(0,6%)	(7.390)	(0,8%)	(29.052)	(0,8%)	(14.809)
– Distribuiri rezervelor din reevaluare deduse fiscal anterior.....	2,4%	127.861	3,2%	122.753	4,3%	81.283
Impozitul pe profit	17,6%	953.436	17,7%	668.602	18,3%	348.580

În 2022 și 2021, stimulentele fiscale se referă la facilitatea fiscală pentru profitul reinvestit, stimulente fiscale pentru capitaluri proprii pozitive și sponsorizări acordate. În 2020, stimulentele fiscale se referă la plata la timp a impozitului pe profit în primele trei trimestre ale anului 2020, facilitatea fiscală pentru profitul reinvestit și sponsorizări acordate.

Conform Codului Fiscal, anumite rezerve din reevaluare sunt supuse impozitului pe profit la distribuirea lor sub forma de dividende, dacă rezervele din reevaluare au fost deduse fiscal anterior.

(d) *Mișcarea soldurilor impozitului amânat*

	Sold net la 1 ianuarie 2022	Recunoscut în profit sau pierdere	Recunoscut în alte elemente ale rezultatului global	Sold net la 31 decembrie 2022	Creanțe privind impozitul amânat	Datorii privind impozitul amânat
Imobilizări corporale și necorporale.....	1.195.215	(21.104)	338.731	1.512.841	—	1.512.841
Provizioane.....	(121.377)	(14.275)	—	(135.652)	(135.652)	—
Beneficiile angajaților.....	(27.609)	1.326	(1.436)	(27.719)	(27.719)	—
Creanțe comerciale.....	(15.591)	(7.668)	—	(23.259)	(23.259)	—
Stocuri.....	(5.646)	(103)	—	(5.749)	(5.749)	—
CertIFICATE VERZI.....	5.565	(5.565)	—	—	—	—
Pierdere fiscală reportată.....	(28.415)	23.899	—	(4.516)	(4.516)	—
Total datorii (creanțe) privind impozitul amânat înainte de compensari	1.002.142	(23.490)	337.295	1.315.946	(196.895)	1.512.841
Impozit compensat.....					196.895	(196.895)
Datorii (creanțe) nete privind impozitul amânat					—	1.315.946

	Sold net la 1 ianuarie 2021	Dobândit în combinari de întreprinderi	Recunoscut în profit sau pierdere	Recunoscut ca alte elemente ale rezultatului global	Sold net la 31 decembrie 2021	Creanțe privind impozitul amânat	Datorii privind impozitul amânat
Imobilizări corporale și necorporale	518.378	3.293	(61.449)	734.993	1.195.215	—	1.195.215
Provizioane	(121.209)	(3.286)	3.118	—	(121.377)	(121.377)	—
Beneficiile angajaților	(25.696)	—	614	(2.527)	(27.609)	(27.609)	—
Creanțe comerciale	(16.250)	—	659	—	(15.591)	(15.591)	—
Stocuri	(4.838)	—	(808)	—	(5.646)	(5.646)	—
CertIFICATE VERZI	—	8.738	(3.173)	—	5.565	—	5.565
Pierdere fiscală reportată	(13.264)	(26.968)	11.817	—	(28.415)	(28.415)	—
Total datorii (creanțe) privind impozitul amânat înainte de compensari	337.121	(18.223)	(49.222)	732.466	1.002.142	(198.638)	1.200.780
Impozit compensat						183.557	(183.557)
Datorii (creanțe) nete privind impozitul amânat.....						(15.081)	1.017.223

	Sold net la 1 ianuarie 2020	Dobândit în combinari de întreprinderi	Recunoscut în profit sau pierdere	Recunoscut în alte elemente ale rezultatului global	Sold net la 31 decembrie 2020	Creanțe privind impozitul amânat	Datorii privind impozite amânate
Imobilizări corporale și necorporale	502.589	7.189	8.600	—	518.378	—	518.378
Provizioane	(109.764)	—	11.445	—	(121.209)	(121.209)	—
Beneficiile angajaților	(22.035)	623	(1.532)	(1.506)	(25.696)	(25.696)	—
Creanțe comerciale	(15.854)	358	(38)	—	(16.250)	(16.250)	—
Stocuri	(4.587)	106	145	—	(4.838)	(4.838)	—
Pierdere fiscală reportată	—	(13.264)	—	—	(13.264)	(13.264)	—
Total datorii (creanțe) privind impozitul amânat înainte de compensari	350.349	(7.162)	(4.560)	(1.506)	337.121	(181.257)	518.378
Impozit compensat						167.992	(167.992)
Datorii (creanțe) nete privind impozitul amânat.....						(13.265)	350.386

(e) Consecințe potențiale asupra impozitului pe profit

Grupul poate avea consecințe potențiale asupra impozitului pe profit care pot rezulta din plata de dividende către acționari din rezerve din reevaluare transferate în rezultatul reportat care, în conformitate cu legislația fiscală, sunt impozitate la momentul schimbării destinației, în măsura în care au fost deduse fiscal anterior. Astfel, distribuirea de dividende din astfel de rezerve va genera impozit pe profit suplimentar. Societatea are astfel de rezerve transferate în rezultatul reportat la 31 decembrie 2022, care în urma distribuirii ar genera impozit pe profit suplimentar pentru Grup în suma de 21.499 mii RON (31 decembrie 2021: 135.799 mii RON, 31 decembrie 2020: 241.566 mii RON, 1 ianuarie 2020: 305.825 mii RON).

Efectul fiscal potențial al rezervele din reevaluare impozabile la schimbarea destinației sau la distribuire (la o rată de impozitare de 16%) care nu au fost încă transferate la rezultatul reportat este în suma de 371.761 mii RON la 31 decembrie 2022, 380.277 mii RON la 31 decembrie 2021 și 415.749 mii RON la 31 decembrie 2020).

16. NUMERAR ȘI ECHIVALENTE DE NUMERAR ȘI NUMERAR RESTRICȚIONAT

Numerar și echivalente de numerar

	31 decembrie 2022	31 decembrie 2021	31 decembrie 2020	1 ianuarie 2020
Conturi bancare.....	660.441	1.104.777	354.706	222.833
Casa.....	125	108	132	137
Echivalente de numerar.....	168	5	7	6
Total.....	660.734	1.104.890	354.845	222.976

Numerar restricționat

La 31 decembrie 2022, numerarul restricționat reprezintă un depozit colateral în suma de 101.057 mii RON la Banca Comercială Română pentru emiterea unei garanții bancare. Scadența colateralului este 30 aprilie 2024; în perioada de până la scadența, Grupul nu are acces la acest depozit.

17. INVESTIȚII ÎN DEPOZITE ȘI OBLIGAȚIUNI

	31 decembrie 2022		31 decembrie 2021	31 decembrie 2020	1 ianuarie 2020
	Curente	Pe termen lung	Curente	Curente	Curente
Depozite bancare cu scadența mai mică de 1 an deținute în scop investițional.....	3.034.745	—	2.320.325	1.730.071	1.736.855
Obligațiuni guvernamentale cu scadența mai mică de 1 an.....	—	—	241.142	—	—
Obligațiuni corporative cu scadența mai mare de 1 an.....	—	351.338	—	—	—
Total.....	3.034.745	351.338	2.561.467	1.730.071	1.736.855

Depozitele bancare sunt depozite pe termen scurt cu scadența între 3 și 12 luni deținute în scop investițional și nu în scopul acoperirii angajamentelor de plată pe termen scurt. Rata medie a dobânzii la depozitele la termen a fost 6,61% pe an în 2022 (2021: 2,06% pe an și 2020: 2,91% pe an).

În 2022, Grupul a achiziționat obligațiuni corporative cu scadență la 30 decembrie 2025. Soldul la 31 decembrie 2022 reprezintă principal în suma de 351.265 mii RON și dobânda aferentă în suma de 73 mii RON. Randamentul anual al obligațiunilor corporative este de 7,5%.

În 2021, Grupul a achiziționat obligațiuni guvernamentale cu scadențe în 2021 și 2022. Soldul la 31 decembrie 2021 reprezintă obligațiuni guvernamentale scadente în martie 2022 în suma de 235.410 mii RON și dobânda aferentă în suma de 5.732 mii RON. Randamentul anual al titlurilor de stat este între 1,74% și 2,25%.

18. CREANȚE COMERCIALE

	31 decembrie 2022	31 decembrie 2021	31 decembrie 2020	1 ianuarie 2020
Creanțe comerciale – segmentul de producere a energiei electrice (angro).....	468.749	497.427	278.160	244.160
Creanțe comerciale – segmentul de furnizare a energiei electrice (cu amanuntul).....	959.412	200.124	82.552	83.376
Ajustări pentru pierderi din depreciere	(77.484)	(34.023)	(22.675)	(21.500)
Total.....	1.350.677	663.528	338.037	306.036

Suma veniturilor nefacturate incluse în creanțele comerciale este 1.116.046 mii RON valoare brută la 31 decembrie 2022 (540.482 mii RON la 31 decembrie 2021, 264.784 mii RON la 31 decembrie 2020,

234.158 mii RON la 1 ianuarie 2020), din care 767.612 mii RON valoare bruta se refera la segmentul de furnizare a energiei electrice (68.945 mii RON la 31 decembrie 2021, 21.040 mii RON la 31 decembrie 2020, 19.245 mii RON la 1 ianuarie 2020). In 2022 Grupul a inceput implementarea unui nou sistem de facturare, aspect care, impreuna cu modificarile frecvente ale reglementarilor cu privire la preturile de furnizare catre consumatori finali si cresterea semnificativa a numarului de clienti din segmentul de furnizare, a condus la o intarziere semnificativa in procesul de facturare si la un sold semnificativ al veniturilor nefacturate la 31 decembrie 2022.

Mișcarea pierderilor din deprecierea creanțelor comerciale este următoarea:

	<u>2022</u>	<u>2021</u>	<u>2020</u>
Sold la 1 ianuarie	34.023	22.675	21.500
Intrari din combinări de întreprinderi.....	—	—	1.096
Ajustari pentru pierderi din depreciere recunoscute	58.731	11.706	991
Ajustari pentru pierderi din depreciere reversate.....	(15.270)	358	912
Sold la 31 decembrie	<u>77.484</u>	<u>34.023</u>	<u>22.675</u>

Analiza pe vechimi a creanțelor comerciale este prezentata in Nota 27. Creanțele comerciale de incasat de la părțile afiliate sunt prezentate în Nota 31.

19. ALTE ACTIVE

	<u>31 decembrie 2022</u>		<u>31 decembrie 2021</u>	
	<u>Curente</u>	<u>Pe termen lung</u>	<u>Curente</u>	<u>Pe termen lung</u>
Plăți efectuate în legătură cu tratamente fiscale incerte	—	214.385	—	214.385
Contribuții la asigurări sociale de recuperat	—	—	9.871	—
Cheltuieli in avans	60.641	—	29.780	—
Taxa pe valoarea adăugată de recuperat	41.648	—	10.367	—
Alte active.....	22.502	3.851	39.325	5.535
Ajustari pentru pierderi din deprecierea altor active ..	(9.391)	—	(11.050)	—
Total	<u>115.400</u>	<u>218.236</u>	<u>78.293</u>	<u>219.920</u>

	<u>31 decembrie 2020</u>		<u>1 ianuarie 2020</u>	
	<u>Curente</u>	<u>Pe termen lung</u>	<u>Curente</u>	<u>Pe termen lung</u>
Plăți efectuate în legătură cu tratamente fiscale incerte	—	214.385	—	214.385
Contribuții la asigurări sociale de recuperat	6.771	—	2.052	—
Cheltuieli in avans	7.455	—	2.543	—
Alte active.....	33.873	5.894	29.843	2.391
Ajustari pentru pierderi din deprecierea altor active ..	(11.364)	—	(8.624)	—
Total	<u>36.735</u>	<u>220.279</u>	<u>25.814</u>	<u>216.776</u>

Mișcarea ajustarilor pentru pierderi din deprecierea altor active este următoarea:

	2022	2021	2020
Sold la 1 ianuarie	11.050	11.364	8.624
Intrari din combinari de întreprinderi.....	—	—	938
Ajustari pentru pierderi din depreciere recunoscute	143	—	1.857
Ajustari pentru pierderi din depreciere reversate.....	(1.802)	(314)	55
Sold la 31 decembrie	9.391	11.050	11.364

Plăți efectuate în legătură cu tratamente fiscale incerte

214.385 mii RON reprezintă sume plătite de Grup ca urmare a executării silite de către ANAF în anul 2016 a garanției bancare emise de ING Bank în favoarea Societății pentru garantarea sumelor rezultate în urma unei inspecții fiscale finalizate de ANAF în anul 2014. Societatea a deschis procese împotriva ING Bank și ANAF pentru recuperarea acestei sume executate. Detalii privind litigiile sunt prezentate în Nota 30.

Grupul a recunoscut această plată ca un activ în baza IFRIC 23 *Incertitudini legate de tratamente fiscale*, deoarece suma fie va fi rambursată dacă Societatea castiga litigiul cu privire la existența datoriei fiscale, fie va fi utilizată pentru a plăti datoria în cazul pierderii litigiului.

20. IMOBILIZĂRI CORPORALE

	Terenuri și amenajări terenuri	Cladiri și construcții și instalații speciale	Mașini, echipamente și alte imobilizări corporale	Imobilizări corporale în curs de executie	TOTAL
VALOARE CONTABILĂ BRUTĂ					
Sold la 1 ianuarie 2020	747.181	10.560.381	2.848.798	4.603.492	18.759.852
Aditi prin combinări de întreprinderi.....	8.082	41.609	39.214	3.377	92.282
Aditii	1.666	1.455	22.865	155.034	181.020
Transferuri din imobilizari corporale in curs de executie..	—	109.637	117.290	(226.928)	—
Pierderi din deprecierea imobilizărilor recunoscute în rezerva din reevaluare.....	—	(22.962)	(1.395)	—	(24.357)
Iesiri	372	(589)	(231)	(5.313)	(6.505)
Sold la 31 decembrie 2020	756.557	10.689.531	3.026.541	4.529.664	19.002.293
Sold la 1 ianuarie 2021	756.557	10.689.531	3.026.541	4.529.664	19.002.293
Aditi prin combinări de întreprinderi.....	5.982	215.263	364.655	—	585.900
Aditii	100	1.089	1.132	134.768	137.088
Transferuri din imobilizari corporale in curs de executie..	—	332.365	68.695	(401.060)	—
Iesiri	(327)	(9.785)	(2.187)	(2.856)	(15.156)
Reevaluare înregistrată în alte elemente ale rezultatului global, net	(55.528)	3.928.290	718.806	—	4.591.568
Reevaluare înregistrată în profit sau pierdere, net	(74.767)	(109.236)	(71.632)	—	(255.636)
Amortizarea cumulata eliminata din valoarea contabila bruta la reevaluare	(31)	(1.219.087)	(1.032.615)	—	(2.251.734)
Pierderi din depreciere cumulate eliminate din valoarea contabilă brută la reevaluare.....	—	(332.906)	(69.657)	—	(402.564)
Sold la 31 decembrie 2021	631.985	13.495.523	3.003.736	4.260.516	21.391.761
Sold la 1 ianuarie	631.985	13.495.523	3.003.736	4.260.516	21.391.761
Aditii	1.477	1.026	338	204.966	207.807
Transferuri din imobilizari corporale in curs	—	55.771	63.247	(119.018)	—
Iesiri	(35)	(246)	(424)	(9.599)	(10.304)
Reevaluare înregistrată în alte elemente ale rezultatului global, net	(27.269)	1.812.847	330.968	—	2.116.546
Reevaluare înregistrată în profit sau pierdere, net	(9,007)	24.105	24.904	—	40.002
Amortizarea cumulata eliminata din valoarea contabila bruta la reevaluare	—	(334.771)	(441.176)	—	(775.947)
Sold la 31 decembrie 2022	597.151	15.054.255	2.981.593	4.336.685	22.969.865

	Terenuri și amenajări terenuri	Cladiri și construcții și instalații speciale	Mașini, echipamente și alte imobilizări corporale	Imobilizări corporale în curs de execuție	TOTAL
AMORTIZARE CUMULATA					
Sold la 1 ianuarie 2020	46	437.549	343.867	—	781.463
Aditii prin combinări de întreprinderi	—	1.389	29.018	—	30.407
Cheltuiala cu amortizarea	—	391.018	328.279	—	719.297
Amortizarea cumulată a iesirilor	—	(8)	(225)	—	(233)
Soldul la 31 decembrie 2020	46	829.948	700.940	—	1.530.934
Sold la 1 ianuarie 2021	46	829.948	700.940	—	1.530.934
Cheltuiala cu amortizarea	339	409.965	347.835	—	758.138
Amortizarea cumulată a iesirilor	(15)	(35)	(1.479)	—	(1.529)
Amortizarea cumulată eliminată din valoarea contabilă brută la reevaluare	(31)	(1.219.087)	(1.032.615)	—	(2.251.734)
Sold la 31 decembrie 2021	339	20.790	14.680	—	35.809
Sold la 1 ianuarie	339	20.790	14.680	—	35.809
Cheltuiala cu amortizarea	520	331.941	437.507	—	769.968
Amortizarea cumulată a iesirilor	—	(79)	82	—	(161)
Amortizarea cumulată eliminată din valoarea contabilă brută la reevaluare	—	(334.771)	(441.176)	—	(775.947)
Sold la 31 decembrie 2022	859	17.881	10.929	—	29.669
PIERDERI DIN DEPRECIERE CUMULATE					
Sold la 1 ianuarie 2020	47	23.390	67.686	3.455.253	3.546.376
Aditii prin combinări de întreprinderi	—	—	—	1.492	1.492
Pierderi din depreciere recunoscute	—	6.181	4.136	250.023	260.340
Pierderi din depreciere reversate	(47)	(85)	(2.907)	(151.336)	(154.375)
Sold la 31 decembrie 2020	—	29.486	68.915	3.555.432	3.653.833
Sold la 1 ianuarie 2021	—	29.486	68.915	3.555.432	3.653.833
Pierderi din depreciere recunoscute	—	2	742	132.706	133.450
Pierderi din depreciere transferate din imobilizări corporale în curs de execuție	—	303.418	—	(303.418)	—
Pierderi din depreciere reversate	—	—	—	(29.757)	(29.757)
Pierderi din depreciere cumulate eliminate din valoarea contabilă brută la reevaluare	—	(332.906)	(69.657)	—	(402.564)
Sold la 31 decembrie 2021	—	—	—	3.354.962	3.354.962
Sold la 1 ianuarie	—	—	—	3.354.962	3.354.962
Pierderi din depreciere recunoscute	—	—	—	142.080	142.080
Pierderi din depreciere reversate	—	—	—	(78.209)	(78.209)
Sold la 31 decembrie 2022	—	—	—	3.418.833	3.418.833
VALOARE CONTABILĂ NETA					
Sold la 1 ianuarie 2020	747.088	10.099.442	2.437.246	1.148.239	14.432.015
Sold la 31 decembrie 2020	756.511	9.830.098	2.256.686	974.232	13.817.527
Sold la 31 decembrie 2021	631.647	13.474.733	2.989.056	905.554	18.000.990
Sold la 31 decembrie 2022	596.293	15.036.374	2.970.664	918.032	19.521.363

Imobilizări corporale în funcțiune

Imobilizările corporale ale Grupului includ în principal construcții speciale, respectiv hidrocentrale, stații de pompare, microhidrocentrale, ecluze, precum și hidroagregate, echipamente și instalații și turbine eoliene.

