



Raport de analiza Hidroelectrica – initiere acoperire

Sumar:

- Hidroelectrica este cel mai mare producator de energie din Romania, cu o cota de piata anuala de circa 30%, produsa integral din surse regenerabile.
- Compania urmareste sa se extinda si catre surse verzi alternative, dar si pe piata de furnizare a energiei.
- Factorul de capacitate este sub cel din sectorul nuclear, dar peste cel al altor tehnologii bazate pe surse regenerabile.
- Strategia de investitii a companiei este una ambitioasa, insa se bazeaza in mare masura pe proiecte hidroenergetice inechitate, blocate in diverse stadii de executie, in cele mai multe cazuri de problemele de mediu.
- Costul mic de productie face ca marjele sa fie unele foarte mari in mod traditional, iar cresterea pretului energiei electrice a dus profitul la un maxim istoric. Re-reglementarea pietei energiei va mai reduce aceste marje, insa profitul va ramane destul de mare si in aceste conditii.
- Evaluarea a fost realizata prin doua metode, rezultatele lor fiind destul de apropiate. Masurile recente ale Guvernului referitoare la pretul de vanzare al energiei electrice fac ca estimarile sa aiba o marja de eroare mai mare, data de lipsa de predictibilitate care vine la pachet cu aceste masuri.

Valoare intrinseca
estimata
(RON/actiune)

113,2234

Valoare estimata
companie (mil. RON)

50.877,71

Departamentul Analiza
+4021.321.40.90
analiza@primet.ro

Acest raport nu este o recomandare de investitii. Valoarea estimata nu este un pret tinta pe care ne asteptam sa-l atinga actiunea emitentului, ci doar o valoare intrinseca, dependenta de confirmarea ipotezelor detaliate in raport. Raportul reprezinta o informatie generala si nu se substituie serviciilor de consultanta de investitii.

Prezentarea companiei

Hidroelectrica a fost infiintata in anul 1998, initial ca filiala a holdingului CONEL, desprins la randul sau din RENEL. In anul 2000 a devenit companie de sine statatoare, cu capital 100% de stat, iar in decembrie 2005 aproape 20% din actiuni au fost transferate catre Fondul Proprietatea, infiintat pentru despagubirea proprietarilor imobilelor nationalizate abuziv de regimul comunist si pentru care nu mai era posibila restituirea in natura.

In momentul de fata Hidroelectrica este cel mai mare producator de energie electrica din Romania, cu o pondere de circa 30% in productia totala de energie a tarii in anii obisnuiti. La 31 decembrie 2021 compania exploata 187 de capacitati de productie cu o putere instalata totala de 6,37 GW, in timp ce productia efectiva pe parcursul anului trecut a fost de 16,9 TWh. Toate centralele mari operate in momentul de fata de Hidroelectrica au fost construite in perioada comunista, insa mai multe dintre acestea au fost modernizate ulterior, in cele mai multe cazuri fiind marita si capacitatea de productie.

De departe cea mai mare facilitate de productie este cea de la Portile de Fier 1, cu o putere instalata de 1,2 GW (partea aferenta Romaniei, centrala fiind operata in comun cu Serbia), construita intre 1964 si 1972 si re tehnologizata in perioada 2000-2007, aproape 20% din capacitatea totala a Hidroelectrica. Productia anuala de proiect a centralei este de 5,2 TWh pe an, ceea ce ar fi echivalent cu un factor de capacitate de peste 50%, insa e putin probabil ca ea sa fie atinsa in realitate, mai ales in conditiile secetei care afecteaza in fiecare an nivelul Dunarii. Nu am gasit date privind productia efectiva a celei mai mari centrale hidroelectrice din Romania, asa ca nu putem concluziona daca dimensiunea mai mare aduce si o crestere a eficientei. Stim, totusi, din raportul anual pe 2021 al companiei ca sucursala Portile de Fier (incluzand aici si centrala Portile de Fier 2 si alte cateva facilitati din zona) are cel mai mic procent al consumului propriu necesar pentru productie, 0,51%, acesta fiind un semn de eficienta crescuta. La distanta de centrala Portile de Fier 1 urmeaza cele de la Lotru-Ciunget, cu o capacitate nominala de 510 MW, Retezat, cu 335 MW, Portile de Fier 2, cu 251 MW si Vidraru, cu 220 MW.

Potrivit datelor publicate de companie, in anul 2021 67% din productie a fost realizata in centralele de tip cascada (run-of-river) si 33% in cele bazate pe lacuri de acumulare (storage), desi puterea instalata a centralelor din prima categorie este de doar 46% din total, fata de 54% pentru cele de tip storage. Asta inseamna o diferenta considerabila in ceea ce priveste factorul de capacitate mediu, 43,9% fata de doar 18,51%. In principiu lucrurile ar trebui sa stea invers, centralele bazate pe lac de acumulare avand o flexibilitate mai mare si fiind mai putin dependente de conditiile meteorologice. Un motiv posibil pentru aceasta situatie este efectul mai puternic pe care il are seceta la altitudini mai mici, acolo unde sunt de obicei situate lacurile de acumulare, mai ales in cazul Dunarii, care trebuie folosita si pentru navigatie.

Un avantaj pe care il aduce ponderea mai mare a productiei in centrale de tip cascada (de obicei centrale de mici dimensiuni situate pe rauri cu debit ridicat) este impactul mai redus asupra mediului inconjurator. Constructia hidrocentralei Portile de Fier 1 a dus la inundarea unei portiuni uriase de pamant, cu localitati intregi stramutate fortat si mai multe specii de animale

Prezentare companie	
Adresa	Bd. Ion Mihalache, nr. 15-17, Bucuresti
Web	www.hidroelectrica.ro
Numar actiuni	448.447.467
Valoare nominala	10,00 RON
CAEN principal	3511

Actionar	Numar actiuni	Procent
Actionar majoritar	359.007.154	80,06%
Statul Roman prin Ministerul Energiei	359.007.154	80,06%
Institutionali, dintre care:	89.440.313	19,94%
Fondul Proprietatea	89.440.313	4,99%
Free float potential	89.440.313	17,50%

Sursa: Hidroelectrica

si plante puse in pericol. E greu de crezut ca ar mai putea fi acceptate asemenea costuri intr-un stat democratic. Nu in ultimul rand, un lac de acumulare de mari dimensiuni presupune riscuri importante pentru localitatile din aval, avand capacitatea de a inunda zone foarte mari daca, din orice motiv, ajunge sa fie compromis. Centralele mici fara lac de acumulare au un impact mai mic asupra mediului, insa chiar si ele pot provoca disconfort in zona in care sunt amplasate, fapt care s-a vazut de mai multe ori de-a lungul timpului, atunci cand ONG-uri de mediu au contestat proiecte ale Hidroelectrica.

O a treia categorie de hidrocentrale existenta la nivel international si care a capatat recent o importanta mare, cea a centralelor prin pompare, exista doar la nivel simbolic in Romania, Hidroelectrica avand o capacitate de 91,5 MW, dar productie zero. Avantajul acestui tip de centrale este ca nu depinde de conditiile meteo si are o flexibilitate mult mai mare decat a centralelor hidroelectrice obisnuite, existand inclusiv varianta de a fi construite pentru a functiona independent, fara sa fie conectate la o sursa constanta de apa. In Romania a existat (nu e clar daca mai exista in continuare) un proiect megalomanic in acest sens, aparut pentru prima data tot in perioada comunista, cel al hidrocentralei Tarnita-Lapusesti, din judetul Cluj, care ar fi urmat sa aiba o capacitate de 1.000 MW. In mod bizar,

Statul a infiintat pentru aceasta o firma separata si a cautat investitori in afara tarii, desi Hidroelectrica ar fi avut de

multi ani capacitatea financiara necesara pentru a acoperi investitia, estimata la 1 mld. EUR. In final, singura utilitate a firmei respective a fost de a plati mai multe milioane de euro pentru salarii si studii de fezabilitate, fara nicio finalitate concreta.