Grupul exploatează 187 de hidrocentrale cu o capacitate instalată de 6.372,172 MW, 5 stații de pompare cu o capacitate instalată de 91,5 MW și 36 de turbine eoliene cu o capacitate instalată de 108 MW.

În anul 2021 a fost pusă în funcțiune o parte a centralei hidroelectrice („CHE”) Racovița. În urma acestei puneri în funcțiune, pierderea din depreciere aferentă CHE Racovița în suma de 303.418 mii RON a fost transferată din pierderi din deprecierea imobilizărilor corporale în curs de executie în pierderi din deprecierea imobilizărilor corporale.

Conform legislației aplicabile, Grupul trebuie să obțină autorizații de mediu în vederea desfășurării activității. Începând cu anul 2021 Grupul a obținut autorizații permanente, însă are obligația de a solicita vize anuale de la Agențiile pentru Protecția Mediului și Administrația Națională Apele Române. În 2022 și 2023 au fost obținute vize anuale pentru toate autorizațiile care intră sub incidența acestor reguli, cu excepția acelor facilități care nu sunt în uz.

Condițiile prevăzute de autorizațiile de mediu includ monitorizarea factorilor de mediu și respectarea legislației de mediu aplicabile obiectivelor hidroenergetice. Pentru a monitoriza factorii de mediu, Grupul efectuează măsurători ale indicatorilor de calitate fizică și chimică a apei din rezervoare, a apelor industriale și reziduale și măsurători ale nivelului de zgomot la limitele amplasamentelor. În anul 2022 au fost efectuate toate măsurătorile necesare și nu au fost depășite limitele legale ale indicatorilor. De asemenea, Grupul preconizează ca nici în 2023 nu vor fi depășite limitele legale ale indicatorilor.

Active aferente dreptului de utilizare

Imobilizările corporale includ active aferente dreptului de utilizare, în principal în legătură cu sediile Societății și parcul auto, în suma de 15.154 mii RON la 31 decembrie 2022 (31 decembrie 2021: 12.293 mii RON; 31 decembrie 2020: 20.689 mii RON; 1 ianuarie 2020: 19.444 mii RON) clasificate în Construcții și instalații speciale și Masini, echipamente și alte imobilizări corporale.

Reevaluarea imobilizărilor corporale

Imobilizările corporale, cu excepția imobilizărilor corporale în curs de executie și a activelor aferente dreptului de utilizare, au fost reevaluate de un evaluator independent la 31 decembrie 2022 (18.588.177 mii RON) și 31 decembrie 2021 (17.083.143 mii RON). Valorile contabile ale imobilizărilor corporale la 31 decembrie 2020 (12.822.606 mii RON) și la 1 ianuarie 2020 (13.271.483 mii RON) au avut la baza o reevaluare efectuată de un evaluator independent la 31 decembrie 2018. Grupul nu a efectuat un exercițiu de reevaluare la 31 decembrie 2020 și 1 ianuarie 2020, deoarece conducerea a determinat că valoarea contabilă a imobilizărilor corporale aproxima valoarea lor justă la acele date, având în vedere ratele scăzute ale inflației din anii respectivi.

Determinarea valorii juste

Următoarele paragrafe descriu tehnicile de evaluare utilizate în determinarea valorilor juste (Nivelul 3) pentru reevaluarea terenurilor, clădirilor și instalațiilor speciale, mașinilor, echipamentelor și altor mijloace fixe, precum și datele de intrare neobservabile semnificative utilizate.

În 2022, creșterea în urma reevaluării a fost determinată în principal de creșterea cu aproximativ 9% a prețurilor materialelor de construcții (ex. beton, oțel, alte metale) din cauza mediului economic, precum și de creșterea cu aproximativ 12% a inflației în industria construcțiilor.

În 2021, creșterea în urma reevaluării a fost determinată în principal de creșterea cu aproximativ 35% a prețurilor materialelor de construcții (ex. beton, oțel, alte metale) din cauza problemelor globale de aprovizionare, precum și de creșterea cu aproximativ 18% a inflației în industria construcțiilor.

Terenuri

Tehnica de evaluare – Abordarea prin comparația directă

Valoarea justă a fost estimată pe baza prețului pe metru pătrat pentru terenuri cu caracteristici similare (ex. drepturi de proprietate, localizare, caracteristici fizice, suprafață, cea mai bună utilizare). Prețul de piață are la baza cele mai recente tranzacții.

Date de intrări neobservabile semnificative

- ajustări pentru lichiditate (marja de negociere între -25% și -10%), suprafață (între -65% și 0%).

Corelația dintre datele principale de intrare neobservabile și determinarea valorii juste

Valoarea justă estimată ar crește (scădea) dacă:

- ajustările pentru lichiditate și suprafață ar fi mai mici (mai mari).

Construcții și instalații speciale

Tehnica de evaluare

(a) Abordarea prin cost – Costul de reconstrucție net

Pentru elementele de construcții pentru care nu au fost disponibile construcții comparative recente pe piață (inclusiv facilitati hidroenergetice și alte elemente foarte specializate, fără a exista astfel de lucrări în ultimele decenii în România), evaluatorul a determinat costul net de reconstrucție (costul brut de reconstrucție, minus uzura fizică, funcțională și externă).

– Costul brut de reconstrucție

Costul brut de reconstrucție a fost determinat pe baza informațiilor despre cost extrase din cataloagele de evaluare relevante pentru tipul fiecărei construcție (Catalogul 125 Construcții meteorologice, hidrotehnice, de alimentare cu apă și canalizare și Catalogul 128 Construcții hidrotehnice și clădiri anexe pentru dezvoltare energetica, edițiile din 1964, republicate de Editura Matrix Rom). Aceste cataloage sunt utilizate în practica de evaluare din România de către corpul evaluatorilor autorizați în toate situațiile în care nu există informații recente privind costurile pentru construcții similare și sunt recunoscute de corpul evaluatorilor autorizați – Asociația Națională a Evaluatorilor Autorizați din România (ANEVAR).

Pentru tipuri de construcții specifice, cataloagele furnizează costul unitar pentru parametrii de construcție relevanți (ex. volum, suprafață, capacitatea de producție etc.). Evaluatorul a aplicat costul unitar parametrilor specifici ai fiecărei construcții al Grupului. Deoarece cataloagele sunt învechite și nu au fost disponibile alte surse recente, rezultatele au fost indexate până la data prezenta prin utilizarea indicilor de preț corespunzători tipului de activ (ex. construcții hidroenergetice, clădiri industriale) disponibili în Buletinul Tehnica de Expertiză Documentar nr. 162 (31 decembrie 2021: Buletinul Documentar de Expertiză Tehnică nr. 157), publicat de Corpul Experți Tehnici din România în decembrie 2022 (31 decembrie 2021: septembrie 2021).

– Uzura fizică

Uzura fizică a fost determinată ca raportul dintre durata de viață utilă rămasă și durata de viață utilă economică a fiecărui activ aplicat costului brut de înlocuire. Duratele de viața utilă au fost discutate între Grup și evaluator și verificate de evaluator, pentru principalele elemente, cu informații publice legate de durata de viață a construcțiilor similare, la nivel mondial.

– Uzura funcțională și externă

Uzura funcțională, specifică abordării prin costul de reconstrucție net, este în general determinată prin compararea elementului supus evaluării cu un activ similar din punct de vedere funcțional existent pe piață. Uzura externă se datorează factorilor externi care afectează activul (ex. factori de piață, politici, de mediu). Evaluatorul nu a identificat active similare celor supuse evaluării pentru a determina uzura funcțională. În consecință, pentru a ține cont atât de uzura funcțională, cât și de cea externă, evaluatorul a determinat factorul de uzura al fiecărei facilitati hidroenergetice sub forma raportului dintre producția de energie realizată (pe baza rapoartelor de producție recente) și capacitatea totală a activului. S-a considerat ca producția realizată mai redusă a facilitatilor hidroelectrice ale Grupului s-a datorat atât factorilor funcționali, cât și externi.

(b) Abordarea prin cost – Cost net de înlocuire

Pentru construcțiile cu scop general, evaluatorul a determinat costul de înlocuire net (adică costul de înlocuire a unui activ cu un alt activ comparabil disponibil pe piață), calculat sub forma costului de înlocuire brut, minus uzura fizică și externă (uzura funcțională este considerată în calculul costului de înlocuire brut – costul de înlocuire nu include costul anumitor funcționalități care nu sunt specifice activului supus evaluării).

– Cost de înlocuire brut

Costul de înlocuire brut a fost determinat pe baza informațiilor despre cost extrase din cel mai recent catalog de evaluare (Costuri de reconstrucție – Costuri de înlocuire. Clădiri industriale, comerciale și agricole. Construcții speciale, publicat de Editura IROVAL – Cercetare în Evaluare, București, 2016) relevant pentru fiecare tipul de construcții.

Pentru anumite tipuri de construcții și stadii de construcție relevante (ex. fundație, acoperiș etc.) și funcționalități (ex. ascensoare, utilități), catalogul furnizează costul unitar al parametrilor relevanți (ex. volum, suprafață etc.). Evaluatorul a aplicat costul unitar parametrilor specifici fiecărui element de construcție al Grupului. Rezultatele au fost indexate până la data prezenta prin utilizarea indicilor de preț publicați anual de IROVAL pentru aceleași cataloage, care sunt corelați cu prețurilor pe piața construcțiilor, pe categorii de construcții și lucrări de instalații și utilizate în practica de evaluare din România.

– *Uzura fizică*

Uzura fizică a fost determinată ca raport între durata de viață utilă rămasă și durata de viață utilă economică a fiecărui activ, aplicată la costul de înlocuire brut.

– *Uzura externă*

Uzura externă a fost aplicată acelor elemente de construcții cu scop general care fac parte dintr-un grup operațional pentru care s-a identificat o depreciere externă datorată utilizării reduse a capacității, după cum este descris mai sus.

Date de intrare neobservabile semnificative

- costul de înlocuire / reconstrucție brut determinat pe baza cataloagelor tehnice;
- indici de preț;
- ajustări pentru uzura fizică (media de 35%);
- ajustări pentru utilizarea redusă a capacității (în medie 13,4%).

Corelația dintre datele de intrare principale neobservabile și determinarea valorii juste

Valoarea justă estimată ar crește (scădea) dacă:

- ar fi aplicat un raționament diferit pentru determinarea costului de reconstrucție/înlocuire brut; și
- uzurile fizice, funcționale și externe ar fi mai mici (mai mari).

Mașini, echipamente și alte imobilizări corporale

Tehnica de evaluare

(a) *Abordare prin comparație directă*

Abordarea prin comparație directă a fost utilizată pentru mașini, echipamente și alte imobilizări corporale pentru care există prețuri de ofertă observabile pentru elemente similare (mijloace de transport, echipamente de birou etc.). În cadrul acestei abordări, prețul activelor similare obținute din informații publice de piață a fost ajustat pentru condițiile de piață și diferențele dintre caracteristicile tehnice ale activului supus evaluării și ale activului similar.

(b) *Abordarea prin cost – Costul de înlocuire net*

Pentru mașini și echipamente pentru care nu există o piață activă, evaluatorul a determinat costul de înlocuire net, calculat ca diferența între costul de înlocuire brut și uzur fizică și externă.

– *Cost de înlocuire brut*

Costul de înlocuire brut a fost determinat după cum urmează:

- metoda directă: pentru active pentru care au fost identificate active comparabile (ex. transformatoare), costul de înlocuire brut a fost obținut din informații de preț pentru active noi comparabile de pe piața internațională (ex. informații de preț de la furnizor);
- metoda indirectă: pentru activele foarte specializate pentru care nu a fost identificat niciun activ comparabil (ex. echipamente hidroenergetice), costul de înlocuire brut a fost obținut din valoarea contabilă brută a activului supus evaluării, indexată cu indici specifici de preț publicați de Institutul Român de Statistică (INSSE).

– *Uzura fizică*

Uzura fizică a fost determinată sub forma raportului dintre durata de viață utilă rămasă și durata de viață utilă economică a fiecărui activ, aplicat la costul de înlocuire brut.

– Uzura externă

Uzura externă a fost aplicată acelor echipamente foarte specializate care fac parte dintr-o unitate de producție pentru care a fost identificată o depreciere externă datorată utilizării reduse a capacității, după cum este descris mai sus.

Date de intrare neobservabile semnificative

- active evaluate prin abordarea comparației directe: ajustări de preț în funcție de disponibilitatea negocierilor de tranzacționare și de condițiile curente ale pieței specifice (5% – 20%), comparabilitatea caracteristicilor tehnice la nivelul fiecărei comparabile identificate;
- active evaluate prin abordarea prin cost: ajustări pentru uzura fizică (3% – 100%, 37% în medie) și deprecierea externă – ajustări pentru utilizarea redusă a capacității (în medii 13,4%).

Corelația dintre datele de intrare principale neobservabile și determinarea valorii juste

Valoarea justă estimată ar crește (scădea) dacă:

- ajustările prețurilor de piață ar fi mai mici (mai mari);
- ajustările pentru uzura fizică și externă aplicate în cadrul abordării prin cost ar fi mai mici (mai mari).

Imobilizări corporale în curs de execuție

La 31 decembrie 2022, Grupul are imobilizări corporale în curs de execuție cu o valoare contabilă brută de 4.336.865 mii RON (31 decembrie 2021: 4.260.516 mii RON; 31 decembrie 2020: 4.529.664 mii RON; 1 ianuarie 2020: 4.603.492 mii RON) pentru care a recunoscut pierderi din depreciere cumulate în suma de 3.418.833 mii RON (31 decembrie 2021: 3.354.962 mii RON; 31 decembrie 2020: 3.555.432 mii RON; 1 ianuarie 2020: 3.455.253 mii RON).

Principalele imobilizări corporale în curs de execuție se referă la construcția sau reabilitarea următoarelor proiecte sau centrale hidroelectrice: Bumbești – Livezeni, Siriu – Surduc, Rastolita, Cornetu-Avrig, Pașcani, Cerna Belareca, Cerna-Motru-Tismana, Bistra, Cosmești-Movileni, Valea Sadului, Făgăraș Hoghiz, Runcu Firiza; și la reabilitarea hidrocentralelor – CHE Stejaru, CHE Slatina.

Aceste imobilizări corporale în curs de execuție includ în principal investiții cu funcțiuni complexe, reprezentate de obiective de investiții istorice privind schemele de amenajări hidroenergetice cu funcțiuni sociale (descrise mai jos) care au fost proiectate pentru a avea funcție energetică secundară. Obiectivele primare ale acestor obiective de investiții sunt gospodrirea rațională și sigură a alimentării cu apă, inclusiv:

- Limitarea efectelor inundațiilor;
- Protecția populației, a comunităților și a terenurilor agricole;
- Alimentarea cu apă a comunităților riverane;
- Asigurarea rezervelor de apă pentru alimentarea populației și a industriei din zona;
- Asigurarea debitului pentru irigații în perioadele de secetă;
- Menținerea debitului solid în acumulările de apă.

Funcțiunile sociale descrise mai sus sunt specifice autorităților publice, care sunt entități non-profit. De fapt, multe dintre aceste investiții aparțineau în trecut Agenției Naționale „Apele Române”, agenție guvernamentală care are ca obiect de activitate amenajarea teritoriului și gospodărirea apelor. Hidroelectrică SA este constituită în baza Legii nr. 31/1990 a societăților comerciale și nu este o organizație non-profit. În plus, Hidroelectrică nu beneficiază de fonduri publice pentru finalizarea unor astfel de investiții sociale, care, dacă ar continua să fie finanțate, ar diminua averea acționarilor.

Aceste proiecte hidroenergetice „istorice” au fost inițiate în principal între 1982 și 1989, în urma unor decrete ale Consiliului de Stat, și au fost finanțate din fonduri publice, prin ministerele implicate în calitate de proprietari. După 1989, unele dintre aceste proiecte au fost continuate de Agenția Națională Apele Române, finanțate din fonduri publice, înainte de a fi transferate către Hidroelectrică. Condițiile economice și energetice s-au schimbat substanțial față de anii 1980 și 1990, în principal din cauza închiderii fondurilor de investiții centralizate ale statului, iar beneficiarii acestor lucrări complexe au încetat finanțarea lucrărilor specifice incluse în proiectele hidroenergetice, în timp ce costurile acestor lucrări au rămas să fie suportate de Hidroelectrică.

După ce Hidroelectrică a intrat în insolvență în iunie 2012 și în persepectiva viitoarei listari planificate a acțiunilor Societății, administratorii judiciari au acordat o prioritate deosebită orientării către profit a Societății și gestionării raționale a numerarului.

În anul 2017 Societatea a contractat un inginer specializat pentru estimarea costurilor de abandonare, conservare și securizare a lucrărilor executate cu privire la investițiile cu funcțiuni complexe. În 2018, pe baza analizei costurilor și beneficiilor, conducerea a decis să abandoneze anumite obiective de investiții, după cum sunt prezentate mai jos și în Nota 26.

Pentru obiectivele de investiții pentru care s-a luat decizia de abandonare, au fost recunoscute pierderi din depreciere la nivelul valorii contabile brute totale a acestora. Valoarea contabilă brută a investițiilor abandonate este 590.823 mii RON la sfârșitul tuturor perioadelor prezentate. Pentru aceste obiective de investiții, Grupul a recunoscut provizioane de dezafectare și refacere a amplasamentului (a se vedea Nota 26).

Proiect	Scop	Valoarea	Pierderi din	Valoarea
		contabilă brută la 31 decembrie 2022, 2021, 2020 și 2019	depreciere cumulate la 31 decembrie 2022, 2021, 2020 și 2019	contabilă netă la 31 decembrie 2022, 2021, 2020 și 2019
Borca-Poiana Teiului.....	Treapta Galu	9.022	(9.022)	—
Cosmești-Movileni	Treapta Cosmești	93.207	(93.207)	—
AHE SURDUC – SIRIU	Treapta Cireșu-Surduc	17.345	(17.345)	—
Făgăraș-Hoghiz.....	Făgăraș – Hoghiz	174.950	(174.950)	—
Runcu-Firiza	Runcu-Firiza	87.809	(87.809)	—
Dâmbovița – Clăbucet.....	Dâmbovița – Clăbucet	34.762	(34.762)	—
Valea Sadului-Vădeni.....	Valea Sadului-Vădeni	165.209	(165.209)	—
Altele		8.519	(8.519)	—
Total		590.823	(590.823)	—

În anii 2022, 2021 și 2020, au fost recunoscute pierderi din depreciere pentru imobilizări corporale în curs de execuție, altele decât activele abandonate menționate mai sus, astfel:

Proiect	Valoarea contabilă brută 31 decembrie 2022	Pierderi din depreciere cumulate 31 dec 2022	Valoare contabilă netă 31 dec 2022	Pierderi din depreciere constituite/ (reversate) 2022
AHE Bumbesci-Livezeni.....	770.520	(359.013)	411.507	48,201
CHE RACOVITA	70.557	(70.557)	—	5.065
AHE Rastolita	696.498	(631.039)	65.459	(43.217)
AHE Siriu-Surduc	743.895	(664.957)	78.938	85.053
AHE Pașcani	373.570	(373.570)	—	3.596
AHE Cerna-Belareca.....	318.248	(318.248)	—	165
AHE Cornetu-Avrig	106.944	(105.668)	1,276	(153)
Cerna Motru Tismana – etapa II	72.943	(72.943)	—	—
Lac redresor Sebeș	56.138	(56.138)	—	—
Bistra	45.061	(45.061)	—	(6)
Retehnologizare Porțile de Fier II ..	45.265	(45.265)	—	—
Altele	91.349	(85.551)	5.799	(34.833)
Total	3.390.989	(2.828.010)	562.979	63.871

Proiect	Valoare contabilă brută 31 decembrie 2021	Pierderi din depreciere cumulate 31 dec 2021	Valoare contabilă netă 31 dec 2021	Pierderi din depreciere constituite/ (reversate) 2021
AHE Bumbesti-Livezeni.....	770.212	(310.812)	459.400	94.980
CHE RACOVITA	65.492	(65.492)	—	8.329
AHE Rastolita	690.683	(674.256)	16.427	1,218
AHE Siriu-Surduc	739.470	(579.904)	159.566	(1.643)
AHE Pașcani	369.974	(369.974)	—	1.332
AHE Cerna-Belareca.....	318.083	(318.083)	—	193
AHE Cornetu-Avrig	106.929	(105.821)	1.108	—
Cerna Motru Tismana – etapa II	72.943	(72.943)	—	5
Lac redresor Sebeș.....	56.138	(56.138)	—	—
Bistra	45.067	(45.067)	—	26.648
Retehnologizare Porțile de Fier II ..	45.265	(45.265)	—	—
Altele	121.694	(120.383)	1.311	(28.114)
Total	3.401.950	(2.764.139)	637.811	102.949

Proiect	Valoarea contabilă brută 31 decembrie 2020	Pierderi din depreciere cumulate 31 dec 2020	Valoare contabilă netă 31 dec 2020	Pierderi din depreciere constituite/ (reversate) 2020
AHE Bumbesti-Livezeni.....	770.146	(215.832)	554.313	(87.795)
CHE RACOVITA	360.582	(360.582)	—	9 784
AHE Rastolita	685.061	(673.038)	12.022	9.332
AHE Siriu-Surduc	733.993	(581.547)	152.445	53.897
AHE Pașcani	368.642	(368.642)	—	45.052
AHE Cerna-Belareca.....	317.890	(317.890)	—	80.362
AHE Cornetu-Avrig	107.097	(105.821)	1,276	—
Cerna Motru Tismana – etapa II	72.937	(72.937)	—	253
Lac redresor Sebeș.....	56.138	(56.138)	—	—
Bistra	45.056	(18.419)	26.637	18.419
Retehnologizare Porțile de Fier II ..	45.265	(45.265)	—	—
Altele	155.642	(148.497)	7.145	(30.616)
Total	3.718.448	(2.964.609)	753.839	98.687

Proiect	Valoarea contabilă brută 1 ianuarie 2020	Pierderi din depreciere cumulate 1 ian 2020	Valoare contabilă netă 1 ian 2020
AHE Bumbăști-Livezeni	769.837	(303.628)	466.209
CHE RACOVITA	350.798	(350.798)	—
AHE Rastolita	681.522	(663.706)	17.816
AHE Siriu-Surduc	718.258	(527.651)	190.607
AHE Pașcani	367.925	(323.590)	44.334
AHE Cerna-Belareca	317.828	(237.528)	80.300
AHE Cornetu-Avrig	107.097	(105.821)	1,276
Cerna Motru Tismana – etapa II	72.684	(72.684)	—
Lac redresor Sebeș	56.138	(56.138)	—
Bistra	43.952	—	43.952
Reabilitarea Porțile de Fier II	45.265	(45.265)	—
Altele	254.585	(177.621)	76.963
Total	3.785.888	(2.864.430)	921.458

Determinarea valorilor recuperabile

Determinarea valorilor recuperabile ale investițiilor în curs de mai sus a avut la baza o serie de ipoteze privind fezabilitatea finalizării investițiilor și fluxurile de numerar previzionate.

Ipotezele semnificative utilizate pentru estimarea valorii recuperabile sunt prezentate mai jos. Estimările au avut la baza atât date istorice, cât și evaluarea conducerii cu privire la tendințele viitoare legate de prețurile energiei electrice, marje, costuri de finalizare:

Estimări	Metoda de elaborare a estimărilor			
	31 decembrie 2022	31 decembrie 2021	31 decembrie 2020	1 ianuarie 2020
Costuri de finalizare a proiectelor, fluxurile de numerar anuale până la finalizare și data punerii în funcțiune	In baza contractelor încheiate cu furnizorii pentru fiecare proiect sau a estimărilor făcute de conducere (a se vedea mai jos)			
Capacități instalate	pe baza datelor tehnice pentru fiecare proiect (a se vedea mai jos)			
Capacitate de producție	In medie 85% din capacitatea medie de producție (pe baza mediei istoricului producției de energie electrică a Societății din ultimii 5 ani)			
Prețurile energiei electrice	Pe baza rapoartelor întocmite de consultanți externi pentru perioada 2023 – 2035; creșterea anuală a prețurilor cu 2% (rata inflației pe termen lung) pentru perioada 2036 – 2050	Pe baza rapoartelor întocmite de consultanți externi și a estimărilor interne ale conducerii pentru perioada 2022 – 2050	Pe baza rapoartelor întocmite de consultanți externi pentru perioada 2021 – 2050	Pe baza estimărilor interne pentru perioada 2021 – 2050
Marja PPE EBITDA (*)	72%	72%	72%	72%
Durata de viață utilă	50 ani	50 ani	50 ani	50 ani
Rata de actualizare înainte de impozitare	10,5%	9,3%	8,9%	8,8%

(*) Marja PPE EBITDA reprezintă marja folosită de Grup pentru determinarea valorilor recuperabile ale investițiilor în curs și este definită drept raportul dintre EBITDA ajustată așa cum e definită în Nota 21 plus taxa pentru producătorii de energie electrică, modificări în provizioane și pierderi deprecierea imobilizărilor corporale și necorporale, și Venituri.

Estimarile Grupului cu privire la costurile necesare finalizării proiectelor în curs de execuție, precum și capacitățile anuale de producție care vor fi instalate, sunt după cum urmează:

An	Costuri de finalizare estimate				Capacitate instalată anuală (GW)			
	31 decembrie 2022	31 decembrie 2021	31 decembrie 2020	1 ianuarie 2020	31 decembrie 2022	31 decembrie 2021	31 decembrie 2020	1 ianuarie 2020
2020	—	—	—	58.111	—	—	—	—
2021	—	—	61.967	90.901	—	—	—	—
2022	—	39.422	285.216	260.163	—	—	—	—
2023	132.321	250.162	236.684	165.195	—	—	—	—
2024	517.861	424.328	200.039	133.177	—	252	252	304
2025	608.731	243.133	134.801	106.478	299	238	66	66
2026	408.431	114.936	50.000	50.000	222	25	197	197
2027	14.585	70.200	50.000	50.000	20	—	—	—
2028	—	36.595	—	—	—	45	45	45
Total	1.681.929	1.178.776	1.018.707	914.025	540	560	560	612

Grupul estimează că aproximativ 90% din capacitatea suplimentară de producție va fi instalată până la sfârșitul anului 2027.

Pierderile din depreciere recunoscute în 2022, 2021 și 2020 au fost determinate în principal de actualizarea costurilor de finalizare estimate pentru anumite proiecte, precum și de actualizarea programului de lucrări în timp și diminuarea capacității instalate pentru anumite proiecte, așa cum este detaliat mai jos.

Pierderile din depreciere reversate în 2022, 2021 și 2020 au fost determinate în principal de modificarea ipotezelor utilizate cu privire la prețurile viitoare ale energiei electrice.

Principalele variații ale valorii recuperabile/pierderilor din depreciere se referă la următoarele proiecte de investiții:

- Proiectul Bumbesti-Livezeni, cu o valoare contabilă netă de 411.507 mii RON la 31 decembrie 2022 (31 decembrie 2021: 459.400 mii RON, 31 decembrie 2020: 554.313 mii RON și 1 ianuarie 2020: 466.209 mii RON), pentru care lucrările au fost suspendate în 2017 din cauza faptului că autorizațiile de construcție și de mediu au fost anulate ca urmare a litigiului pierdut de Societate cu anumite organizații non-profit. Proiectul a început în 2003, în timp ce în 2005 Parcul Național Defileul Jiului a fost declarat regiune protejată; în consecință, Societatea trebuie să reevalueze impactul asupra mediului și să obțină autorizații noi.

Pierderea din depreciere în suma de 48.201 mii RON din 2022 pentru proiectul Bumbesti-Livezeni a fost determinată de creșterea costului estimat pentru finalizare cu 231.938 mii RON ca urmare a noilor pretenții ale constructorului și a litigiului deschis de constructor în 2022 (vezi Nota 26 (i)), compensată de creșterea prețurilor previzionate ale energiei electrice.

Pierderea din depreciere în suma de 94.980 mii RON din 2021 pentru proiectul Bumbesti-Livezeni a fost determinată în principal de diminuarea capacității de producție cu 20% ca urmare a modificărilor legislației de mediu, care au provocat diminuarea debitului de apă, afectând astfel capacitatea de producție a proiectului.

Reversarea pierderilor din depreciere în suma de 87.795 mii RON din 2020 pentru proiectul Bumbesti-Livezeni a fost determinată de creșterea prețurilor previzionate ale energiei electrice.

Grupul este în prezent în proces de obținere a autorizațiilor noi de construire și de mediu în vederea continuării lucrărilor; demersurile întreprinse de Societate includ pregătirea documentației necesare obținerii autorizației de mediu, întocmită de un consultant extern, inclusiv procedura de evaluare a impactului asupra mediului, obținerea avizelor solicitate prin certificatele de urbanism. În 2022, autoritățile au comunicat Grupului că documentația prezentată nu respectă cerințele legale și trebuie revizuită. Grupul este în curs de contractare a unui nou consultant extern pentru a finaliza documentația pentru obținerea autorizației de mediu.

De asemenea, în decembrie 2022, Guvernul a emis Ordonanța de urgență nr. 175/2022 („OUG 175/2022”), prin care un număr de proiecte de investiții dezvoltate de Grup, inclusiv Bumbesti-Livezeni, sunt declarate proiecte de interes public și sunt considerate situații excepționale conform definiției

Legii nr. 292/2018 privind evaluarea impactului anumitor proiecte asupra mediului. Conform Legii nr. 292/2018, în situații excepționale, autoritatea competentă poate excepta un proiect de la aplicarea parțială sau integrală a cerințelor pentru obținerea autorizației de mediu.

Deși documentația de mediu trebuie revizuită și retransmisă autorităților, conducerea consideră că nu există probleme care să împiedice Societatea să obțină autorizațiile și să finalizeze proiectul. În consecință, valoarea recuperabilă a proiectului a fost determinată având în vedere că proiectul va fi finalizat în 2025.

- Proiectul Siriu-Surduc cu o valoare contabilă netă de 78.938 mii RON la 31 decembrie 2022 (31 decembrie 2021: 159.566 mii RON, 31 decembrie 2020: 152.445 mii RON și 1 ianuarie 2020: 190.607 mii RON), pentru care lucrările au fost suspendate din cauza faptului că autorizațiile de construire și de mediu pentru construcția barajului au fost anulate ca urmare a litigiului pierdut de Societate cu anumite organizații non-profit. Proiectul a început în 1983 și cuprinde 3 hidrocentrale, dintre care una a fost pusă în funcțiune în 1988, pentru alta conducerea a decis abandonarea proiectului, iar a treia este încurs de execuție, lucrările fiind suspendate până la revizuirea impactului asupra mediului și obținerea unor noi autorizații.

Pierderea din depreciere în suma de 85.053 mii RON din 2022 pentru proiectul Siriu – Surduc a fost determinată de creșterea costurilor de finalizare estimate cu 163.446 mii RON, ca urmare a creșterii accelerate a preturilor materialelor de construcții, coroborată cu ofertele primite de Grup pentru alte proiecte de reabilitare cu caracteristici similare celor ale proiectului menționat mai sus.

Conducerea consideră că nu există probleme care să împiedice Societatea să obțină autorizațiile și să finalizeze proiectul. În consecință, valoarea recuperabilă a proiectului a fost determinată având în vedere că proiectul va fi finalizat în 2026.

Analiza de senzitivitate

Analiza de senzitivitate de mai jos prezintă efectul asupra profitului înainte de impozitare și a fost determinată pe baza modificărilor rezonabile ale ipotezelor cheie la sfârșitul perioadelor de raportare, în timp ce alte ipoteze rămân constante.

Rata de actualizare înainte de impozitare	Crestere/ (descrestere) a profitului înainte de impozitare	
	Crestere cu 100 puncte de baza	Descrestere cu 500 puncte de baza
2022	(129.295)	162.003
2021	(118.232)	148.125
2020	(142.438)	182.095

Marja PPE EBITDA	Crestere/ (descrestere) a profitului înainte de impozitare	
	Crestere cu 100 puncte de baza	Descrestere cu 500 puncte de baza
2022	84.120	(84.120)
2021	72.035	(72.035)
2020	74.234	(74.234)

Preturile energiei electrice	Crestere/ (descrestere) a profitului inainte de impozitare	
	Crestere cu 5%	Descrestere cu 5%
2022	60.566	(60.566)
2021	51.865	(51.865)
2020	53.448	(53.448)

Capacitati instalate	Crestere/ (descrestere) a profitului inainte de impozitare	
	Crestere cu 500 puncte de baza	Descrestere cu 500 puncte de baza
2022	30.589	(30.589)
2021	24.243	(24.243)
2020	21.841	(21.841)

21. CAPITAL ȘI REZERVE

(a) Capital social

	31 decembrie 2022	31 decembrie 2021	31 decembrie 2020	1 ianuarie 2020
Capital social la valoare nominala..	4.484.595	4.484.595	4.484.475	4.482.394
Ajustarea la inflație în conformitate cu IAS 29	1.028.871	1.028.871	1.028.871	1.028.871
Total	5.513.466	5.513.466	5.513.346	5.511.265

La 31 decembrie 2022, capitalul social autorizat subscris al Societății este împărțit în 448.459.482 acțiuni ordinare (31 decembrie 2021: 448.459.482 acțiuni ordinare, 31 decembrie 2020: 448.447.467 acțiuni ordinare și 1 ianuarie 2020: 448.239.331 acțiuni ordinare) cu o valoare nominală de 10 RON pe acțiune. Acționarii au dreptul la dividende și fiecare acțiune conferea un drept de vot.

Acționari	31 decembrie 2022		31 decembrie 2021	
	Număr de acțiuni	%	Număr de acțiuni	%
Ministerul Energiei.....	359.019.169	80,0561%	359.019.169	80,0561%
Fondul Proprietatea	89.440.313	19,9439%	89.440.313	19,9439%
Total	448.459.482	100%	448.459.482	100%

Acționari	31 decembrie 2020		1 ianuarie 2020	
	Număr de acțiuni	%	Număr de acțiuni	%
Ministerul Energiei.....	359.009.551	80,0561%	358.842.926	80,0561%
Fondul Proprietatea	89.437.916	19,9439%	89.396.405	19,9439%
Total	448.447.467	100%	448.239.331	100%

Până la 31 decembrie 2003, capitalul social în termeni nominali a fost retransat în conformitate cu IAS 29 „Raportarea financiară în economiile hiperinflaționiste”, ajustările aferente fiind recunoscute în rezultatul reportat.

(b) Rezerva din reevaluare

Reconcilierea dintre soldul inițial și soldul final al rezervei din reevaluare este după cum urmează:

	<u>2022</u>	<u>2021</u>	<u>2020</u>
Sold la 1 ianuarie	9.612.905	6.094.878	6.458.436
Transferul rezervei din reevaluare la rezultatul reportat ca urmare a amortizării și ieșirilor de imobilizări corporale, net de impozit	(369.385)	(338.549)	(339.201)
Ajustări ale rezervelor din reevaluare ca urmare a depreciării imobilizărilor corporale.....	—	—	(24.357)
Reevaluarea imobilizărilor corporale.....	2.116.546	4.591.568	—
Impozit amânat aferent rezervei din reevaluare	(338.731)	(734.992)	—
Sold la 31 decembrie	<u>11.021.335</u>	<u>9.612.905</u>	<u>6.094.878</u>

(c) Alte rezerve

Alte rezerve includ:

- rezerva legală în suma de 926.188 mii RON (31 decembrie 2021: 865.074 mii RON, 31 decembrie 2020: 683.502 mii RON și 1 ianuarie 2020: 590.947 mii RON), constituită anual la nivelul fiecărei societăți a Grupului în proporție de 5% din profitul înainte de impozitare până când rezerva legală totală ajunge la 20% din capitalul social vărsat nominal. Rezervele legale sunt obligatorii, sunt deductibile la calculul impozitului pe profit și nu sunt distribuibile.
- alte rezerve nedistribuibile în suma de 97.000 mii RON la 31 decembrie 2022, 2021, 2020 și 2019, constituite în 2006 în baza Ordonanței de Urgență a Guvernului nr. 89/2004.