In tabelul alaturat sunt prezentate tarile europene cu productie de energie din surse hidroelectrice mai mare de 10 TWh in anul 2021, pentru care am calculat factorul mediu de capacitate raportandu-ne la puterea instalata. Romania este in zona de mijloc, cu un factor mediu de capacitate de 30,74% pentru sursa hidro, fiind usor de observat ca tarile nordice exceleaza la acest capitol, cu factori medii de capacitate de circa 50% pentru Finlanda, Norvegia si Suedia si cu circa 75% pentru Islanda. O explicatie posibila pentru diferenta intre tarile nordice si restul continentului este faptul ca acestea nu se confrunta cu seceta, cantitatea de apa fiind una suficient de mare pe tot parcursul anului, cu exceptia perioadelor de inghet (care, la randul

Consiliul de Supraveghere

Nume	Funcție
Ioana Andreea Lambru	Presedinte
Daniel Naftali	Membru
Mihai Mihalache	Membru
Karoly Borbely	Membru
Catalin Popescu	Membru
Carmen Radu	Membru
Cristian Nicolae Stoina	Membru

Factorii de capacitate pentru tarile europene cu productie hidro mai mare de 10 TWh in 2021

Tara	Putere instalata (MW)	Productie 2021 (TWh)	Factor de capacitate	Putere instalata pompare (MW)
Islanda	2.086	14	76,61%	0
Finlanda	3.263	16	55,98%	0
Norvegia	33.391	144	49,23%	1.439
Suedia	16.478	71	49,19%	99
Serbia	3.133	12	43,72%	642
Austria	14.747	41	31,74%	5.596
Romania	6.313	17	30,74%	92
Franta	25.494	63	28,21%	5.837
Elvetia	16.842	39	26,43%	3.029
Germania	10.883	24	25,17%	6.199
Italia	22.593	47	23,75%	7.685
Portugalia	7.199	13	20,61%	2.827
Turcia	31.497	55	19,93%	0
Spania	20.425	32	17,88%	6.117

Sursa: hydropower.org, calcule Prime Transaction

lor, s-au scurtat din cauza incalzirii globale). Norvegia este si cel mai mare producator de energie hidroelectrica din Europa, cu o productie mai mult decat dubla fata de

Suedia, care se afla pe locul al doilea. Ambele tari se bazeaza in principal pe energia produsa folosind lacuri de acumulare, in timp ce Finlanda, aflata tot in partea de sus a clasamentului eficientei productiei hidro, produce acest tip de energie doar din centrale de tip cascada.

La polul opus regasim tari din sudul Europei, precum Italia, Portugalia, Turcia si Spania, aflate intr-un climat arid, mai putin potrivit pentru productia de energie din surse hidro. Cu toate acestea, Turcia are o putere instalata foarte mare, aproape cat cea a Norvegiei, folosind efectiv doar circa 20% din ea in anul 2021.

In al doilea tabel am facut un calcul al factorilor medii de capacitate in functie de sursa de productie in Romania in anul 2021, exceptand sursa hidro, folosind informatii din raportul anual pe 2021 al Hidroelectrica. Energia nucleara este de departe cea mai eficienta, cu peste 90% factor de capacitate, urmata de biomasa (cu o productie mai degraba simbolica, totusi), hidrocarburi si carbune, ambele cu circa 40%, eolian, cu un factor de capacitate apropiat de cel al sectorului hidroelectric si, mult mai jos, energia din surse fotovoltaice, cu mai putin de 15%. Trebuie avut in vedere faptul ca, daca in cazul surselor hidro, eolian si fotovoltaic productia este intermitenta, iar factorul de capacitate mic are legatura cu imposibilitatea de a produce mai mult, pentru carbune si hidrocarburi este vorba de o decizie constienta de a nu produce constant, aceste surse fiind cele mai scumpe in momentul de fata, atat din cauza certificatelor verzi, cat si din cauza cresterii pretului gazelor.

Recent, Hidroelectrica a inceput sa se extinda si catre surse alternative de productie a energiei, cel mai important pas facut pana acum in acest sens fiind cumpararea Crucea Wind Farm SA si Steag Energie Romania SRL, in acest fel fiind integrata o capacitate de 108 MW din sursa eoliana. Intentia companiei este de a continua achizitiile de facilitati de productie eoliene si fotovoltaice, in strategia de investitii pe termen lung, aprobata in 2020, fiind prevazuta o extindere de capacitate cu 1,37 GW, dintre care 0,71 GW din surse hidro si 0,66 GW din alte surse.

Diversificarea nu a avut loc doar in privinta surselor de productie a energiei, ci si in privinta activitatilor propriu-zise. In afara de productia de energie, in 2021 si 2022 a luat avant si segmentul de furnizare, ajutat din plin de cresterea pretului energiei electrice in aceasta perioada. Hidroelectrica Furnizare are o oferta imbatabila, cu doar 0,67 RON/kWh pret final, cu toate tarifele si taxele incluse, urmatorul competitor fiind peste 2 RON/kWh, iar o parte a furnizorilor chiar peste 4 RON/kWh. E adevarat ca, dupa compensarea oferita de Guvern incepand din primavara, atractivitatea ofertei Hidroelectrica nu mai este la fel de mare, insa pentru clientii care prefera sa nu depinda de deciziile schimbatoare ale Statului, pentru cei care diferenta intre 0,67 si 0,8 RON/kWh conteaza sau pentru cei care consuma mai mult decat pragul pretului plafonat, ea merita parcurgerea pasilor birocratici necesari pentru schimbarea furnizorului. Desi la prima vedere o oferta atat de mult sub pretul pietei nu ar avea sens, pretul de 250 RON/MWh pe care il incaseaza efectiv Hidroelectrica este peste pretul mediu din contracte bilaterale inregistrat in anul 2020 (233 RON/MWh) si doar putin sub cel de 268 RON/MWh din 2021. In 2022 e posibil ca diferenta sa nu mai fi fost, totusi, atat de mica, iar mentinerea acestui pret pentru furnizare sa aiba mai degraba un efect negativ asupra rezultatelor financiare.

Factori de capacitate in Romania, in functie de sursa de productie (exceptand hidro)

Tara	Putere instalata (MW)	Productie 2021 (TWh)	Factor de capacitate
Nuclear	1.413	11,284	91,16%
Biomasa	136	0,551	46,16%
Hidrocarburi	2.874	10,619	42,18%
Carbune	3.092	10,942	40,39%
Eolian	3.015	6,576	24,90%
Fotovoltaic	1.394	1,703	13,95%

Sursa: Raport anual Hidroelectrica, calcule Prime Transaction

Dincolo de ratiunile care pot sta in spatele vanzarii energiei la un pret mult sub media pietei catre clientii individuali, faptul ca acest lucru este posibil fara sa se ajunga pe pierdere scoate in evidenta un aspect pe care l-am observat si atunci cand am analizat Nuclearelectrica. Impartirea productiei de energie electrica in functie de sursa a oferit celor doi producatori un avantaj urias, costurile de productie fiind unele mult mai mici decat media costurilor concurentilor, ceea ce asigura profit aproape garantat chiar si in cele mai dificile conditii economice sau meteorologice. Acest lucru a facut ca per total piata energiei sa fie ineficienta, iar pretul sa se alinieze de obicei la nivelul celui mai scump producator.