(d) Dividende

Societatea a declarat și a plătit dividende după cum urmează:

	<u>2022</u>	<u>2021</u>	<u>2020</u>
Dividende declarate și plătite.....	3.830.946	2.286.371	2.003.281
Dividend pe acțiune	8,54	5,10	4,47

Societățile din România pot distribui dividende numai din profiturile conform situațiilor financiare individuale statutare întocmite în conformitate cu reglementările contabile din România.

(e) Gestionarea capitalului

Gestionarea capitalului de către Grup este influențată în mod semnificativ de reglementări. Distribuția dividendelor este guvernată de reglementări speciale, inclusiv Ordonanța de Guvern nr. 64/2001, conform căreia, în cazul societăților deținute integral sau majoritar de stat, minimum 50% din profitul contabil se distribuie sub formă de dividende, dacă alte legi speciale nu prevăd altfel.

Politica Grupului este de a mentine o baza de capital puternica pentru a mentine increderea investitorilor, creditorilor si a pietei si pentru a sustine dezvoltarea viitoare a activitatii. Conducerea monitorizeaza rentabilitatea capitalului, precum si nivelul dividendelor distribuite catre actionari. Raportul dintre datorii nete / (numerar si investitii pe termen scurt, net) si EBITDA AJUSTATA nu trebuie sa depaseasca 3.

	2022	2021	2020
Imprumuturi bancare	484.492	577.796	31.923
Datorii aferente contractelor de leasing	15.401	12.506	21.014
Minus: Numerar si echivalente de numerar	(660.734)	(1.104.890)	(354.845)
Minus: Investitii pe termen scurt	(3.034.745)	(2.561.467)	(1.730.071)
Datorii nete/ (numerar si investitii pe termen scurt, net) (A)	(3.195.586)	(3.076.055)	(2.031.979)
EBITDA AJUSTATA ⁽¹⁾ (B)	6.008.630	4.834.004	2.672.379
Raportul dintre Datorii nete/ (numerar si investitii pe termen scurt, net) si EBITDA AJUSTATA (A/B)	(0,53)	(0,64)	(0,76)

(1) EBITDA (Profitul înainte de dobânzi, impozitare, amortizare și depreciere) AJUSTATA este calculata pornind de la EBITDA definita si calculata ca profitul/(pierderea) înainte de impozitare, înainte de (i) amortizarea imobilizarilor corporale si necorporale și (ii) cheltuieli si venituri din dobanzi, AJUSTATA CU (a) deprecierea/reversarea deprecierei imobilizărilor corporale si necorporale si (b) castigul din achizitii de intreprinderi in conditii avantajoase. EBITDA si EBITDA AJUSTATA nu sunt indicatori IFRS si nu trebuie tratate ca alternative la indicatori IFRS. Mai mult, EBITDA AJUSTATA nu este definita in mod unitar. Metoda de calcul a EBITDA AJUSTATA utilizata de alte societati poate fi semnificativ diferita fata de cea utilizata de Grup. In consecinta, EBITDA AJUSTATA prezentata in aceasta nota nu poate fi utilizata, ca atare, in scopul comparatiei cu EBITDA sau EBITDA AJUSTATA a altor societati.

22. ÎMPRUMUTURI

Descriere	31 decembrie 2022	31 decembrie 2021	31 decembrie 2020	1 ianuarie 2020
Banca Internațională pentru Reconstrucție și Dezvoltare („BIRD”) din data de 13 iulie 2005, în suma de 66 de milioane EUR – împrumut contractat pentru reabilitarea unei hidrocentrale și asistență în dezvoltarea instituțională a Societății (management tehnic, financiar și de risc), în supervizarea lucrărilor de reabilitare și în gestionarea contractelor. Rambursare: rate semestriale egale între 15 martie 2010 și 15 septembrie 2021. Anul scadenței: 2021.	—	—	26.944	53.123
BRD Groupe Societe Generale – ING Bank din data de 7 aprilie 2020 în suma de 50 de milioane EUR – împrumut contractat pentru finanțare generală. Rambursare: 20 de rate trimestriale egale până la 23 decembrie 2020. Dobânda este legată la EURIBOR 3 luni plus o marjă Anul scadenței: 2020.....	—	—	—	16.884
BRD Groupe Societe Generale din data de 4 martie 2021 în suma de 1.250 milioane RON – împrumut contractat pentru finanțarea achiziției Crucea Wind Farm SA și Hidroelectrică Wind Services SRL. Încasări din împrumut: 130.000 mii EUR (reprezentând 635.219 mii LEI) Rambursare: rate trimestriale între 11 iunie 2021 și 11 martie 2028. Dobânda este legată la EURIBOR 3 luni plus o marjă. Anul scadenței: 2028.....	438.013	574.400	—	—
Banca Transilvania – Linie de credit a filialei Hidroserv clasificată pe termen lung la 31 decembrie 2021 și 31 decembrie 2020 conform planului de reorganizare; Rambursare: rate trimestriale până în al doilea trimestru al anului 2023. Anul scadenței: 2023.....	1.479	3.396	4.979	—
Total împrumuturi.....	484.492	577.796	31.923	70.007
Porțiunea curentă	94.001	93.877	28.528	43.561
Porțiunea pe termen lung	390.491	483.919	3.395	26.446

Ratele nominale ale dobânzii aferente împrumuturilor se situează în intervalul 0,2% – 2,5%.

În 2022 Grupul a rambursat împrumuturi în suma de 93.307 mii RON (2021: 97.580 mii RON; 2020: 44.303 mii RON).

Contractul de împrumut cu BRD Groupe Societe Generale include următoarii indicatori financiari: Rata de acoperire a serviciului datoriei – minim 1,1 și rata de îndatorare – maximum 3,0. La 31 decembrie 2022 și 31 decembrie 2021, Grupul a îndeplinit indicatorii financiari menționați. În cazul în care oricare dintre indicatorii financiari nu este îndeplinit, creditorul are dreptul, în baza unei notificari scrise, să solicite rambursarea anticipată integrală sau parțială a împrumutului.

Reconcilierea mișcării datoriilor cu fluxurile de numerar din activitatea de finanțare

	Imprumuturi bancare	Leasing	Total
Soldul la 1 ianuarie	577.795	12.506	590.301
Modificări din fluxuri de numerar din activitatea de finanțare			
Rambursare a împrumuturilor bancare	(93.307)	—	(93.307)
Plăți de leasing	—	(4.364)	(4.364)
Total modificari din fluxuri de numerar din activitatea de finanțare	(93.307)	(4.364)	(97.671)
Efectul modificarii cursurilor de schimb valutar	(575)	—	(575)
Alte modificări			
Aferente datoriilor			
Modificări ale contractelor de leasing	—	7.259	7.259
Cheltuieli cu dobânzile	2.708	528	3.236
Dobânzi plătite	(2.130)	(528)	(2.658)
Total alte modificări aferente datoriilor	578	7.259	7.837
Sold la 31 decembrie 2022	484.492	15.401	499.893
	Imprumuturi bancare	Leasing	Total
Sold la 1 ianuarie 2021	31.923	21.014	52.937
Modificări din fluxuri de numerar din activitatea de finanțare			
Trageri din împrumuturi bancare	635.219	—	635.219
Rambursare a împrumuturilor bancare	(97.580)	—	(97.580)
Plăți de leasing	—	(6.792)	(6.792)
Total modificari din fluxuri de numerar din activitatea de finanțare	537.639	(6.792)	530.847
Modificări din combinări de întreprinderi	—	7.571	7.571
Efectul modificarii cursurilor de schimb valutar	8.168	—	8.168
Alte modificări			
Aferente datoriilor			
Contracte noi de leasing	—	448	448
Modificari ale contractelor de leasing	—	(9.735)	(9.735)
Cheltuieli cu dobânzile	1.009	688	1.697
Dobânzi plătite	(943)	(688)	(1.631)
Total alte modificări aferente datoriilor	66	(9.287)	(9.221)
Sold la 31 decembrie 2021	577.796	12.506	590.302

	Imprumuturi bancare	Leasing	Total
Sold la 1 ianuarie 2020	70.007	19 594	89.601
Modificări din fluxuri de numerar din activitatea de finantare			
Rambursare a împrumuturilor bancare	(44.303)	—	(44.303)
Plăți de leasing	—	(6.614)	(6.614)
Total modificari din fluxurilor de numerar din activitatea de finantare	(44.303)	(6.614)	(50.917)
Modificări din combinări de întreprinderi	5.948	—	5.948
Efectul modificării cursurilor de schimb valutar	1.087	—	1.087
Alte modificări			
<i>Aferente datoriilor</i>			
Contracte noi de leasing	—	8.034	8 034
Cheltuieli cu dobânzile	680	—	680
Dobânzi plătite	(1.496)	—	(1.496)
Total alte modificări aferente datoriilor	(816)	8.034	7.218
Sold la 31 decembrie 2020	31.923	21.014	52.937

23. DATORII COMERCIALE

	31 decembrie 2022	31 decembrie 2021	31 decembrie 2020	1 ianuarie 2020
Furnizori de energie electrica	70.602	24.885	9.848	10.645
Furnizori de distribuție a energiei electrice	45.065	2.250	90	—
Furnizori de imobilizări corporale..	61.785	39.822	87.295	81.197
Furnizor de apă uzinată	79.810	73.374	55.433	45.287
Furnizori de întreținere și reparații.	6.415	9.246	3.855	29.198
Alți furnizori	19.747	24.350	21.868	8.837
Total datorii comerciale	283.424	173.927	178.389	175.164
Porțiunea curentă.....	282.996	171.421	172.746	161.426
Porțiunea pe termen lung.....	428	2.506	5.643	13.738

Furnizorii de energie electrică, apă și întreținere și reparații sunt în principal cei prezentați în Nota 31 Părți afiliate.

Alți furnizori includ furnizori de servicii, materiale și consumabile.

Grupul are garanții primite de la furnizori în suma de 235.775 mii RON la 31 decembrie 2022 (268.223 mii RON la 31 decembrie 2021; 86.626 mii RON la 31 decembrie 2020; 261.414 mii RON la 1 ianuarie 2020). Acestea sunt garanții de bună execuție sub formă de scrisori de garanție bancară, polițe de asigurare și conturi escrow.

24. ALTE DATORII

	31 decembrie 2022		31 decembrie 2021		31 decembrie 2020		1 ianuarie 2020	
	Curente	Pe termen lung	Curente	Pe termen lung	Curente	Pe termen lung	Curente	Pe termen lung
Datorii către stat	14.320	—	45.208	8.861	20.468	20.342	7.225	—
Depozite de garanție deschise de furnizori.....	12.114	5.719	9.948	9.768	12.363	10.449	10.670	14.051
Datorii în legătură cu sume pierdute în litigii	—	—	114.469	—	—	—	—	—
Altele.....	13.234	46	2.678	253	1.989	59	2.299	45
Total.....	38.571	5.765	172.303	18.882	34.820	30.850	20.194	14.096

Datoriile curente către stat reprezintă TVA de plată în suma de 3.098 mii RON la 31 decembrie 2022 (31 decembrie 2021: 29.774 mii RON, 31 decembrie 2020: 9.309 mii RON și 1 ianuarie 2020: 6.106 mii RON) și porțiunea curentă a taxelor care au fost reesalonate la plată conform planului de reorganizare aprobat al Hidroserv SA, în suma de 8.752 mii RON la 31 decembrie 2022 (31 decembrie 2021: 11.281 mii RON, 31 decembrie 2020: 9.195 mii RON și 1 ianuarie 2020: 0).

Datoriile pe termen lung către stat reprezintă taxe reeșalonate la plată conform planului de reorganizare aprobat al Hidroserv SA.

La 31 decembrie 2021, datoriile în legătură cu sume pierdute în litigii reprezintă sume datorate către Andritz Hydro GMBH Ravensburg, în suma de 114.469 mii RON, ca urmare a disputelor de arbitraj finalizate în 2021 (a se vedea Nota 26).

25. VENITURI INREGISTRATE ÎN AVANS

	31 decembrie 2022		31 decembrie 2021		31 decembrie 2020		1 ianuarie 2020	
	Curente	Pe termen lung	Curente	Pe termen lung	Curente	Pe termen lung	Curente	Pe termen lung
Subvenții guvernamentale	5.685	181.517	5.710	187.156	5.514	190.205	5.527	195.383
Altele.....	11	5	14	14	14	24	11	31
Total.....	5.696	181.522	5.724	187.170	5.528	190.229	5.538	195.414

Subvențiile guvernamentale reprezintă sume primite de la stat pentru construcția anumitor proiecte de investiții.

Reconcilierea între soldul inițial și soldul final al subvențiilor guvernamentale:

	2022	2021	2020
Sold la 1 ianuarie	192.866	195.719	200.910
Creșteri în cursul anului.....	50	2.952	309
Reluări la venituri	(5.714)	(5.805)	(5.500)
Sold la 31 decembrie.....	187.202	192.866	195.719

26. PROVIZIOANE

	31 decembrie 2022		31 decembrie 2021		31 decembrie 2020		1 ianuarie 2020	
	Curente	Pe termen lung	Curente	Pe termen lung	Curente	Pe termen lung	Curente	Pe termen lung
Litigii si dispute.....	120.354	—	116.260	—	196.304	—	183.300	—
Dezafectare.....	—	723.968	—	642.078	—	561.239	—	502.728
Provizioane fiscale.....	—	93.121	—	86.560	—	99.281	—	96.632
Alte provizioane	1.406	—	271	—	13	—	—	—
Total.....	121.760	817.089	116.531	728.638	196.317	660.520	183.300	599.360

	Litigii si dispute	Dezafectare	Provizioane fiscale	Alte provizioane	Total
Soldul la 1 ianuarie 2022.....	116.260	642.078	86.560	271	845.169
Provizioane recunoscute in corespondenta cu imobilizările corporale	—	(5.298)	—	—	(5.298)
Provizioane recunoscute în profit sau pierdere...	7.359	62.558	2.945	1.135	73.997
Provizioane utilizate	(2.771)	—	—	—	(2.771)
Provizioane reversate.....	494	—	—	—	494
Actualizarea provizioanelor (Nota 12).....	—	24.630	3.616	—	28.246
Sold la 31 decembrie 2022.....	120.354	723.968	93.121	1.406	938.849

	Litigii si dispute	Dezafectare	Provizioane fiscale	Alte provizioane	Total
Sold la 1 ianuarie 2021.....	196.304	561.240	99.280	13	856.837
Intrari prin combinări de întreprinderi	—	25.490	—	—	25.490
Provizioane recunoscute în profit sau pierdere...	10.415	40.945	—	258	51.618
Provizioane utilizate	(90.459)	—	—	—	(90.459)
Provizioane reversate.....	—	—	(15.441)	—	(15.441)
Actualizarea provizioanelor (Nota 12).....	—	14.403	2.721	—	17.124
Sold la 31 decembrie 2021.....	116.260	642.078	86.560	271	845.169

	Litigii si dispute	Dezafectare	Provizioane fiscale	Alte provizioane	Total
Sold la 1 ianuarie 2020.....	183.300	502.728	96.632	—	782.660
Provizioane recunoscute în profit sau pierdere...	13.530	44.607	—	13	58.150
Provizioane utilizate	526	—	—	—	(526)
Actualizarea provizioanelor (Nota 12).....	—	13.905	2.648	—	16.553
Sold la 31 decembrie 2020.....	196.304	561.240	99.280	13	856.837

I. Provizioane pentru litigii si dispute

La 31 decembrie 2022, 2021 și 2020, provizioanele pentru litigii includ 47.404 mii RON aferente unui litigiu început în decembrie 2022 de Hidroconstructia SA, unul dintre constructorii utilizați pentru proiectul de investiții Bumbăști-Livezeni. Hidroconstructia a pretins 47.404 mii RON reprezentând lucrări executate în anul 2017 și dobânzi și costuri aferente suportate în perioada în care proiectul a fost suspendat ca urmare a anularii autorizațiilor de construire și de mediu necesare. Aceste costuri includ paza și asigurarea siguranței proiectului în perioada de suspendare.

Având în vedere probabilitatea unui rezultat nefavorabil, Grupul a recunoscut un provizion în suma de 47.404 mii RON.

La 31 decembrie 2022, 2021 și 2020 provizioanele pentru litigii includ 67.618 mii RON în legătura cu litigiul cu Asocieria Romelectro SA, Hidroconstructia SA și ISPH Project Development SA (Asocieria) început în 2013. Obiectul litigiului îl constituie disputele privind contractul semnat în 2004 pentru proiectul de investiții Bumbăști-Livezeni.

Asocierea a pretins 88.441 mii RON reprezentând lucrări suplimentare efectuate de Asociere începând cu anul 2010 până la data începerii litigiului.

În urma mai multor hotărâri și apeluri în 2019, dosarul a fost trimis spre rejudecare. În 2020, Curtea a solicitat un raport de expertiză tehnică. Pe baza sentințelor anterioare, a raportului de expertiză emis la 17 februarie 2022 și având în vedere probabilitatea unui rezultat nefavorabil, Grupul a recunoscut un provizion de 67.618 mii RON.

În anul 2021, Grupul a utilizat provizioane în suma de 88.721 mii RON în urma sentințelor arbitrale emise în disputele de arbitraj nr. ICC 22482/MHM, nr. ICC 22047/MHM și nr. 20540/MHM între Andritz Hydro și Hidroelectrică. Conform acestor decizii, Hidroelectrică a trebuit să plătească 139.674 mii RON (din care suma de 88.721 mii RON a fost înregistrată anterior în provizioane și suma de 50.953 mii RON a fost înregistrată în datoriile comerciale). În anul 2021, Societatea a compensat cu sumele de încasat de la Andritz datorii de 25.205 mii RON, restul de 114.469 mii RON incluși în alte datorii (Nota 24) fiind achitat în anul 2022.