Faptul ca, pentru a folosi un termen fotbalistic, terenul a fost inclinat spre poarta adversa, iar profitul a venit indiferent daca a existat vreun efort pentru a-l obtine sau nu, a facut ca in trecut sa apara situatii problematice, culminand cu celebrul scandal al "baietilor destepti" din energie, care a dus la intrarea Hidroelectrica in insolventa in iunie 2012, pentru a scapa de contractele incheiate la preturi exagerat de mici si pentru cantitati supradimensionate, dar si pentru a eficientiza activitatea.

Pozitia pe piata si structura veniturilor

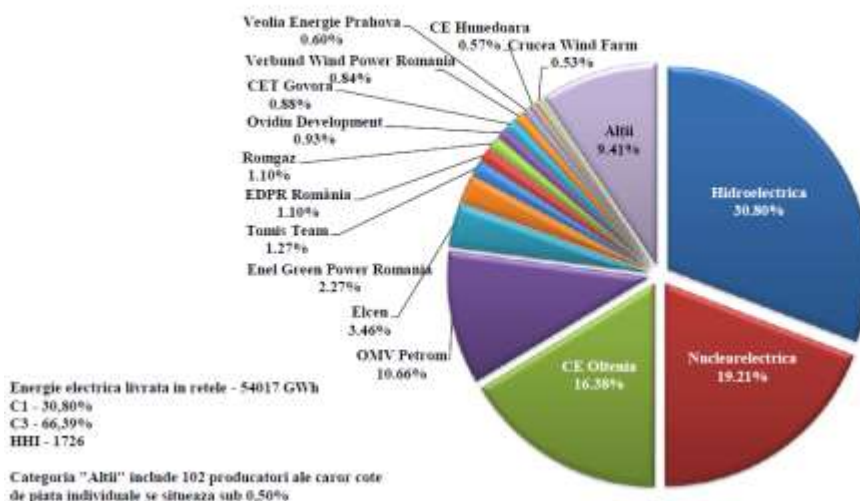
Hidroelectrica este lider pe piata productiei de energie electrica din Romania, cu o cota de piata care graviteaza in jurul nivelului de 30%, in functie de factori externi cum ar fi conditiile meteorologice sau productia realizata de concurenti.

Asa cum se poate vedea din cele doua grafice alaturate, cota de piata nu este una constanta pe parcursul anului, in prima jumatate a anului curent ea fiind cu aproape 3 puncte procentuale mai mica decat pe intregul an 2021.

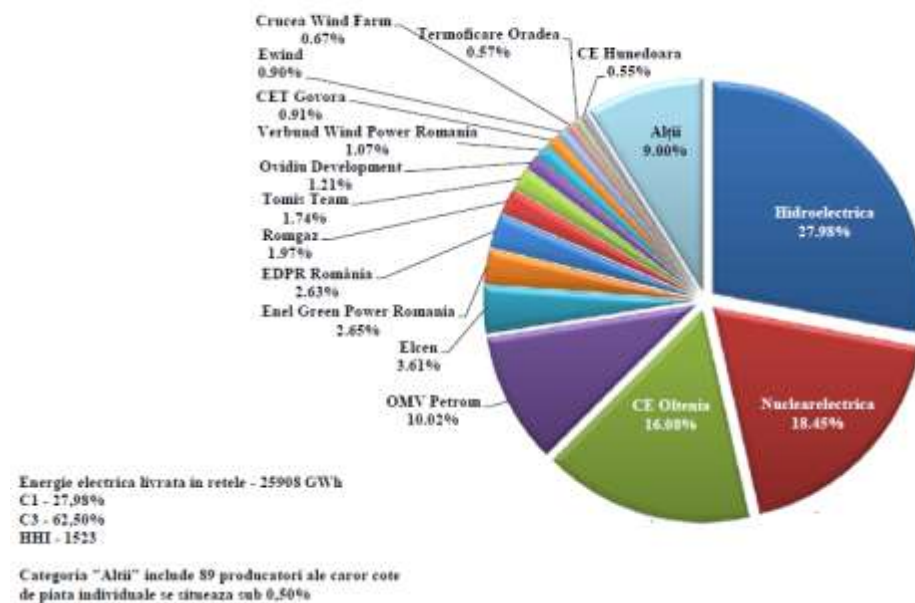
Nici de la un an la altul lucrurile nu raman constante, asa cum se va vedea mai jos, productia fiind una variabila, chiar daca puterea instalata a ramas stabila in ultimii ani. La cota de piata din tabel se adauga si cea a Crucea Wind Farm, cumparata anul trecut de Hidroelectrica.

Principalii concurenti ai companiei sunt Nuclearelectrica si Complexul

Cotele de piata ale producatorilor cu unitati dispecerizabile in functie de energia livrata in retele Ianuarie-December 2021

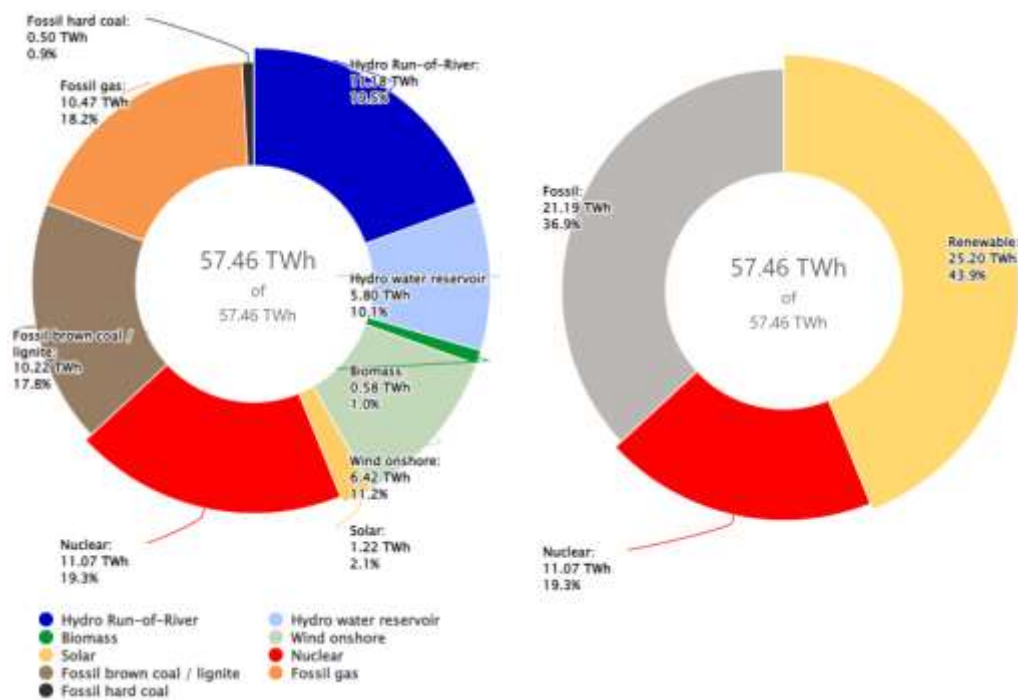


Cotele de piata ale producatorilor cu unitati dispecerizabile in functie de energia livrata in retele Ianuarie -Iunie 2022



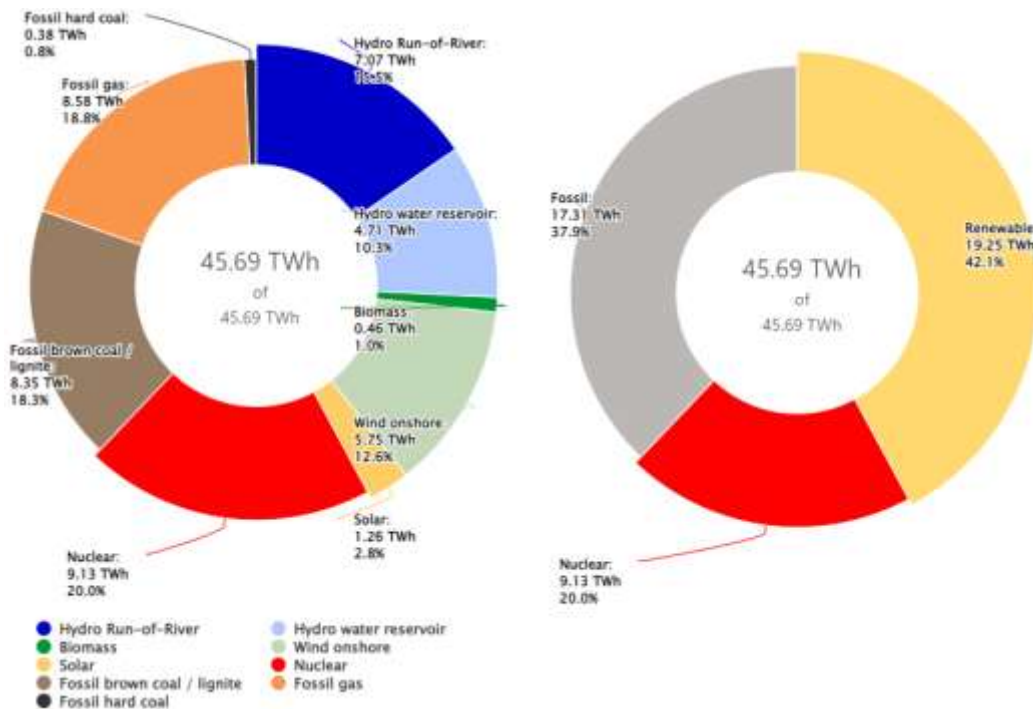
Energetic Oltenia, toate trei fiind detinute de Statul roman. Daca luam in calcul toate firmele detinute de Stat incluse in cele doua grafice ajungem la o cota de piata de aproape 73% in anul 2021, procentul ajungand cel mai probabil peste 75% daca adaugam producatorii mai mici inclusi la „Altii”. Daca pentru Hidroelectrica si Nuclearelectrica a fost prielnic statutul de companii de sine statatoare, pentru CE Oltenia si pentru alti producatori mai mici detinuti de Stat lucrurile nu au stat la fel, toate aceste entitati fiind mereu la granita intre functionare si faliment din cauza costurilor mari de productie si a lipsei resurselor financiare necesare investitiilor care le-ar fi putut eficientiza activitatea. In final e greu de spus daca bottom line-ul pentru actionarul majoritar este unul mai bun sau mai prost in aceasta impartire a companiilor, inasa pentru sistemul energetic si pentru consumatori e clar o varianta mai proasta. Pretul energiei nu va putea fi niciodata sub costurile de productie ale celui mai ineficient producator decat cu riscul ca acesta sa dispara de pe piata, ceea ce pe termen scurt ar echivala cu o prabusire a sistemului energetic national. In practica lucrurile sunt taraganate la infinit, CE Oltenia, ELCEN sau alti producatori mai mici sunt iertati periodic de datorii, iar

Impartirea productiei pe surse in Romania in anul 2021



Sursa: energy-charts.info

Impartirea productiei pe surse in Romania in anul 2022



Sursa: energy-charts.info; date valabile la data de 2 noiembrie 2022

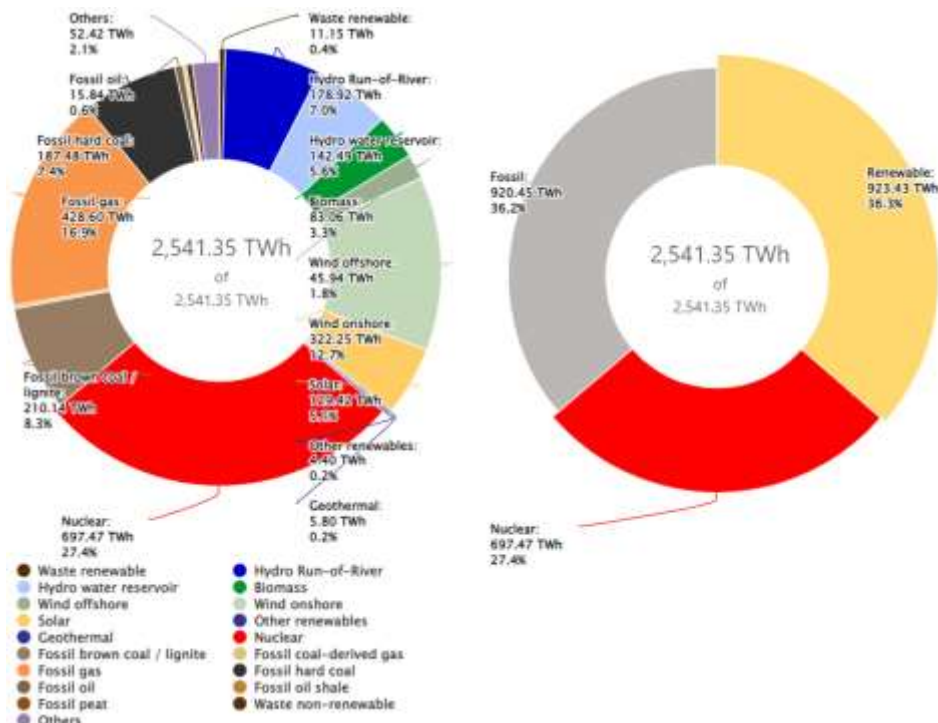
productia continua in aceleasi conditii. Din pacate, in acest fel nu se strang niciodata bani pentru investitii in modernizare, ceea ce aduce riscuri importante.

O comparatie cu situatia din Uniunea Europeana arata ca Romania sta mai bine la productia din surse hidro, cu un total de circa 30% in cazul nostru, fata de doar 12,6% media europeana. Si in restul UE productia din centrale de tip „run-of-river” este per total mai mare decat cea din centrale cu lac de acumulare, chiar daca Norvegia si Suedia, cei mai mari producatori, se bazeaza in proportie covarsitoare pe a doua categorie.

Si in privinta productiei totale din surse regenerabile Romania este peste media Uniunii Europene, cu 43,9% in 2021 si 42,1% in primele 10 luni din 2022, fata de doar 36,3% si 37,9% media UE. Totusi, ce castigam pe partea de energie regenerabila pierdem pe cea de nuclear, in asa fel incat in final productia din surse fosile, care genereaza emisii poluante, are un procent asemanator cu cel din UE, aproximativ 37-38% pe an.