II. Provizioane de dezafectare

În 2018 și 2019, conducerea Societății a decis să abandoneze anumite proiecte de investiții în curs de execuție (Nota 20). Ca urmare, Societatea a recunoscut provizioane de dezafectare în profit sau pierdere pentru valoarea actualizată a lucrărilor estimate a fi necesare pentru abandonarea acelor active. Costurile de dezafectare au fost estimate pe baza unor studii efectuate de un expert tehnic extern în 2017, ajustate cu inflația sau cu creșterile estimate de costuri în sectorul construcțiilor și transporturilor.

Principalele costuri de abandonare incluse în provizion sunt:

- costul demolării construcțiilor existente, costul mediu de demolare: 195 RON pe metru cub;
- costul transportului deșeurilor la cel mai apropiat depozit ecologic, costul mediu de transport: 100 RON pe kilometru și pe tonă transportată;
- taxa de mediu, în conformitate cu cerințele legale de 120 RON pe tona de deșeuri;
- costul de depozitare a deșeurilor la un depozit ecologic de 100 RON pe tonă.

Costurile au fost actualizate utilizând o rată de actualizare de 4,12% (31 decembrie 2021: între 4% și 4,9%, 31 decembrie 2020: între 2,6% și 2,9% și 1 ianuarie 2020: între 2,6% și 2,8%), în funcție de perioada de dezafectare preconizată.

În 2021, Grupul a preluat un provizion de dezafectare în suma de 25.490 mii RON aferent parcului eolian al filialei achiziționate Crucea Wind Farm S.A. Efectele modificărilor ipotezelor care stau la baza costurilor de dezafectare pentru parcul eolian sunt recunoscute în corespondența cu imobilizările corporale.

III. Provizioane fiscale

Provizioanele fiscale în suma de 93.121 mii RON la 31 decembrie 2022 (31 decembrie 2021: 92.810 mii RON, 31 decembrie 2020: 99.281 mii RON și 1 ianuarie 2020: 96.632 mii RON) reprezintă valoarea actualizată a TVA preconizată să fie plătită la scoterea din evidența a proiectelor de investiții abandonate (Nota 20).

27. INSTRUMENTE FINANCIARE – Valori juste și gestionarea riscurilor

(a) Clasificări contabile și valori juste

În conformitate cu IFRS 9, activele și datoriile financiare ale Grupului sunt evaluate la cost amortizat. În conformitate cu modelul de afaceri al Grupului, activele și datoriile financiare sunt deținute în vederea colectării fluxurilor de numerar contractuale, iar aceste fluxuri de numerar sunt exclusiv plăți de principal și dobânzi. Grupul nu a inclus informații privind valoarea justă pentru activele și datoriile financiare care nu sunt evaluate la valoarea justă dacă valoarea contabilă reprezintă o aproximare rezonabilă a valorii juste.

(b) Gestionarea riscului financiar

Riscul de credit

Riscul de credit este riscul ca Grupul să suporte o pierdere financiară dacă un client sau o contrapartidă la un instrument financiar nu își îndeplinește obligațiile contractuale, iar acest risc derivă în principal din creanțe comerciale, numerar și echivalente de numerar și alte investiții.

Numerarul și depozitele bancare sunt plasate în instituții financiare care sunt considerate ca având o bonitate ridicată.

Expunerea la riscul de credit

Valoarea contabilă a activelor financiare reprezintă expunerea maximă la riscul de credit.

	31 decembrie 2022	31 decembrie 2021	31 decembrie 2020	1 ianuarie 2020
Creanțe comerciale.....	1.350.677	663.528	338.037	306.036
Numerar și echivalente de numerar	660.734	1.104.890	354.845	222.976
Numerar restricționat.....	101.057	10.257	10.257	10.257
Investiții în obligațiuni corporative, depozite și obligațiuni guvernamentale	3.386.083	2.561.467	1.730.071	1.736.855
Total.....	5.498.551	4.340.142	2.433.210	2.276.124

Creanțe comerciale

Expunerea Grupului la riscul de credit este influențată în principal de caracteristicile individuale ale fiecărui client. Grupul a stabilit o politică de credit conform căreia fiecare client nou non-casnic este analizat individual din punct de vedere al bonității înainte de încheierea unui contract, astfel încât vânzarea să se realizeze către clienții cu o bonitate adecvată. Pentru clienții casnici, o astfel de analiză a riscului de credit nu se efectuează din cauza naturii și numărului clienților. Ajustările pentru pierderi din deprecierea creanțelor comerciale reflectă pierderile din credit preconizate, calculate pe baza ratelor de pierdere.

Creșterea creanțelor comerciale se datorează veniturilor nefacturate semnificative datorate întârzierilor în facturarea energiei electrice furnizate consumatorilor finali, ca urmare a implementării unui nou sistem de facturare pentru activitatea de furnizare și ca urmare a creșterii semnificative a numărului de clienți noi. Suma veniturilor nefacturate incluse în creanțele comerciale este 1.116.046 mii RON la 31 decembrie 2022 (540.482 mii RON la 31 decembrie 2021, 264.784 mii RON la 31 decembrie 2020, 234.158 mii RON la 1 ianuarie 2020).

Tabelul următor prezintă informații despre expunerea la riscul de credit și pierderile din credit preconizate (ECL) pentru creanțele comerciale la 31 decembrie 2022:

	Rata medie ponderată a pierderilor	Valoarea contabilă brută	Ajustare pentru pierderi din depreciere	Creanțe comerciale nete
Nerestante.....	2,45%	1.014.908	(24.896)	990.012
Restante – de la 0 la 3 luni	36,40%	39.459	(14.363)	25.096
Restante – de la 3 la 6 luni	62,86%	13.496	(8.483)	5.013
Restante – de la 6 luni până la 1 an	100,00%	19.036	(19.036)	—
Restante – mai mult de 1 an	100,00%	10.706	(10.706)	—
Total.....		1.097.605	(77.484)	1.020.121
Clienți analizați individual.....		330.556	—	330.556
Total creanțe comerciale.....		1.428.161	(77.484)	1.350.677

Tabelul următor prezintă informații despre expunerea la riscul de credit și pierderile din credit preconizate (ECL) pentru creanțele comerciale la 31 decembrie 2021:

	Rata medie ponderată a pierderilor	Valoarea contabilă brută	Ajustare pentru pierderi din depreciere	Creanțe comerciale nete
Nerestante.....	1,95%	163.198	(3.181)	160.017
Restante – de la 0 la 3 luni.....	40,29%	7.886	(3.177)	4.709
Restante – de la 3 la 6 luni.....	88,77%	3.710	(3.293)	417
Restante – de la 6 luni până la 1 an	100,00%	3.413	(3.413)	—
Restante – mai mult de 1 an.....	100,00%	20.959	(20.959)	—
Total.....		199.166	(34.023)	165.143
Clienți analizați individual.....		498.385	—	498.385
Total creanțe comerciale.....		697.551	(34.023)	663.528

Tabelul următor prezintă informații despre expunerea la riscul de credit și pierderile din credit preconizate (ECL) pentru creanțele comerciale la 31 decembrie 2020:

	Rata medie ponderată a pierderilor	Valoarea contabilă brută	Ajustare pentru pierderi din depreciere	Creanțe comerciale nete
Nerestante.....	1,62%	176.557	(2.857)	173.700
Restante – de la 0 la 3 luni.....	50,12%	11.896	(5.963)	5.933
Restante – de la 3 la 6 luni.....	100,00%	6.199	(6.199)	—
Restante – de la 6 luni până la 1 an	100,00%	3.383	(3.383)	—
Restante – mai mult de 1 an.....	100,00%	4.273	(4.273)	—
Total.....		202.308	(22.675)	179.633
Clienți analizați individual.....		158.404	—	158.404
Total creanțe comerciale.....		360.712	(22.675)	338.037

Tabelul următor prezintă informații despre expunerea la riscul de credit și pierderile din credit previzionate (ECL) pentru creanțele comerciale la 1 ianuarie 2020:

	Rata medie ponderată a pierderilor	Valoarea contabilă brută	Ajustare pentru pierderi din depreciere	Creanțe comerciale nete
Nerestante.....	1,76%	133.257	(2.351)	130.906
Restante – de la 0 la 3 luni.....	62,16%	23.807	(14.799)	9.008
Restante – de la 3 la 6 luni.....	100,00%	2.921	(2.921)	—
Restante – de la 6 luni până la 1 an	100,00%	1.253	(1.253)	—
Restante – mai mult de 1 an.....	100,00%	176	(176)	—
Total.....		161.414	(21.500)	139.914
Clienți analizați individual.....		166.122	—	166.122
Total creanțe comerciale.....		327.536	(21.500)	306.036

Clienții analizați individual reprezintă sume restante de la clienți pentru care Grupul consideră că există un risc de neincasare neglijabil.

Ratele pierderilor pentru 2022 se bazează pe pierderi din credit efective înregistrate în ultimii cinci ani (2021: patru ani și 2020: trei ani).

Grupul are garanții primite de la clienți în suma de 907.555 mii RON la 31 decembrie 2022 (593.039 mii RON la 31 decembrie 2021; 432.851 mii RON la 31 decembrie 2020; 386.010 mii RON la 1 ianuarie 2020). Acestea sunt garanții de plată sub formă de scrisori de garanție bancară primite în legătură cu contractele de vânzare de energie electrică.

Riscul de lichiditate

Riscul de lichiditate reprezintă riscul ca Grupul să aibă dificultăți în onorarea obligațiilor asociate datoriilor financiare decontate prin transferul numerarului sau altui activ financiar. Grupul are numerar și echivalente de numerar și investiții pe termen scurt semnificative, prin urmare nu se confruntă cu un risc de lichiditate semnificativ.

Grupul monitorizează nivelul intrărilor de numerar previzionate din incasarea creanțelor comerciale, precum și nivelul ieșirilor de numerar previzionate pentru plata împrumuturilor, datoriilor comerciale și altor datorii. Grupul urmărește să mențină un nivel al conturilor bancare curente și al depozitelor bancare care să depășească ieșirile de numerar previzionate pentru plata datoriilor financiare.

Expunerea la riscul de lichiditate

Tabelul următor prezintă scadențele contractuale rămase ale datoriilor financiare la data de raportare. Fluxurile de numerar contractuale sunt prezentate ca sume brute și neactualizate și includ plățile contractuale de dobânzi estimate.

31 decembrie 2022	Fluxuri de numerar contractuale				
	Valoare contabilă	Total	< 12 luni	1-5 ani	> 5 ani
Datorii financiare					
Datorii comerciale.....	283.424	283.424	282.996	428	—
Împrumuturi bancare.....	484.492	513.201	103.302	386.803	23.096
Datorii aferente contractelor de leasing.....	15.401	17.881	8.301	4.677	4.903
Total	783.317	814.506	394.599	391.908	27.999

31 decembrie 2021	Fluxuri de numerar contractuale				
	Valoare contabilă	Total	< 12 luni	1-5 ani	> 5 ani
Datorii financiare					
Datorii comerciale.....	173.927	173.927	171.421	2.506	—
Împrumuturi bancare.....	577.796	581.514	95.251	371.222	115.041
Datorii aferente contractelor de leasing.....	12.506	15.536	4.500	5.243	5.793
Total	764.229	770.977	271.172	378.971	120.834

31 decembrie 2020	Fluxuri de numerar contractuale				
	Valoare contabilă	Total	< 12 luni	1-5 ani	> 5 ani
Datorii financiare					
Datorii comerciale.....	178.389	178.389	172.746	5.643	—
Împrumuturi bancare.....	31.923	32.044	29.057	2.987	—
Datorii aferente contractelor de leasing.....	21.014	21.637	8.583	13.054	—
Total	231.326	232.070	210.386	21.684	—

1 ianuarie 2020	Fluxuri de numerar contractuale				
	Valoare contabilă	Total	< 12 luni	1-5 ani	> 5 ani
Datorii financiare					
Datorii comerciale.....	175.164	175.164	161.426	13.738	—
Împrumuturi bancare.....	70.007	71.494	44.300	27.194	—
Datorii aferente contractelor de leasing.....	19.595	20.269	4.775	15.494	—
Total	264.766	266.927	210.501	56.426	—

Riscul de piață

Riscul de piață este riscul ca modificările prețurilor de piață – cursul de schimb și rata dobânzii – să afecteze profitul Grupului sau valoarea instrumentelor financiare deținute. Obiectivul gestionării riscului de piață este de a controla expunerile la riscul de piață în limite acceptabile, optimizând în același timp rezultatele.

(i) Riscul de rată a dobânzii

Grupul are împrumuturi bancare pe termen lung cu rate de dobânda variabile, care pot expune Grupul la riscul de rată a dobânzii.

	31 decembrie 2022	31 decembrie 2021	31 decembrie 2020	1 ianuarie 2020
Instrumente cu rată fixă				
Active financiare				
Numerar restricționat.....	101.057	10.257	10.257	10.257
Investiții în obligațiuni corporative, depozite și obligațiuni guvernamentale	3.386.083	2.561.467	1.730.071	1.736.855
Total	3.487.140	2.571.724	1.740.328	1.747.112
Datorii financiare				
Datorii aferente contractelor de leasing	(15.401)	(12.506)	(21.014)	(19.595)
Total	(15.401)	(12.506)	(21.014)	(19.595)
Instrumente cu rata variabila				
Datorii financiare				
Împrumuturi bancare.....	(484.492)	(577.796)	(31.923)	(70.007)
Total	(484.492)	(577.796)	(31.923)	(70.007)

Analiza de sensibilitate a valorii juste a instrumentelor cu rată fixă

Grupul nu are active financiare și datorii financiare cu rată a dobânzii fixă recunoscute la valoare justă prin profit sau pierdere. Prin urmare, o modificare a ratelor dobânzii la data de raportare nu ar avea ca rezultat un câștig sau o pierdere în profit sau pierdere.

Analiza de senzitivitate a fluxurilor de numerar ale instrumentelor cu rată variabilă

O modificare rezonabilă cu 50 de puncte de bază a ratelor dobânzii la data de raportare ar fi crescut (diminuat) profitul înainte de impozitare cu sumele prezentate mai jos. Această analiză presupune că toate celelalte variabile, în special cursurile de schimb valutar, rămân constante.

	Creștere/ (diminuare) a profitului înainte de impozitare	
	creștere cu 50 puncte de baza	diminuare cu 50 puncte de baza
2022		
Instrumente cu rata variabila	(2.422)	2.422
2021		
Instrumente cu rata variabila	(821)	17
2020		
Instrumente cu rata variabila	(160)	160

(ii) Riscul valutar

Grupul este expus riscului valutar de tranzacționare în măsura în care există un dezechilibru între monedele în care sunt exprimate vânzările, achizițiile, creanțele și împrumuturile și moneda funcțională a societăților Grupului. Moneda funcțională a Grupului este Leul românesc (RON).

Moneda în care sunt exprimate aceste tranzacții este în principal RON. Anumite datorii sunt exprimate în valute ca EUR și USD. Politica Grupului de gestionare a riscului este de a utiliza în principal moneda locală. Societatea nu utilizează instrumente derivate sau instrumente de hedging.

31 decembrie 2022
– echivalentul în mii RON al valutei –

	EUR	USD	CHF	HUF
Creanțe comerciale	221	—	—	—
Investiții în obligațiuni corporative, depozite și obligațiuni guvernamentale....	351.338	—	—	—
Numerar și echivalente de numerar	4.020	228	2	—
Datorii comerciale	(3.971)	—	—	—
Împrumuturi bancare	(483.013)	—	—	—
Datorii aferente contractelor de leasing ...	(13.585)	—	—	—
Expunere neta la nivelul situației poziției financiare.....	(144.990)	228	2	—

31 decembrie 2021
– echivalentul în mii RON al valutei –

	EUR	USD	CHF	HUF
Creanțe comerciale	2.788	—	—	—
Numerarul și echivalente de numerar	99.503	225	334	200
Datorii comerciale	(4.666)	175	—	—
Împrumuturi bancare	(574.400)	—	—	—
Datorii aferente contractelor de leasing ...	(8.668)	—	—	—
Expunere neta la nivelul situației poziției financiare.....	(485.443)	50	334	200

31 decembrie 2020
– echivalentul in mii RON al valutei –

	EUR	USD	CHF	HUF
Numerarul și echivalente de numerar	1.046	131	314	200
Datorii comerciale	(69.930)	(159)	—	—
Împrumuturi bancare	(26.944)	—	—	—
Datorii aferente contractelor de leasing ...	(16.060)	—	—	—
Expunere neta la nivelul situației poziției financiare.....	(111.888)	(28)	314	200

1 ianuarie 2020
– echivalentul in mii RON al valutei –

	EUR	USD	CHF	HUF
Numerarul și echivalente de numerar	347	174	307	218
Datorii comerciale	(53.254)	(176)	—	(1)
Împrumuturi bancare	(70.007)	—	—	—
Datorii aferente contractelor de leasing ...	(4.198)	—	—	—
Expunere neta la nivelul situației poziției financiare.....	(127.112)	(2)	307	217

Au fost aplicate următoarele cursuri de schimb:

	31 decembrie 2022	31 decembrie 2021	31 decembrie 2020	1 ianuarie 2020
RON / EUR.....	4,9474	4,9481	4,8694	4,7793
RON / USD.....	4,6346	4,3707	3,966	4,2608
RON / CHF.....	5,0289	4,7884	4,4997	4,4033
RON / 100 HUF	1,2354	1,3391	1,3356	1,4459

Analiza de senzitivitate

O apreciere cu 5% a leului românesc (RON) față de toate celelalte valute la 31 decembrie ar fi afectat profitul înainte de impozitare cu sumele prezentate mai jos. Această analiză presupune că toate celelalte variabile rămân constante.

	Creștere /(diminuare) a profitului înainte de impozitare 2022 (mii RON)	Creștere /(diminuare) a profitului înainte de impozitare 2021 (mii RON)	Creștere/ (diminuare) a profitului înainte de impozitare 2020 (mii RON)
EUR	7.250	24.272	5.594
USD	(11)	(3)	1
CHF.....	—	(17)	(16)
100 HUF	—	(10)	(10)
Total.....	7.239	24.242	5.569

O depreciere cu 5% a leului românesc (RON) față de toate celelalte valute la 31 decembrie ar fi afectat profitul înainte de impozitare cu sumele prezentate mai jos. Această analiză presupune că toate celelalte variabile rămân constante.