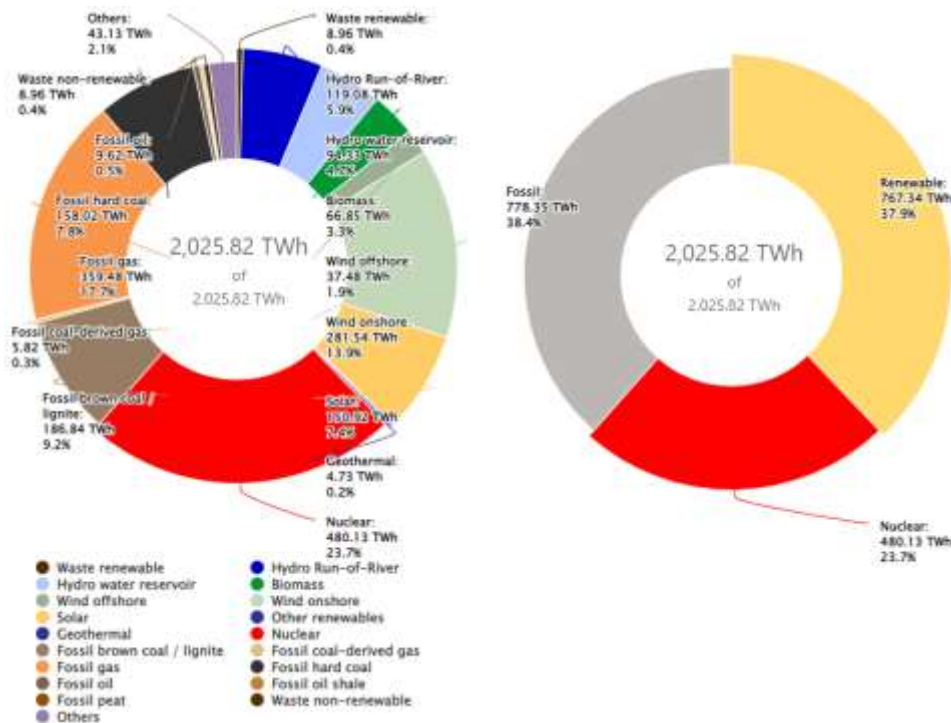
Daca impartim pe subcategorii, pe partea de energie regenerabila Romania sta mai prost decat media UE la aproape toate sursele in afara de cea hidro, cele mai mari diferente fiind in cazul energiei solare si a celei din biomasa, in cazul celei eoliene fiind ceva mai aproape (fara sa luam in calcul energia eoliana off-shore, care exista in UE, dar ar fi mai greu de implementat in Romania).

Impartirea productiei pe surse in Uniunea Europeana in anul 2021



Sursa: energy-charts.info

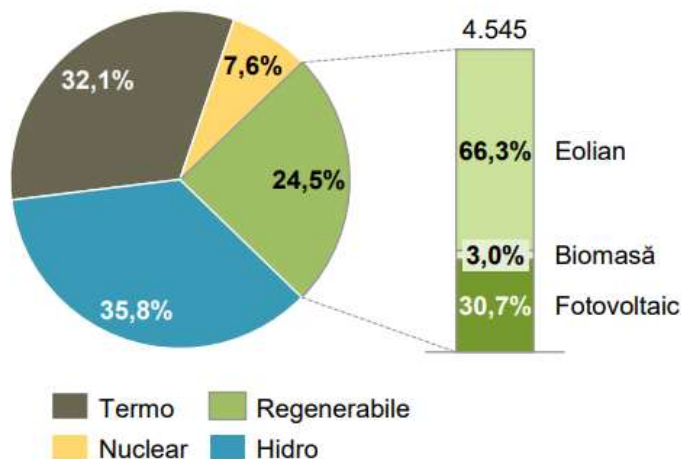
Impartirea productiei pe surse in Uniunea Europeana in anul 2022



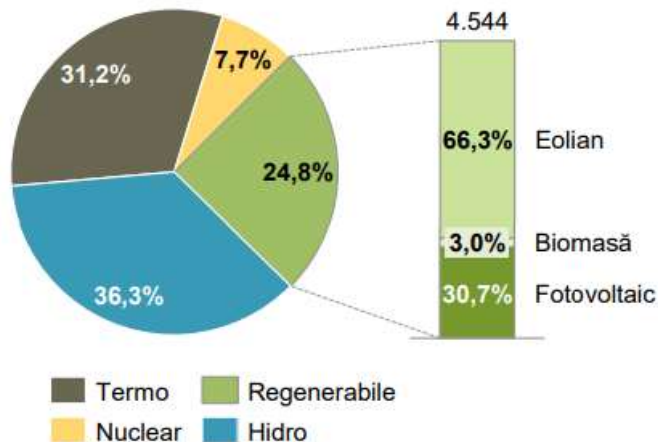
Sursa: energy-charts.info; date valabile la data de 2 noiembrie 2022

Pe partea de energie din surse fosile suntem mult in fata in privinta lignitului, care are o putere calorica inferioara, si mult in urma in privinta carbunelui dur, cu putere calorica mai mare, in timp ce din gaze naturale producem in termeni relativi ceva mai multa energie, dar nu cu mult.

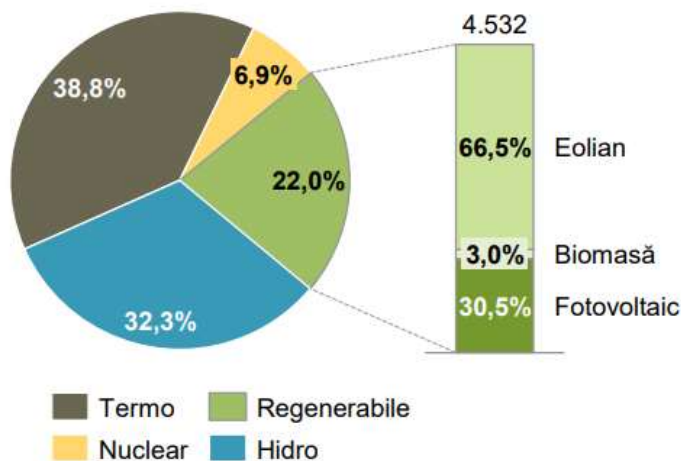
Putere instalată 2021 (18.569 MW. valoare brută)



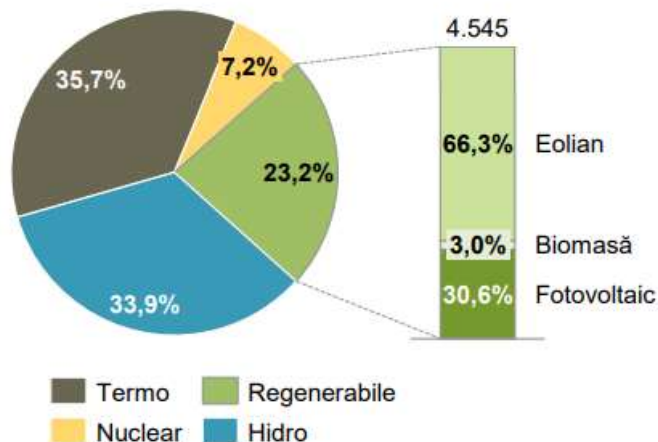
Putere instalată S1 2022 (18.308 MW. valoare brută)



Putere instalată 2020 (20.582 MW. valoare brută)

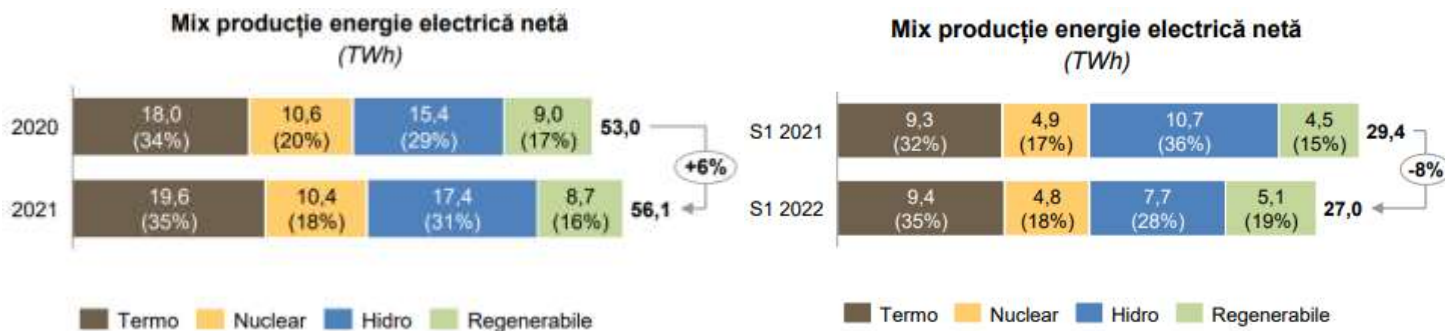


Putere instalată S1 2021 (19.583 MW. valoare brută)

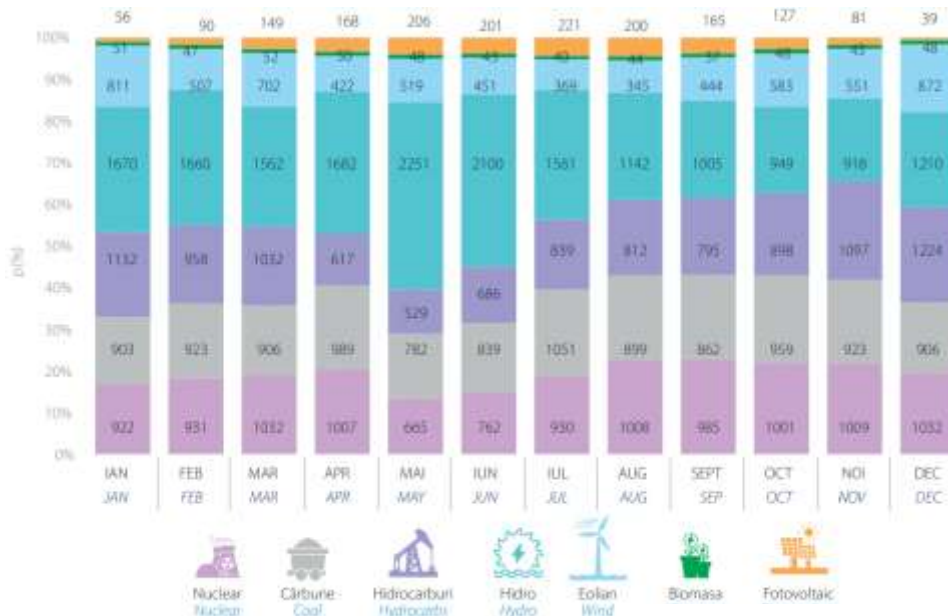


Graficele alaturate prezinta evolutia puterii instalate si a productiei de energie impartita pe surse de productie in 2021 fata de 2020, respectiv in S1 2022 fata de S1 2021. Iese in evidenta diferenta mare dintre puterea instalata si productie in cazul energiei nucleare, datorata factorului de capacitate mult mai mare, despre care am scris si mai sus. Pentru energia hidro procentul de putere instalata din total este apropiat de cel al productiei efective, cel mai prost stand sursele regenerabile (exceptand hidro), cu aproape 25% din puterea instalata si doar 16% din productie in 2021. Se observa ca pentru sursa termoeenergetica a avut loc o scadere mare a puterii instalate in 2021 fata de 2020, dar o crestere a productiei, ceea ce sugereaza ca in aceasta categorie existau (si probabil inca exista) in raportarile oficiale si facilitati de productie care nu mai erau de fapt folosite, fiind scoase cel mai probabil ca efect al falimentului. Asta ar insemna ca si factorul de capacitate real pentru centralele termoelectrice functionale este mai mare decat rezulta din calculele realizate mai sus.

Sursa: Transelectrica



In graficul din dreapta este prezentata sezonalitatea productiei de energie electrica din Romania in functie de sursa, in cazul energiei hidroelectrice avand cele mai mari cote de piata in lunile mai si iunie (acest lucru depinde, desigur, si de conditiile din fiecare an). Din acest grafic se vede faptul ca reviziile unitatilor centralei nucleare de la Cernavoda sunt programate in T2 in mod deliberat, pentru ca atunci poate fi acoperit in mod natural deficitul de productie, fara a apela la surse fosile.