	Creștere/ (diminuare) a profitului înainte de impozitare 2022 (mii RON)	Creștere/ (diminuare) a profitului înainte de impozitare 2021 (mii RON)	Creștere/ (diminuare) a profitului înainte de impozitare 2020 (mii RON)
EUR	(7.250)	(24.272)	(5.594)
USD	11	3	(1)
CHF	—	17	16
100 HUF	—	10	10
Total	(7.239)	(24.242)	(5.569)

28. ACHIZIȚIA DE FILIALE

În martie 2021 Hidroelectrică obține controlul asupra Crucea Wind Farm S.A. și Hidroelectrică Wind Services S.R.L. în urma unui acord de cumpărare de acțiuni încheiat cu STEAG GmbH pentru achiziția a 100% din acțiunile societăților menționate mai sus.

Contravaloarea totală transferată a fost de 130 milioane EUR, din care 51,1 milioane EUR prețul acțiunilor și 78,9 milioane EUR stingerea unui împrumut al fostului acționar. Nu a existat contravaloare contingentă. Grupul a înregistrat costuri aferente achiziției în suma de 1.362 mii RON pentru servicii de due-diligence și onorarii juridice. Aceste costuri sunt incluse în alte cheltuieli de exploatare.

Pentru perioada de 9 luni încheiată la 31 decembrie 2021, filialele au contribuit cu venituri de 164.579 mii RON și profit în suma de 38.946 mii RON la rezultatele Grupului. Dacă achiziția ar fi avut loc la 1 ianuarie 2021, conducerea estimează că veniturile consolidate ale anului 2021 ar fi fost 6.519.268 mii RON, iar profitul net consolidat ar fi fost de 3.145.893 mii RON. La determinarea acestor sume, conducerea a presupus că ajustările la valoarea justă care au rezultat la data achiziției ar fi fost aceleași dacă achiziția ar fi avut loc la 1 ianuarie 2021.

Tabelul de mai jos sumarizează valorile activelor dobândite și ale datoriilor asumate la data achiziției:

	mii RON
Imobilizări corporale	585.900
Imobilizări necorporale	2.573
CertIFICATE VERZI	54.614
Stocuri	58
Creanțe comerciale și alte creanțe	4.523
Alte active circulante	8.729
Numerar și echivalente de numerar	36.964
Creanțe privind impozitul amânat	18.223
Total valoare justă a activelor dobândite	711.585
Datorii aferente contractelor de leasing	7.571
Provizioane	25.490
Datorii comerciale și alte datorii	4.790
Datorii privind impozitul pe profit curent	43
Beneficiile angajaților	179
Alte datorii curente	1.122
Total valoare justă a datoriilor asumate	39.197
Valoare justă a activelor nete identificabile achiziționate	672.388

Rezultatul tranzacției este următorul:

	RON
Valoarea justa a activa nete identificabile achiziționate	672.388
Contravaloarea transferată	640.858
Fond comercial negativ	31.530

Evaluarea activelor și datoriilor a fost efectuată de un expert evaluator.

Tehnicile de evaluare utilizate în evaluarea la valoare justa a activelor semnificative dobândite au fost următoarele:

Active dobândite	Tehnica de evaluare
Imobilizări corporale	<p><i>Abordarea prin comparatie directa și abordarea prin cost:</i> Modelul de evaluare prin cost are în vedere costul de înlocuire curent al activului, minus elemente de depreciere care conduc la pierderi de valoare a activului ca urmare a uzurii fizice, funcționale sau externe. Abordarea prin comparatia directă a fost utilizată pentru echipamentele pentru care există o piață activă pentru active similare. Datele de intrare neobservabile semnificative au fost:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Costul de înlocuire determinat pe baza costului istoric, indexat cu indici de preț conform cataloagelor publicate de instituții specializate; - Uzură fizică (în medie 23%); - Uzură funcțională (18%); - Nu a fost identificată uzura externă.

În septembrie 2020, Societatea a redobandit controlul asupra filialei sale, Hidroserv S.A. (a se vedea Nota 1), fără plata unei contravalori. Valorile juste ale activelor și datoriilor dobândite a fost după cum urmează:

	mii RON
Imobilizări corporale	60.383
Alte active.....	6.026
Stocuri.....	17.211
Creanțe comerciale	22.436
Alte active curente.....	4.289
Numerar și echivalente de numerar	9.426
Creanțe privind impozitul amânat.....	7.277
Total active	127.048
Beneficiile angajaților.....	35.632
Imprumuturi bancare	5.948
Venituri înregistrate în avans.....	296
Datorii comerciale	10.700
Provizioane	4.535
Alte datorii.....	43.661
Total datorii.....	100.772
Castig in urma redobandirii controlului.....	26.276

Pentru perioada de 3 luni încheiată la 31 decembrie 2020, filiala a contribuit cu venituri în suma de 13.098 mii RON și profit în suma de 21.090 mii RON la rezultatele Grupului. Dacă achiziția ar fi avut loc

la 1 ianuarie 2020, conducerea estimează că veniturile consolidate pentru anul 2020 ar fi fost 3.841.443 mii RON, iar profitul net consolidat ar fi fost 1.539.442 mii RON. La determinarea acestor valori, conducerea a presupus că ajustările la valoarea justă care au apărut la data achiziției ar fi fost aceleași dacă achiziția ar fi avut loc la 1 ianuarie 2020.

29. ANGAJAMENTE

29.1 Angajamente contractuale

Grupul are următoarele angajamente contractuale:

	31 decembrie 2022	31 decembrie 2021	31 decembrie 2020
Achiziții de imobilizări corporale și necorporale	545.184	761.087	710.977

29.2 Garanții

Grupul a emis garanții de bună execuție în suma de 35.213 mii RON la 31 decembrie 2022 (31 decembrie 2021: 48.018 mii RON, 31 decembrie 2020: 86.626 mii RON; 1 ianuarie 2020: 142.140 mii RON) în principal în legătură cu obligațiile sale de livrare a energiei electrice și în legătură cu obligațiile sale de plată legate de tranzacțiile de cumpărare a energiei electrice pe piața pentru ziua următoare și pe piața intrazilnică.

30. DATORII CONTINGENTE

30.1 Litigii, dispute și incertitudini fiscale

Principalele litigii în care este implicat Grupul, cu o expunere potențială de 882.864 mii RON la 31 decembrie 2022 (31 decembrie 2021: 736.681 mii RON; 31 decembrie 2020: 692.800 mii RON), sunt prezentate ca datorii contingente:

a) Litigiu cu Ministerul Energiei

Expunere potențială: 373.050 mii RON la 31 decembrie 2022, 2021 și 2020

Reclamant: Ministerul Energiei

Dosar nr. 3200/2/2018

Ministerul Energiei pretinde următoarele:

- obligarea Societății de a încheia un act adițional la contractul de concesiune, după cum urmează:
 - Ministerul Energiei, în calitate de concedent, să poată modifica unilateral redevența; și
 - redevența anuală să fie modificată la o sumă egală cu amortizarea anuală a imobilizărilor corporale care fac obiectul redevenței, în conformitate cu contractul de concesiune.
- Ministerul Energiei pretinde, de asemenea, suma de 373.050 mii RON reprezentând redevențe suplimentare pentru perioada 2013 – 2018 calculate conform punctului 1b) de mai sus.

Instanța a numit un expert pentru a determina suma potențială datorată de Grup. Instanța a aprobat, de asemenea, un expert angajat de Grup. Ambii experți au concluzionat că redevența calculată și plătită de Grup pentru perioada 2013 – 2018 a fost în conformitate cu prevederile acordului de concesiune și este corectă și completă.

La 11 mai 2021, prima instanță a respins pretențiile Ministerului Energiei ca neîntemeiate. În cursul anului 2022, Ministerul Energiei a făcut apel împotriva hotărârii instanței, dar nu a fost stabilită o dată pentru prima înfățișare.

Pe baza acestei prime hotărâri judecătorești, conducerea estimează că litigiul va fi soluționat în favoarea Grupului și, în consecință, nu este probabilă o ieșire de resurse.

b) Litigii cu autoritățile fiscale în legatura cu tratamente fiscale din anii trecuți

Expunere potențială: 214.385 mii RON la 31 decembrie 2022, 2021 și 2020

Reclamant: Hidroelectrica

Societatea a făcut obiectul unei inspecții fiscale generale care a acoperit perioada 01.01.2006-30.06.2012, finalizată cu mai multe decizii de impunere emise de ANAF în 2014, care au stabilit impozite suplimentare în suma de 214.385 mii RON, care includ în principal impozit pe profit în suma de 26.513 mii RON și dobanzi și penalități de întârziere aferente de 119.448 mii RON, și taxa pe valoarea adăugată în suma de 37.677 mii RON și dobanzi și penalități de întârziere aferente de 27.339 mii RON. Societatea a depus o plângere în instanță în 2015, solicitând anularea deciziilor de impunere.

În anul 2021 experții desemnați de instanța au emis un raport în care au concluzionat că ANAF are dreptul să primească 511 mii RON plus dobânzi și penalități. ANAF a depus obiecții față de raportul experților. În februarie 2023, experții independenți au prezentat raportul actualizat care conține răspunsuri la obiecțiile ANAF. În raportul actualizat, experții au concluzionat că ANAF are dreptul să primească 987 mii RON.

În 7 aprilie 2023, Curtea de Apel București a pronunțat sentința prin care a fost anulată decizia de impunere a ANAF privind obligațiile suplimentare de plată în suma de 214.395 mii RON. ANAF poate face apel împotriva hotărârii instanței.

În baza hotărârii finale a Curții de Apel București în dosarul de insolvență al Societății conform căreia ANAF este decazută din dreptul de a solicita plata obligațiilor fiscale impuse prin deciziile de impunere, și în baza raportului experților, care este favorabil Grupului, precum și hotărârea Curții de Apel București din 7 aprilie 2023, conducerea estimează că litigiul va fi soluționat în favoarea Grupului și, în consecință, nu este probabilă o ieșire de resurse.

c) Disputa privind taxa suplimentară pentru producătorii de energie electrică solicitată de autorități

Expunere potențială: 62.052 mii RON la 31 decembrie 2022

În anul 2022, taxa pentru producătorii de energie electrică a fost subiectul unor frecvente modificări în ceea ce privește modul de calcul. Ultima modificare a fost instituită prin Legea nr. 357/2022, care a fost publicată la 16 decembrie 2022. Societatea a aplicat prevederile legii începând cu 16 decembrie 2022.

După cum este menționat în Nota 11 D, Societatea a făcut obiectul unor controale fiscale privind taxa pentru producătorii de energie electrică de către Direcția Generală Antifraudă Fiscală a ANAF. Conform procesului verbal întocmit în data de 11 aprilie, organele fiscale au aplicat modificările introduse de lege retroactiv începând cu 1 septembrie 2022 și, prin urmare, au calculat impozit suplimentar în valoare de 62.052 mii RON.

Aplicabilitatea Legii nr. 357/2022 din 1 septembrie 2022 ar putea fi atacată pe motiv de neconstituționalitate având în vedere că articolul nr. 15 din Constituția României prevede că o lege dispune numai pentru viitor. Pe baza argumentului de neconstituționalitate, Societatea va contesta în instanță taxa suplimentară stabilită de organele fiscale. Conducerea apreciază că există argumente puternice pentru castigarea acestui litigiu.

d) Litigiu cu Hidroconstructia SA

Expunere potențială: 98.762 mii RON la 31 decembrie 2022

Reclamant: Hidroconstructia SA

Dosar nr. 12257/3/2022

Hidroconstructia SA a formulat pretenții în suma de 98.762 mii RON constând din profituri nerealizate ca urmare a suspendării de către Hidroelectrica a lucrărilor de construcții aferente proiectului de investiții Făgăraș Hoghiz. De asemenea, Hidroconstructia a solicitat instanței să dispună rezilierea contractului aferent.

În ianuarie 2023, instanța a emis o hotărâre în favoarea Societății, prin care a respins pretențiile Hidroconstructia. Hotărârea poate fi atacată în apel. Pe baza primei hotărâri a primei instanțe, conducerea estimează că litigiul va fi soluționat în favoarea Grupului și, în consecință, nu este probabilă o ieșire de resurse.

e) Arbitraj cu Romelectro S.A.

Expunere potențială: 29.250 mii RON la 31 decembrie 2022 și 43.881 mii RON la 31 decembrie 2021

Reclamant: Romelectro S.A.

Dosar nr. 8/2021, în prezent Dosar nr. 30/2022

Hidroelectrica a depus o cerere de arbitraj pentru suma de 78,7 milioane RON reprezentând penalități pentru lucrări întârziate și dobânzi aferente, plus cheltuieli de judecată, în legătură cu proiectul de investiții Retehnologizare Stejaru.

Romelectro a formulat cereri reconvenționale pentru suma de EUR 8.868 mii EUR, echivalentul a 43.881 mii RON, plus dobânzi, TVA și cheltuieli de judecată aferente. Pretensiile se referă în principal la costurile suportate și la profitul nerealizat de Romelectro din cauza întârzierilor în executarea contractului generate de Hidroelectrica.

În anul 2022, din cauza insolvenței Romelectro, pretensiile Hidroelectrica în suma de 78,7 milioane RON au devenit nule, Hidroelectrica având dreptul de a solicita aceste sume în procedura insolvenței.

În urma constatării nulității pretențiilor Hidroelectrica, a fost deschis dosarul nr. 30/2022, care conține doar pretențiile Romelectro.

În anul 2022, Romelectro și-a redus pretențiile inițiale la suma de 5.827 mii EUR, echivalentul a 29.250 mii RON plus TVA și cheltuieli de judecată. Pretensiile reprezintă în principal costuri suportate de Romelectro, generate de întârzierile atribuibile Hidroelectrica, precum costuri de organizare a santierului, de personal, financiare.

În decembrie 2022, Tribunalul de Arbitraj a solicitat efectuarea unei expertize financiar-contabile de către un expert independent. În prezent, raportul de expertiză este în curs de întocmire, următoarele termene fiind 27 și 28 aprilie 2023.

În baza analizei juridice a contractului între părți și a documentelor aferente proiectului, Grupul susține că întârzierile în executarea proiectului nu sunt atribuibile Hidroelectrica, ci Romelectro, care a propus în mod constant soluții tehnice care nu au fost în conformitate cu contractul.

Pe baza aspectelor prezentate mai sus, conducerea estimează că litigiul va fi soluționat în favoarea Grupului și, în consecință, nu este probabilă o ieșire de resurse.

f) Litigiu cu Hidroconstructia SA

Expunere potențială: 32.832 mii RON la 31 decembrie 2022, 2021 și 2020

Reclamant: Hidroconstructia SA

Dosarele nr. 44443/3/2016 și 11314/3/2021

Hidroconstructia SA pretinde recuperarea costurilor generate de suspendarea lucrărilor de construcții efectuate înaintea intrării în insolvența a Hidroelectrica. Grupul susține că astfel de pretenții nu au temei, având în vedere procesul de insolvență al Hidroelectrica și faptul că reclamanta și-a pierdut dreptul la pretenții, deoarece nu le-a înregistrat în tabelul creditorilor.

În martie 2018, prima instanță a respins pretențiile Hidroconstructia SA. Această hotărâre a fost contestată de Hidroconstructia SA. Grupul a contestat, de asemenea, hotărârea, deoarece prevedea taxe administrative în sarcina Hidroelectrica.

În aprilie 2019, Curtea de Apel a trimis cauza primei instanțe pentru rejudecare. Litigiul a fost redeschis de prima instanță (dosarul nr. 11314/3/2021).

În aprilie 2022, instanța a dispus întocmirea unui raport de expertiză în construcții hidrotehnice și a unui raport de expertiză contabilă de către experți independenți. În prezent, rapoartele de expertiză sunt în curs de întocmire, următorul termen fiind 13 iunie 2023.

Pe baza hotărârii inițiale a primei instanțe, conducerea estimează că litigiul va fi soluționat în favoarea Grupului și, în consecință, nu este probabilă o ieșire de resurse.

g) Litigiu cu Beny Alex S.R.L.

Expunere potențială: 43.570 mii RON la 31 decembrie 2022, 2021 și 2020

Reclamant: Beny Alex SRL

Dosar nr. 36646/3/2018*

Beny Alex SRL pretinde valoarea lucrărilor suplimentare executate în baza acordului de subcontractare încheiat cu Hidroserv (filiala Societății). Prima instanță a respins pretențiile pe motiv de prescripție a dreptului material de acțiune. În 2020, Beny Alex a făcut apel împotriva acestei hotărâri. Apelul a fost

admis de Curtea de control judiciar, care a anulat integral hotărârea inițială a instanței și a retrimis cauza primei instanțe pentru rejudecare.

În decembrie 2022, a fost finalizat un raport de expertiză independent. Pe baza raportului de expertiză, valoarea lucrărilor suplimentare executate este 40.115 mii RON. Hidroelectrica a depus obiecții la raport. În prezent, obiecțiile sunt redactate, următorul termen fiind 5 mai 2023.

Beny Alex a formulat aceleași pretenții împotriva Hidroserv în 2017, ca parte a procedurii de insolvență a Hidroserv. În acest litigiu separat, instanța a respins pretențiile Beny Alex împotriva Hidroserv în 2018, hotărârea fiind definitivă.

În plus, Grupul susține că pretențiile Beny Alex se referă la costuri suportate de reclamant în timpul insolvenței Societății, pentru care Beny Alex nu a făcut nicio cerere de plată în timpul procedurii insolvenței și, în consecință, dreptul Beny Alex de a pretinde plata acestor sume după iesirea Societății din insolvența a expirat. În consecință, conducerea estimează că litigiul va fi soluționat în favoarea Grupului și, în consecință, nu este probabilă o ieșire de resurse.

h) Litigii împotriva Hidroconstructia SA

Expunere potențială: 28.963 mii RON la 31 decembrie 2022, 2021 și 2020

Reclamant: Hidroconstructia SA

Dosar nr. 31451/3/2020

Hidroconstructia SA a formulat pretenții în suma de 28.963 mii RON reprezentând reduceri comerciale acordate Grupului în perioada 2014 – 2019 pentru lucrări de construcții aferente proiectului AHE Siriu-Surduc, precum și indexarea prețului lucrărilor executate în perioada respectivă.