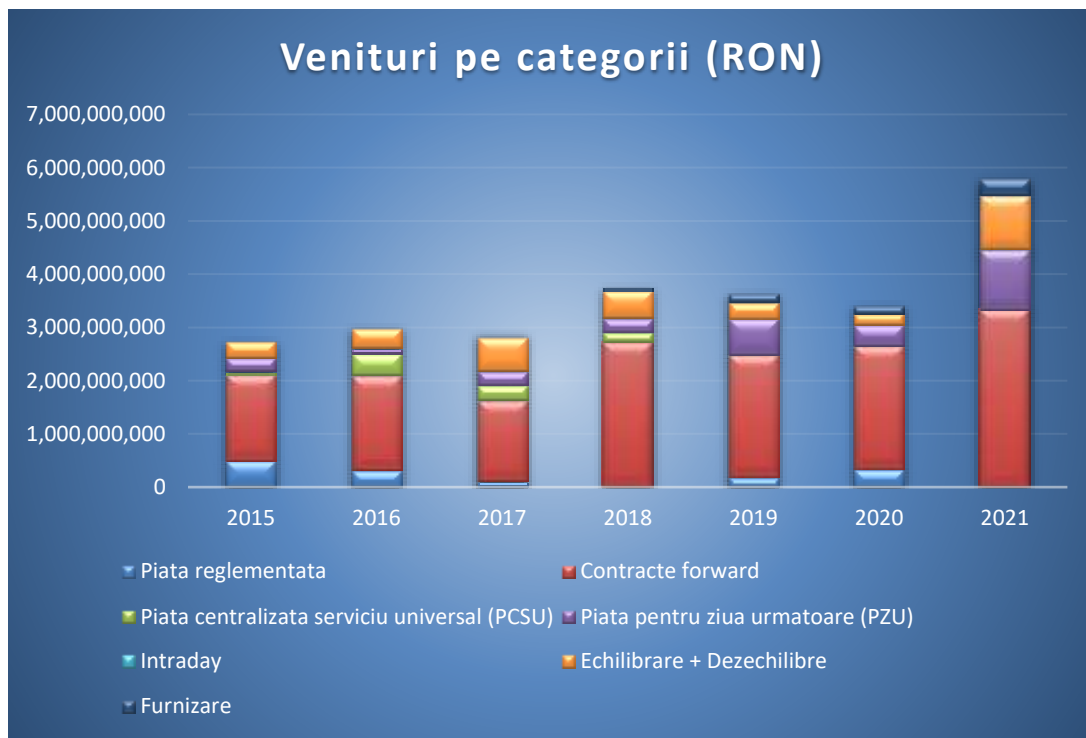


Sursa: Hidroelectrica

Structura veniturilor

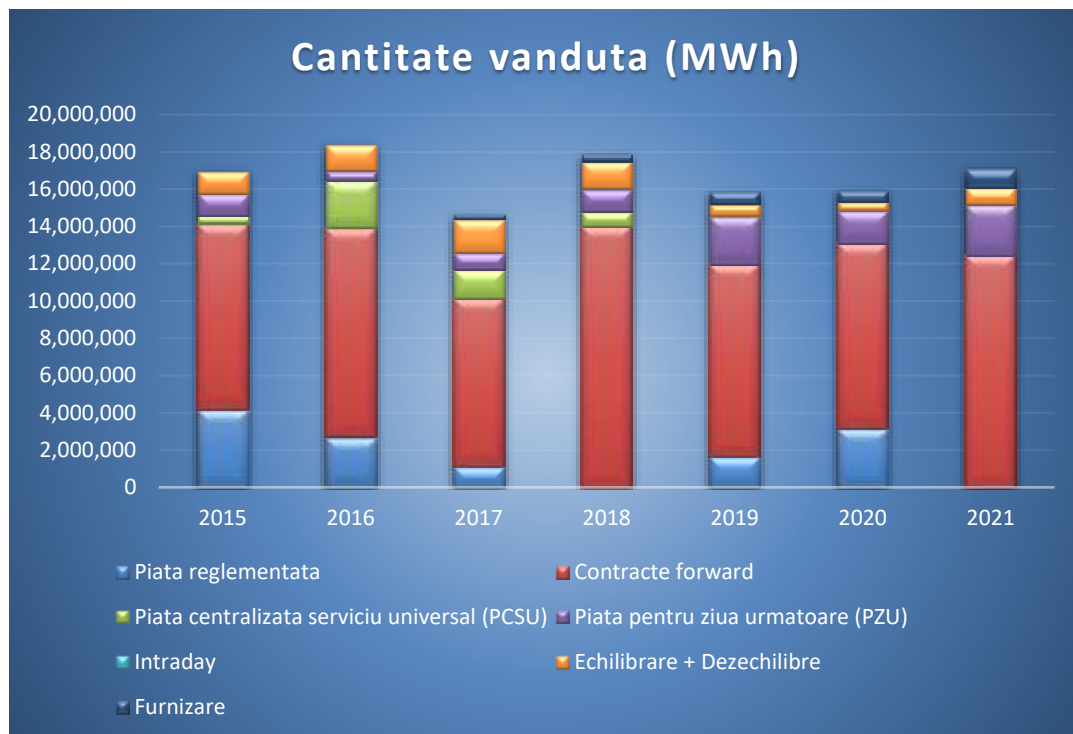
La fel ca si la Nuclearelectrica, in mod traditional veniturile companiei vin in cea mai mare parte din contracte bilaterale incheiate in avans. Totusi, spre deosebire de producatorul de energie nucleara, Hidroelectrica are o productie mai putin previzibila, iar estimarea cantitatilor care pot fi contractate este mai dificila.

Daca in trecut cantitatea de energie vanduta pe fiecare piata si veniturile aferente



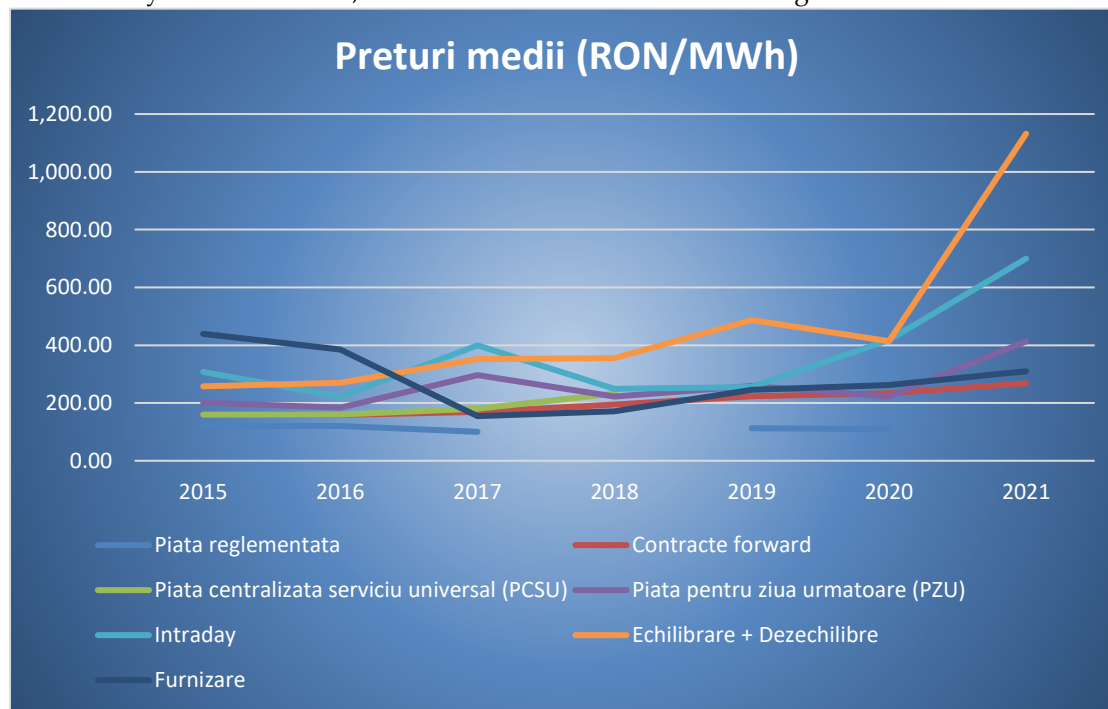
mergeau in paralel, in 2021 lucrurile s-au schimbat, iar in 2022, pentru care inca nu exista date oficiale, aceasta schimbare s-a accentuat cu siguranta.

Intre 2015 si 2017, respectiv in 2019 si 2020 au fost vandute cantitati de energie si pe piata reglementata, catre clientii casnici care nu incheiasera contracte pe piata concurentiala, la preturi in general mai mici decat cele de pe oricare dintre celelalte piete, asa cum se poate observa din al treilea grafic, cel al preturilor medii incasate.



Eliminarea pietei reglementate a facut ca ponderea cantitatilor vandute pe piata contractelor bilaterale sa creasca de la 62,17% in 2020 pana la 72,68% in 2021, dupa ce anterior crescuse de la 61,43% in 2017 la 78,39% in 2018. In 2021 a avut loc si o crestere a cantitatii vandute pe piata pentru ziua urmatoare (PZU), pana la un nivel atins anterior doar in 2019.

Tot in al treilea grafic se poate vedea ca in 2021 s-a produs o ruptura intre preturile de pe pietele pe termen scurt, mai ales cele intraday si de echilibrare, si cele ale contractelor bilaterale si segmentului de furnizare. Acest lucru a fost cauzat de criza



energetica inceputa anul trecut, care in Romania s-a suprapus peste o ineficienta a sistemului determinata, cum spuneam si mai sus, de impartirea producatorilor pe surse. In 2022 lucrurile au fost agravate si mai mult de compensarea de catre Stat a pretului pentru consumatorii casnici si de preturile mari ale gazelor, lucruri care au dus la cresteri considerabile ale preturilor pe pietele pe termen scurt.