Conform contractului dintre părți, Hidroconstructia a acordat Hidroelectrica reduceri comerciale și au convenit să mențină prețurile fixe atât timp cât Hidroelectrica va asigura finanțarea proiectului.

Hidroconstructia pretinde ca Hidroelectrica nu a asigurat finanțarea proiectului și este îndreptățită să recupereze reducerile comerciale acordate.

În septembrie 2022, expertul independent a emis un raport care a stabilit o datorie potențială între 8.904 mii RON și 31.158 mii RON. Expertul independent nu a analizat dacă Grupul a asigurat sau nu finanțarea proiectului.

Având în vedere că Grupul nu are o datorie față de Hidroconstructia în legătura cu lucrările executate în 2014 – 2019 pentru proiectul AHE Siriu – Surduc, conducerea a evaluat că Hidroelectrica a îndeplinit condițiile pentru asigurarea finanțării proiectului și estimează că litigiul va fi soluționat în favoarea Grupului și, în consecință, nu este probabilă o ieșire de resurse.

La data de 10 aprilie 2023, Curtea a respins cererea Hidroconstructia, aceasta decizie poate fi contestată.

30.2 Cadrul legislativ fiscal

Controalele fiscale sunt frecvente în România, constând din verificări amănunțite ale registrelor contabile ale contribuabililor. Astfel de controale au loc uneori după luni sau chiar ani de la stabilirea datoriilor fiscale. În consecință, societățile ar putea datora impozite și amenzi semnificative. În plus, legislația fiscală este supusă unor modificări frecvente, iar autoritățile manifestă de multe ori inconsecvențe în interpretarea legislației.

Declarațiile fiscale pot face obiectul revizuirii și corecțiilor de autoritățile fiscale, în general pentru o perioadă de cinci ani după ce au fost depuse la autoritățile fiscale.

Autoritățile fiscale române au efectuat controale fiscale cu privire la impozitul pe profit și taxa pe valoare adăugată ale Hidroelectrica până la 20 iunie 2012, iar cu privire la impozitul pe profit și taxa pe valoare adăugată ale Hidroserv până la 31 decembrie 2014. Nu au fost efectuate controale fiscale la Crucea Wind Farm și Hidroelectrica Wind Services.

Conducerea consideră că au fost recunoscute rezerve adecvate în situațiile financiare consolidate pentru toate datoriile fiscale semnificative; cu toate acestea, persistă riscul ca autoritățile fiscale să aibă poziții diferite.

30.3 Obligații de dezafectare

După cum este descris în Nota 4 a4), Grupul a identificat obligații de dezafectare în legătură cu facilitățile sale hidroenergetice. Conducerea estimează că, exceptând activele abandonate sau trecute în post-utilizare în urma deciziilor conducerii și cu excepția parcului eolian, pentru care sunt recunoscute provizioane de

dezafectare (a se vedea Notele 20 și 26), apariția unor evenimente care ar necesita abandonarea sau trecerea în post-utilizare a altor active din domeniul public sau a hidrocentralor deținute de Grup până la sfârșitul contractului de concesiune (31 de ani de la 31 decembrie 2022) este improbabilă, având în vedere durata de viață utilă îndelungată a barajelor, care poate fi extinsă semnificativ peste 100 de ani prin mentenanța și modernizări.

31. PĂRȚI AFILIATE

a) Entitatea care controlează în ultimă instanță

Acționarii Societății sunt statul român, reprezentat de Ministerul Energiei, cu o participație de 80,0561%, și Fondul Proprietatea SA cu o participație de 19,9439% la 31 decembrie 2022.

b) Tranzacții cu personalul-cheie din conducere

Personalul-cheie din conducere include membrii Directoratului și ai Consiliului de Supraveghere.

Remunerația Directoratului	2022	2021	2020
Cheltuieli recunoscute în cursul anului			
Componenta fixă.....	2.343	2.325	2.343
Componenta variabilă.....	8.201	8.201	8.201
Reversarea excedentului recunoscut în anul precedent.....	—	(3.053)	—
Total.....	10.544	7.473	10.544
Plăți efectuate în cursul anului	2022	2021	2020
Componenta fixă.....	2.343	2.325	2.343
Componenta variabilă (pentru anul precedent).....	8.201	5.148	4.167
Total.....	10.544	7.473	6.510

Directoratul include 5 directori numiți pe o perioadă de 4 ani.

Remuneratia directorilor executivi constă în: o indemnizație fixă lunară care nu poate depăși de șase ori media salariului mediu brut lunar pe ultimele 12 luni înainte de numire publicat de Institutul Național de Statistică (INS) pentru codul de activitate al Societății (CAEN) conform clasificării activităților din economia națională, și o componentă variabilă calculată pe baza indicatorilor de performanță financiari și nefinanciari, negociați și aprobați de adunarea generală a acționarilor.

Indicatorii de performanță financiari și nefinanciari pe baza cărora este determinată componenta variabilă includ:

- Indicatori financiari: cifra de afaceri, marja EBITDA ajustată, profitul brut, lichiditate curentă, rata de îndatorare; plăți restante la bugetul de stat;
- Indicatori operaționali: gradul de realizare a planului de investiții, gradul de realizare a planului de mentenanță, disponibilitatea hidroagregatelor;
- Indicatori privind serviciile prestate: gradul de realizare a serviciilor de sistem și gradul de îndeplinire a obligațiilor de furnizare/vânzare a energiei electrice;
- Indicatori privind guvernarea corporativă: elaborarea la timp a bugetului de venituri și cheltuieli; stabilirea de politici pentru management și monitorizare a riscurilor și implementarea sistemului de control intern.

Componenta variabilă a remunerației Directoratului aprobată prin hotărâre a acționarilor în 2019 este limitată la de 3,5 ori indemnizația fixă lunară. Suma maximă a componentei variabile pentru toți membrii Directoratului este 8.201 mii RON. Componenta variabilă nu este condiționată de serviciile viitoare.

Grupul a recunoscut o datorie estimată pentru componenta variabilă a remunerației Directoratului în suma de 8.201 mii RON la 31 decembrie 2022 (31 decembrie 2021: 8.201 mii RON, 31 decembrie 2020: 8.201 mii RON; 1 ianuarie 2020: 4.101 mii RON).

Societatea nu are obligații contractuale privind pensii pentru foștii directori.

Remunerația Consiliului de Supraveghere

	2022	2021	2020
Cheltuieli recunoscute în cursul anului			
Componenta fixă.....	890	921	890
Componenta variabilă.....	1.038	1.038	1.038
Reversarea excedentului recunoscut în anul precedent	(148)	(148)	(233)
Total.....	1.780	1.810	1.695
Plăți efectuate în cursul anului			
Componenta fixă.....	890	920	890
Componenta variabilă (pentru anul precedent).....	890	890	805
Total.....	1.780	1.810	1.695

Consiliul de Supraveghere este format din 7 membri numiți pe o perioadă de 4 ani.

Remuneratia membrilor Consiliului de Supraveghere a fost aprobata prin hotărârea acționarilor în anul 2019. Conform acestei hotarari, remunerația membrilor Consiliului de Supraveghere constă dintr-o indemnizație fixa lunara, limitata la de două ori media salariul mediu brut lunar pe ultimele 12 luni înainte de numire publicat de Institutul Național de Statistică pentru codul de activitate al Societății (CAEN) conform clasificării activităților din economia națională. Componenta variabilă este limitată la de 12 ori indemnizația fixa lunara. Indicatorii financiari si nefinanciari pe baza cărora se determina remunerația variabila pentru membrii Consiliului de Supraveghere sunt aceiași ca si pentru Directorat.

Grupul a recunoscut o datorie estimata pentru componenta variabilă a remunerației Consiliului de Supraveghere în suma de 1.038 mii RON la 31 decembrie 2022 (31 decembrie 2021: 1.038 mii RON, 31 decembrie 2020: 1.038 mii RON; 1 ianuarie 2020: 1.635 mii RON).

Nu au fost acordate împrumuturi membrilor Consiliului de Supraveghere sau ai Directoratului în 2022, 2021 și 2020. Nu au fost acordate / primite garanții catre / de la membrii Consiliului de Supraveghere sau ai Directoratului.

c) Tranzacții cu alte societăți în care statul detine control sau influență semnificativă

În cursul normal al activității, Grupul are tranzacții cu alte entități în care statul detine control sau influență semnificativă, referitoare în principal de taxa pe apa uzinata, achiziția de energie electrică, servicii de transport și de sistem și vânzare de energie electrică, după cum urmează:

Furnizor	Achiziții (fără TVA) 2022	Datorii (cu TVA) 31 decembrie 2022
Administrația Națională Apele Romane.....	436.700	78.625
Transelectrica (operatorul sistemului de energie electrica din Romania).....	452.299	70.417
OPCOM (operatorul pietei de energie electrica din Romania).....	368.245	85
SN Nuclearelectrica SA	185.197	(41.256)
Distribuție Energie Electrica România	111.807	14.902
Altii.....	17.442	1.529
Total.....	1.571.690	124.302

Furnizor	Achiziții (fără TVA) 2021	Datorii (cu TVA) 31 decembrie 2021
Administrația Națională Apele Romane	524.275	71.671
Transelectrica (operatorul sistemului de energie electrica din Romania)	128.822	24.931
OPCOM (operatorul pietei de energie electrica din Romania).....	10,410	572
Hidroconstructia	23.524	13.215
Altii.....	20.544	2.386
Total	707.575	112.775

Furnizor	Achiziții (fără TVA) 2020	Datorii (cu TVA) 31 decembrie 2020
Administrația Națională Apele Romane	299.242	53.848
Transelectrica.....	68.680	9.516
Altele	21.829	1.388
Total	389.751	64.752

Furnizor	Datorii (cu TVA) 1 ianuarie 2020
Administrația Națională Apele Romane.....	43.369
Transelectrica (operatorul sistemului de energie electrica din Romania).....	7.181
Altii	837
Total.....	51.387

Client	Vânzări	Creante,	Pierdere din	Creanțe,
	(fără TVA)	valoare	depreciere	valoare netă
	2022	brută (cu TVA)		(cu TVA)
	31 decembrie 2022			
Transelectrica (operatorul sistemului de energie electrica din Romania).....	2.063.761	276.208	—	276.208
Electrica Furnizare	518.952	42.420	—	42.420
OPCOM (operatorul pietei de energie electrica din Romania)	1.233.993	2.821	—	2.821
E.ON Energie Romania	305.686	27.343	—	27.343
Engie România.....	143.877	6.539	—	6.539
Distributie Energie Electrica Romania	78.198	73	(16)	57
Romaero	3.439	7.502	(7.502)	—
Metrorex	7.753	8.024	(7.819)	205
Altii	178.243	155.019	(15.671)	139.348
Total.....	4.533.902	525.949	(31.008)	494.941

Alti clienti includ in principal institutii publice, autoritati locale si institutii de invatamant publice catre care Societatea a furnizat energie electrica in anul 2022.

Client	Vânzări	Creante,	Pierdere din	Creanțe,
	(fără TVA)	valoare	depreciere	valoare netă
	2021	brută (cu TVA)		(cu TVA)
	31 decembrie 2021			
Transelectrica (operatorul sistemului de energie electrica din Romania).....	1.468.065	336.422	—	336.422
Electrica Furnizare	197.642	14.279	—	14.279
OPCOM (operatorul pietei de energie electrica din Romania)	1.267.616	486	—	486
E.ON Energie Romania	151.198	10.412	—	10.412
STB București.....	53.489	10.684	—	10.684
Metrorex	43.531	16.723	—	16.723
Engie România.....	368.664	2.594	—	2.594
Altii	14.475	7.981	—	7.981
Total.....	3.564.680	399.581	—	399.581

Client	Vânzări (fără TVA)	Creante, valoare brută (cu TVA)	Pierdere din depreciere	Creanțe, valoare netă (cu TVA)
	2020	31 decembrie 2020		
Transelectrica (operatorul sistemului de energie electrica din Romania).....	561.203	73.621	—	73.621
Electrica Furnizare	453.485	34.424	—	34.424
OPCOM (operatorul pietei de energie electrica din Romania)	392.862	8	—	8
E.ON Energie Romania	137.136	12.019	—	12.019
STB București	40.249	30.085	—	30.085
Metrorex	35.236	—	—	—
Altii	21.958	18.579	—	18.579
Total	1.642.128	168.736	—	168.736

Client	Creante, valoare brută (cu TVA)	Pierdere din depreciere	Creanțe, valoare netă (cu TVA)
	1 ianuarie 2020		
Transelectrica (operatorul sistemului de energie electrica din Romania).....	88.916	—	88.916
Electrica Furnizare	24.408	—	24.408
OPCOM (operatorul pietei de energie electrica din Romania)	—	—	—
Engie România.....	15.374	—	15.374
E.ON Energie Romania	8.550	—	8.550
STB București	21.771	—	21.771
Metrorex	30.652	—	30.652
Altii.....	2.679	—	2.679
Total	192.350	—	192.350

32. TRANZIȚIA LA IFRS-UE

Politicile contabile descrise în Nota 6 au fost aplicate la întocmirea situațiilor financiare pentru anii încheiați la 31 decembrie 2022, 31 decembrie 2021 și 31 decembrie 2020 și la întocmirea unei situații a poziției financiare IFRS de deschidere la 1 ianuarie 2020 (data tranziției).

La întocmirea situației poziției financiare de deschidere în conformitate cu IFRS-UE, Grupul a ajustat sumele raportate anterior în situațiile financiare întocmite în conformitate cu Ordinul Ministrului Finanțelor Publice nr. 2844/2016 – principiile contabile generale („GAAP”) anterioare. O explicație a modului în care tranziția de la GAAP anterioare la IFRS-UE a afectat poziția financiară și performanța financiară ale Grupului este prezentată în tabelele următoare și în notele care însoțesc tabelele.

Reconcilierea capitalurilor proprii

	Notă	Efectele evenimentelor ulterioare și erorilor contabile			Efectul tranziției la IFRS-EU	IFRS-UE
		GAAP anterioare				
1 ianuarie 2020						
Active						
Active imobilizate						
Imobilizări corporale.....	A,B(i)	14.695.507	(263.492)	—	—	14.432.015
Imobilizări necorporale.....		3.442	—	—	—	3.442
Numerar restricționat.....		10.257	—	—	—	10.257
Alte active imobilizate.....		216.776	—	—	—	216.776
Total active imobilizate		14.925.982	(263.492)	—	—	14.662.490
Active circulante						
Stocuri.....	B (ii)	70.883	(22.873)	—	—	48.010
Creanțe comerciale	B(vi)	327.536	(21.500)	—	—	306.036
Investiții pe termen scurt.....		1.736.855	—	—	—	1.736.855
Numerar și echivalente de numerar		222.976	—	—	—	222.976
Alte active circulante.....	A	8.196	17.618	—	—	25.814
Total active circulante		2.366.446	(26.755)	—	—	2.339.691
Total active		17.292.428	(290.247)	—	—	17.002.181
Capitaluri proprii						
Capital social	C (ii)	4.482.394	—	1.028.871	—	5.511.265
Ajustarea la inflație a capitalului social.....	C (ii)	1.028.871	—	(1.028.871)	—	—
Patrimoniul public	C (iii)	39.619	—	(39.619)	—	—
Rezervă din reevaluare		6.458.436	—	—	—	6.458.436
Alte rezerve.....		687.947	—	—	—	687.947
Rezultat reportat.....	A,B(vii)	2.398.101	(69.987)	—	—	2.328.113
Total capitaluri proprii		15.095.368	(69.987)	(39.619)	—	14.985.761
Datorii						
Datorii pe termen lung						
Împrumuturi bancare		26.446	—	—	—	26.446
Datorii aferente contractelor de leasing		14.530	—	—	—	14.530
Venituri înregistrate în avans.....	C (iii)	155.795	—	39.619	—	195.414
	A,					
	B(i),(ii),					
Datorii privind impozitul amânat.....	(v),(vi)	708.992	(358.643)	—	—	350.349
Beneficiile angajaților.....		101.207	—	—	—	101.207
Provizioane	A(iii)	582.561	16.799	—	—	599.360
Datorii comerciale.....		13.738	—	—	—	13.738
Alte datorii.....		14.096	—	—	—	14.096
Total datorii pe termen lung		1.617.365	(341.844)	39.619	—	1.315.140
Datorii curente						
Împrumuturi bancare		43.561	—	—	—	43.561
Datorii aferente contractelor de leasing		5.065	—	—	—	5.065
Datorii comerciale.....		161.426	—	—	—	161.426
Datorii aferente contractelor cu clientii.....	A(iv)	—	31.460	—	—	31.460
Datorii privind impozitul pe profit curent.....		181.676	—	—	—	181.676
Venituri înregistrate în avans.....	A(iv)	36.998	(31.460)	—	—	5.538
Beneficiile angajaților.....	B,C(iv)	32.019	12.101	24.940	—	69.060
Provizioane	B,C(iv)	98.756	109.483	(24.940)	—	183.300
Alte datorii.....		20.194	—	—	—	20.194
Total datorii curente.....		579.695	121.584	—	—	701.280
Total datorii.....		2.197.060	(220.260)	39.619	—	2.016.420
Total capitaluri proprii și datorii.....		17.292.428	(290.247)	—	—	17.002.181

	GAAP anterioare	Efectele evenimentelor ulterioare și erorilor contabile	Efectul tranziției la IFRS-EU	IFRS-UE
Active				
Active imobilizate				
Imobilizări corporale.....	19.486.017	—	35.346	19.521.363
Imobilizări necorporale.....	41.596	—	(35.346)	6.250
Numerar restricționat	101.057	—	—	101.057
Alte investiții	351.338	—	—	351.338
Alte active imobilizate.....	218.236	—	—	218.236
Total active imobilizate.....	20.198.244	—	—	20.198.244
Active circulante				
Stocuri.....	72.433	—	—	72.433
Creanțe comerciale	1.350.677	—	—	1.350.677
Alte investiții	3.034.745	—	—	3.034.745
Numerar și echivalente de numerar	660.734	—	—	660.734
Alte active circulante.....	115.400	—	—	115.400
Total active circulante	5.233.989	—	—	5.233.989
Total active	25.432.233	—	—	25.432.233
Capitaluri proprii				
Capital social	4.484.594	—	1.028.872	5.513.466
Ajustarea la inflație a capitalului social	1.028.872	—	(1.028.872)	—
Patrimoniul public	45.324	—	(45.324)	—
Rezervă din reevaluare	11.084.018	(62.683)	—	11.021.335
Alte rezerve.....	1.023.188	—	—	1.023.188
Rezultat reportat.....	3.966.177	62.683	—	4.028.861
Total capitaluri proprii.....	21.632.173	—	(45.324)	21.586.850
Datorii				
Datorii pe termen lung				
Împrumuturi bancare.....	390.491	—	—	390.491
Datorii aferente contractelor de leasing	7.567	—	—	7.567
Venituri înregistrate în avans.....	136.198	—	45.324	181.522
Datorii privind impozitul amânat	1.315.946	—	—	1.315.946
Beneficiile angajaților	121.840	—	—	121.840
Provizioane	817.089	—	—	817.089
Datorii comerciale.....	428	—	—	428
Alte datorii	5.765	—	—	5.765
Total datorii pe termen lung	2.795.324	—	45.324	2.840.648
Datorii curente				
Împrumuturi bancare.....	94.001	—	—	94.001
Datorii aferente contractelor de leasing	7.834	—	—	7.834
Datorii comerciale.....	282.996	—	—	282.996
Datorii aferente contractelor cu clientii.....	84.684	—	—	84.684
Datorii privind impozitul pe profit curent.....	171.978	—	—	171.978
Venituri înregistrate în avans.....	5.696	—	—	5.696
Beneficiile angajaților	71.047	—	34.798	105.845
Provizioane	156.558	—	(34.798)	121.760
Taxa pentru producătorii de energie electrică	91.370	—	—	91.370
Alte datorii curente.....	38.571	—	—	38.571
Total datorii curente.....	1.004.735	—	—	1.004.735
Total datorii.....	3.800.059	—	45.324	3.845.383
Total capitaluri proprii și datorii.....	25.432.233	—	—	25.432.233

Reconcilierea rezultatului global

	GAAP anterioare	Efectele evenimentelor ulterioare și erorilor contabile	Efectul tranziției la IFRS-EU	IFRS-UE
Anul încheiat la 31 decembrie 2022				
Venituri.....	9.451.955	—	—	9.451.955
Alte venituri din exploatare.....	66.812	(20.563)	—	46.249
Apă uzată.....	(450.963)	—	—	(450.963)
Cheltuieli cu beneficiile angajaților.....	(626.049)	—	(4.674)	(630.723)
Transport și distribuți de energie electrică.....	(498.055)	—	—	(498.055)
Energie electrică achiziționată.....	(697.142)	—	—	(697.142)
Cheltuieli cu certificatele verzi.....	(183.171)	—	—	(183.171)
Amortizarea imobilizărilor corporale și necorporale.....	(772.150)	—	—	(772.150)
Pierderi din deprecierea imobilizărilor corporale.....	(145.863)	121.994	—	(23.869)
Pierderi din deprecierea creanțelor comerciale.....	(42.627)	(834)	—	(43.461)
Reparații, întreținere, materiale și consumabile.....	(82.337)	—	—	(82.337)
Taxa pentru producătorii de energie electrică.....	(671.739)	—	—	(671.739)
Alte cheltuieli de exploatare.....	(337.715)	96.798	4.674	(236.243)
Profit din exploatare.....	5.010.956	197.395	—	5.208.351
Venituri financiare.....	247.196	—	—	247.196
Cheltuieli financiare.....	(38.111)	—	—	(38.111)
Rezultat financiar net.....	209.085	—	—	209.085
Profit înainte de impozitare.....	5.220.041	197.395	—	5.417.436
Cheltuieli cu impozitul pe profit.....	(758.866)	(194.570)	—	(953.436)
Profit net.....	4.461.175	2.825	—	4.464.000
Alte elemente ale rezultatului global				
Reevaluarea imobilizărilor corporale, net de impozit.....	1.777.815	—	—	1.777.815
Modificări ale obligațiilor privind beneficiile angajaților, net de impozit.....	(7.536)	—	—	(7.536)
Alte elemente ale rezultatului global.....	1.770.279	—	—	1.770.279
Rezultat global total.....	6.231.453	2.825	—	6.234.279

Note la reconciliere

(A) Efectul evenimentelor ulterioare

Efectul evenimentelor ulterioare care au avut loc până la data autorizării acestor situații financiare consolidate este sumarizat mai jos:

	1 ianuarie 2020	31 decembrie 2022
Situația consolidată a rezultatului global		
(e) Diminuarea / (Creșterea) altor cheltuieli de exploatare		40.813
(e) Diminuarea / (Creșterea) cheltuielii cu impozitul pe profit		(6.530)
(Diminuarea) / Creșterea rezultatului global total		34.283
Situația consolidată a poziției financiare		
(b) Imobilizări corporale	56.367	—
(d) Alte active circulante	17.618	—
(a) Provizioane	111.540	—
Datorii privind impozitul amânat	(10.764)	—
(c) Beneficiile angajaților	10.043	—
Diminuarea rezultatului reportat	(36.834)	—

Principalele evenimente ulterioare și impactul aferent sunt sumarizate mai jos:

- Finalizarea litigiilor cu Andritz și Voith în 2021 pentru care au fost recunoscute provizioane în suma de 83.910 mii RON și efectul fiscal aferent la data tranziției, deoarece condițiile care au determinat pierderea litigiilor au existat și la 1 ianuarie 2020.
- Despăgubirile stabilite în cadrul litigiului și plătite de Grup au fost recunoscute în aceste situații financiare în corespondența cu imobilizările corporale, deoarece acestea reprezintă costul lucrărilor prestate de furnizori și al echipamentelor livrate în legătură cu proiectele CAPEX. Despăgubirile reprezentând dobânzi de întârziere la plată au fost recunoscute în cheltuieli financiare.
- Finalizarea unei serii de litigii cu angajații Grupului în 2020 pentru plata orelor suplimentare suportate în 2019, pentru care datoriile privind beneficiile angajaților în suma de 10.043 mii RON și efectul fiscal aferent au fost recunoscute în GAAP anterioare în 2020, iar în aceste situații financiare au fost ajustate la 1 ianuarie 2020.
- Ajustarea de 17.618 mii RON înregistrată în anul 2020 în GAAP anterioare pentru contribuția datorată autorității de reglementare din sectorul energetic aferentă exercițiului financiar 2019, care a fost recunoscută în aceste situații financiare la 1 ianuarie 2020.
- În 2022, Romelectro a inițiat un nou litigiu împotriva Grupului, pretinzând despăgubiri pentru costurile suportate în legătură cu proiectul de investiții Bumbesti Livezeni începând cu 2018 până în prezent (în perioada în care lucrările la proiecte au fost suspendate din cauza anulării autorizațiilor). Grupul considera ca este probabila o iesire de numerar în legătura cu acest litigiu și, în consecință, a fost recunoscut un provizion în suma de 27.630 mii RON și efectul fiscal aferent la data tranziției, deoarece condițiile pe baza cărora a fost estimată iesirea de numerar existau de asemenea la 1 ianuarie 2020.

(B) Efectul erorilor contabile

(i) Deprecierea imobilizărilor corporale

În 2022, Grupul a identificat că, în teste sale de depreciere la 31 decembrie 2019, 2020 și 2021, costul de finalizare pentru investiția Siriu Surduc a fost subevaluat cu 121 milioane RON. Ca urmare, o depreciere suplimentară în suma de 115.283 mii RON a fost înregistrată la 1 ianuarie 2020 (înregistrată ulterior în GAAP statutare).

În 2022, Grupul a identificat că în GAAP anterioare pentru anul încheiat la 31 decembrie 2021 a înregistrat în cheltuieli de exploatare despăgubiri plătite către furnizorii de imobilizări în baza hotărârilor judecătorești finalizate în 2021 pentru lucrări efectuate în suma de 62.684 mii RON. În aceste situații financiare, Grupul a corectat aceste înregistrări pe seama imobilizărilor corporale de la 1 ianuarie 2020.

Grupul a identificat că, în testul de depreciere la 31 decembrie 2019, proiectul Rastolita a inclus două etape, fiecare cu capacitatea de producție proprie, deși conducerea Grupului a decis în 2019 că doar una dintre etape va fi finalizată. Ca urmare, o depreciere suplimentară în suma de 193.023 mii RON a fost înregistrată la 1 ianuarie 2020 (înregistrată ulterior în GAAP statutare).

	<u>1 ianuarie 2020</u>	<u>31 decembrie 2022</u>
Situația consolidată a rezultatului global		
Diminuarea/ (Creșterea) pierderilor din deprecierea imobilizărilor corporale		121.994
(Diminuarea)/ Creșterea reevaluării imobilizărilor corporale, net de impozit		(62.684)
(Diminuare)/ Creșterea rezultatului global total.....		59.310
Situația consolidată a poziției financiare		
Imobilizări corporale	(316.203)	—
Rezervă din reevaluare.....	—	(62.684)
Diminuarea rezultatului reportat	(316.203)	(62.684)

(ii) Reducerea valorii stocurilor învechite

Grupul a efectuat analiza uzurii stocurilor la 1 ianuarie 2020 și a înregistrat reducerea valorii acestora după cum urmează:

	<u>1 ianuarie 2020</u>	<u>31 decembrie 2022</u>
Situația consolidată a poziției financiare		
Stocuri.....	(26.529)	—
Datorii privind impozitul amânat.....	(4.245)	—
Diminuarea rezultatului reportat	(22.284)	—

(iii) Provizioane de dezafectare

Grupul a identificat că la 31 decembrie 2019 nu a calculat și înregistrat corect provizionul de dezafectare.

	<u>1 ianuarie 2020</u>	<u>31 decembrie 2022</u>
Situația consolidată a rezultatului global		
Diminuarea/ (Creșterea) altor cheltuieli de exploatare		58.077
Diminuarea/ (Creșterea) cheltuielilor cu impozitul pe profit		(9.292)
(Diminuarea)/ Creșterea rezultatului global total.....		48.785
Situația consolidată a poziției financiare		
Provizioane	16.799	—
Datorii privind impozitul amânat.....	(2.688)	—
Diminuarea rezultatului reportat	(14.111)	—

(iv) Datorii aferente contractelor cu clientii

Conform GAAP anterioare, la 1 ianuarie 2020 Grupul a prezentat plățile în avans de la clienți pentru obligații contractuale viitoare pentru livrarea energiei electrice în Venituri în avans în loc de Datorii aferente contractelor cu clientii.

	1 ianuarie 2020
Situația consolidată a poziției financiare	
Datorii aferente contractelor cu clientii	31.460
Venituri în avans.....	(31.460)
Diminuarea rezultatului reportat.....	—

(v) Cheltuiala cu impozitul pe profit

Conform GAAP anterioare, la 1 ianuarie 2020 Grupul nu a recunoscut creanțe privind impozitul amânat în legătura cu pierderile fiscale reportate ale filialei Hidroserv la data combinării de întreprinderi, deși, pe baza profitului impozabil viitor previzionat, Hidroserv ar fi putut utiliza pierderile fiscale reportate. De asemenea, Grupul a identificat că, la 1 ianuarie 2020 a omis anumite diferențe temporare deductibile din calculul impozitului amânat.

	1 ianuarie 2020	31 decembrie 2022
Situația consolidată a rezultatului global		
Diminuarea/ (Creșterea) cheltuielii cu impozitul pe profit.....		(178.881)
(Diminuarea)/ Creșterea rezultatului global total.....		(178.881)
Situația consolidată a poziției financiare		
Datorii privind impozitul amânat.....	(337.507)	—
Creșterea rezultatului reportat	337.507	—

(vi) Pierderi din credit preconizate

Conform GAAP anterioare, la 31 decembrie 2019 Grupul nu a calculat și înregistrat pierderile din credite preconizate pentru creanțele comerciale în conformitate cu IFRS 9.

	1 ianuarie 2020	31 decembrie 2022
Situația consolidată a rezultatului global		
Diminuarea/ (Creșterea) pierderii din deprecierea creanțelor comerciale și a altor creanțe		(834)
Diminuarea/ (Creșterea) cheltuielii cu impozitul pe profit.....		133
(Diminuarea)/ Creșterea rezultatului global total.....		(701)
Situația consolidată a poziției financiare		
Creanțe comerciale.....	(21.500)	—
Datorii privind impozitul amânat.....	(3.440)	—
(Diminuarea)/ creșterea rezultatului reportat	(18.060)	—

(vii) Impactul total asupra rezultatului reportat

		1 ianuarie 2020	31 decembrie 2022
Situația consolidată a poziției financiare			
Deprecierea imobilizărilor corporale.....	B(i)	(316.203)	(62.683)
Ajustarea valorii stocurilor.....	B I(ii)	(22.284)	—
Provizioane de dezafectare.....	B(iii)	(14.111)	—
Cheltuieli cu impozitul pe profit.....	B(v)	337.507	—
Pierderi din credit preconizate	B(vi)	(18.060)	—
(Diminuarea)/ creșterea rezultatului reportat		(33.152)	(62.683)

(C) Efectul tranziției la IFRS-UE

(i) Clasificarea activelor reprezentând racordarea capacităților de producere a energiei electrice la rețeaua electrică

Conform GAAP anterioare, taxa plătită pentru racordarea capacităților de producere a energiei electrice la rețeaua electrică este clasificată la imobilizări necorporale. În situațiile financiare IFRS-UE, aceste elemente sunt clasificate la imobilizări corporale.

	1 ianuarie 2020	31 decembrie 2022
Situația consolidată a poziției financiare		
Imobilizări corporale	—	35.346
Imobilizări necorporale	—	(35.346)
Ajustări ale rezultatului reportat	—	—

(ii) Prezentarea ajustărilor conform IAS 29

Conform GAAP anterioare, ajustările care rezultă din adoptarea IAS 29 *Raportarea financiară în economiile hiperinflaționiste* sunt prezentate în situația poziției financiare ca un element separat de capitaluri proprii. În situațiile financiare IFRS-UE, ajustările capitalului social conform IAS 29 sunt prezentate în capital social.

	1 ianuarie 2020	31 decembrie 2022
Situația consolidată a poziției financiare		
Capital social	1.028.871	1.028.871
Ajustări rezultate din adoptarea IAS 29	(1.028.871)	(1.028.871)
Ajustări ale rezultatului reportat	—	—

(iii) Prezentarea aportului în numerar din partea statului pentru construcția de active

Conform GAAP anterioare, contribuția în numerar primită de la stat pentru construirea activelor din domeniul public (ex. anumite tipuri de active, cum ar fi barajele, care vor fi transferate statului la sfârșitul duratei lor de viață economică) sunt prezentate în situația poziției financiare ca un element de capitaluri proprii în „Patrimoniul public”. În situațiile financiare IFRS-UE, astfel de contribuții în numerar primite de la stat sunt prezentate în situația poziției financiare în Venituri în avans.

	1 ianuarie 2020	31 decembrie 2022
Situația consolidată a poziției financiare		
Patrimoniul public	(39.619)	(45.324)
Venituri în avans	39.619	45.324
Ajustări ale rezultatului reportat	—	—

(iv) Prezentarea obligațiilor privind bonusurile angajaților și concediile neefectuate

În cadrul GAAP anterioare, Grupul a prezentat obligațiile privind bonusurile angajaților și concediile neefectuate în provizioane. În situațiile financiare IFRS-UE, aceste obligații sunt clasificate în datorii privind beneficiile angajaților.

	1 ianuarie 2020	31 decembrie 2022
Situația consolidată a poziției financiare		
Provizioane	(26.996)	34.798
Beneficiile angajaților	26.996	(34.798)
Ajustarea rezultatului reportat	—	—

33. EVENIMENTE ULTERIOARE

Achiziția liniilor de business ale UCM Resita

În 22 februarie 2023, Grupul a fost declarat castigator al procedurii de vânzare a liniilor de business ABC și platforma Calnicel, care erau în proprietatea UCM Resita SA. Grupul și UCM Resita SA nu au semnat încă acordul de vânzare-cumpărare. Valoarea tranzacției este de 67.879 mii RON. Acesta este așteptat să fie semnat în prima jumătate a anului 2023.

Asociere în participatie

În 15 martie 2023, Adunarea Generală a Acționarilor a aprobat acordul de asociere în participatie între Societate și Abu Dhabi Future Energy Company PJSC Masdar. Scopul acestei asocieri în participatie este de a dezvolta, investi, construi și exploata proiecte de energie din surse regenerabile în România.

Asocierea în participatie se va concentra pe proiecte și investiții exclusiv din următoarele categorii de tehnologie: proiecte fotovoltaice pe baza de panouri flotante și proiecte eoliene offshore – fixe și flotante.

Asocierea în participatie va fi înființată în București, România, în conformitate cu regulile și relementările din România sub forma unei societăți cu răspundere limitată sau societate pe acțiuni. Fiecare parte va avea o deținere de 50% în asocierea în participatie.

Numirea unui nou Consiliu de Supraveghere

În 28 martie 2023, Adunarea Generală a Acționarilor a aprobat numirea unui nou Consiliu de Supraveghere începând cu 29 martie 2023 pentru o perioadă de 4 ani până la 28 martie 2027. Noul Consiliu de Supraveghere include 4 membri din Consiliul de Supraveghere anterior.

Directoratul

Membri actuali ai Directoratului au fost numiți în iunie 2019 pentru o perioadă care se încheie la 10 iunie 2023. În data de 6 aprilie 2023, Consiliul de Supraveghere a aprobat încetarea cu acordul partilor a contractelor de mandat ale membrilor Directoratului și a aprobat numirea aceluiași persoane ca membri

interimari ai Directoratului cu o durata a mandatului de 4 luni sau pana la desemnarea unor noi membri ai Directoratului selectati conform OUG 109/2011.

Majorarea capitalului social

In 27 martie 2023, Adunarea Generala a Actionarilor a aprobat majorarea capitalului social cu 13.431 mii RON, din care 10.752 mii RON aport in natura al Ministerului Energiei constand din terenuri si 2.679 mii RON in aport in numerar, pentru care Fondul Proprietatea are drept de subscriere.



Bogdan BADEA
Președinte Directorat



Marian BRATU
Membru Directorat



Andrei GERA
Membru Directorat



Cristian VLADOLANU
Membru Directorat



Răzvan PATALIU
Membru Directorat



Marian FETITA
Manager Departament Contabilitate



Gabriela VASILESCU
Șef Serviciu Raportari Financiare, Buget