Analiza SWOT

PUNCTE TARI (+)

- Costuri mici de productie
- Sursa de productie regenerabila si nepoluanta
- Factor de capacitate peste al altor tipuri de tehnologii verzi
- Durata foarte mare de viata a facilitatilor de productie

PUNCTE SLABE (-)

- Dependenta mare de conditiile meteo
- Investitiile noi de amploare sunt greu de realizat
- Politizare excesiva a managementului

OPORTUNITATI (+)

- Poate profita de renuntarea la sursele poluante de energie
- Pretul mare al gazelor va creste importanta costurilor mici de productie
- Electrificarea industriei auto va creste considerabil cererea
- Resursele financiare mari ii permit extinderea portofoliului in afara surselor hidro
- Businessul de furnizare ar putea diminua impactul negativ al vanzarii energiei la pret fix, decisa recent de Guvern

AMENINTARI (-)

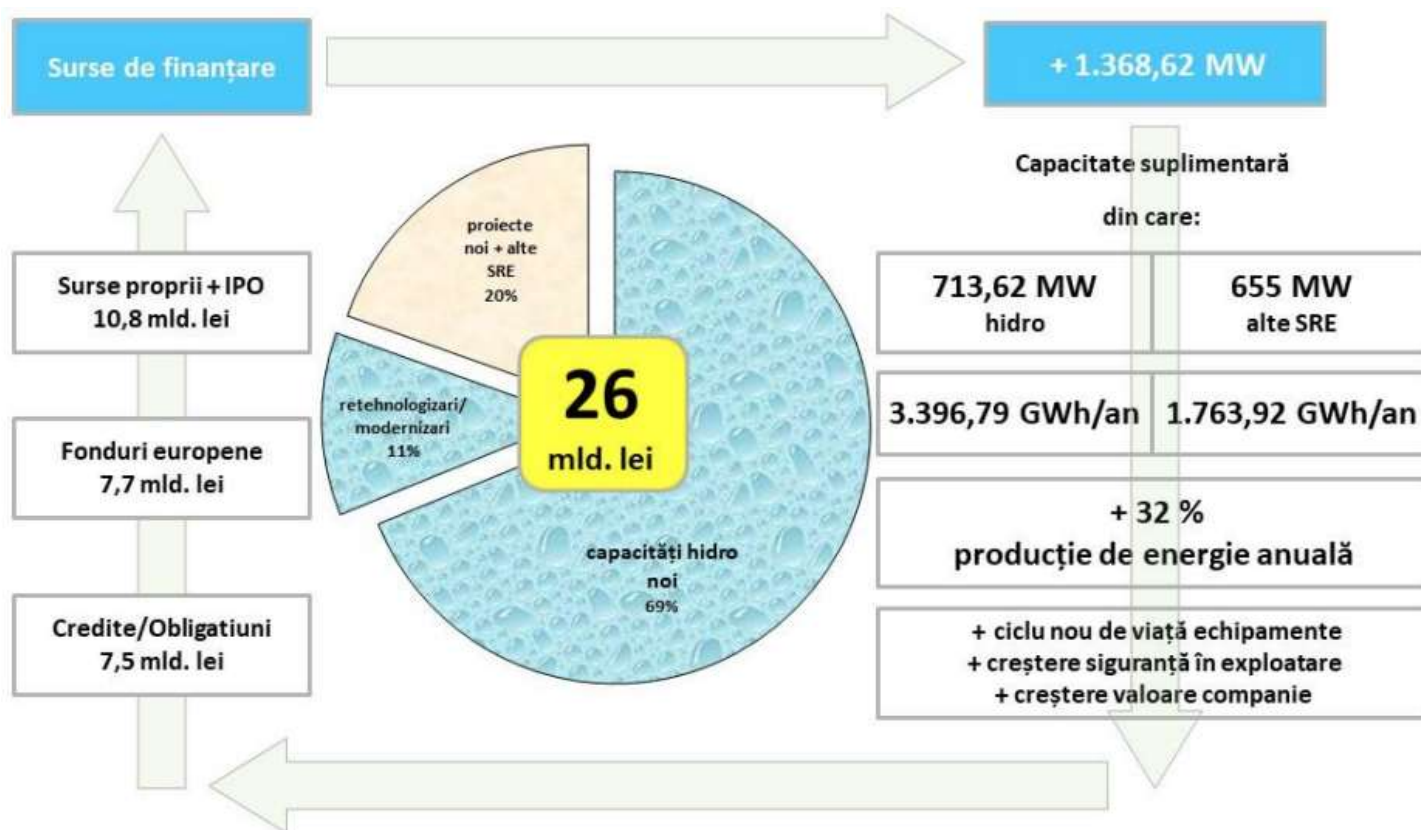
- Planurile de dezvoltare a sectorului nuclear l-ar putea pune in umbra pe cel hidro
- Plafonarea artificiala a preturilor va afecta profiturile viitoare
- Eficientizarea tehnologiilor mai prietenoase cu mediul o pot scoate din clasa „renewables”
- Exista tentatia de a decapitaliza compania prin acordarea de dividende supradimensionate
- Seceta poate scadea treptat factorul mediu de capacitate

Politica de investitii, politica de dividende si situatia datoriilor

Politica de investitii

Strategia de investitii a Hidroelectrica a fost actualizata cel mai recent in anul 2020, iar de atunci s-au schimbat multe lucruri in ceea ce priveste contextul economic. Unul dintre elementele pe care se baza compania la momentul respectiv era nivelul foarte mic al dobanzilor, insa in perioada care a trecut de atunci situatia a ajuns exact la extrema opusa, cu dobanzi in crestere si perspective negative din acest punct de vedere pentru anii urmatiori.

Asa cum se poate vedea in ilustratia de mai jos, pentru perioada 2020-2025 compania isi propunea printre altele cresterea capacitatii de productie cu 32%, dintre care circa doua treimi din surse hidro si circa o treime din alte surse regenerabile. Dupa aproape jumatate din acest interval nu se observa miscari importante catre obiectivele strategiei, singura evolutie mai importanta fiind achizitia Crucea Wind Farm, care asigura 108 MW din cei 655 estimati in plus pe partea non-hidro. Participarea la proceduri privind cumpararea altor facilitati eoliene si fotovoltaice ar putea asigura un grad ridicat de indeplinire pentru aceasta parte din strategia de investitii pana in 2025



Proiectele hidroenergetice noi nu stau insa la fel de bine, iar daca luam istoria ca punct de reper nu ar fi o surpriza ca in 2025 sa nu fie realizat nici macar unul dintre cele incluse in strategie. In primul rand, cele mai multe astfel de proiecte isi au originea in perioada comunista sau in primii ani de dupa Revolutie, fiind gandite intr-un context complet diferit fata de cel in care se afla Romania in prezent. In al doilea rand, toate sunt puternic dependente de decizii birocratice si/sau politice care de obicei intarzie cu anii.

Sursa: Hidroelectrica

Rezultatul este ca majoritatea sunt blocate in diverse stadii de executie, aparand din cand in cand in declaratii, articole de presa, strategii sau alte hartii oficiale, fiind date ca sigure la un moment dat, iar apoi uitate cativa ani pana cand sa fie din nou aduse la lumina. Momentul actual, marcat de criza energetica si de nevoia de a trece la surse de productie nepoluante, ar putea dezamorta o parte a proiectelor ramase in hibernare, insa e mai prudent si mai sigur sa presupunem ca lucrurile nu se vor schimba dintr-o data.

In tabelul de mai jos sunt proiectele incepute deja si nefinalizate, la acestea adaugandu-se alte 3 proiecte prevazute in strategie, AHE Islaz, AHE Buzau pe sectorul Chirilesti-Cislau si AHE Rusavat-Ojasca, cu putere instalata de 294, 25,6, respectiv 25,33 MW, amenajari suplimentare pe Dunare cu putere instalata totala intre 380 si 610 MW si retehnologizarea mai multor facilitati de productie aflate in functiune.

Proiect	An proiect	Putere instalata suplimentara (MW)	Productie estimata (GWh/an)	Stadiu
AHE Jiu, Livezeni-Bumbesti	2003	65,14	259	Blocat de instanta in 2017
AHE Rastolita	1996	35,3	117,5	Se asteapta de cativa ani avize si HG pentru transferul unor terenuri forestiere
AHE Surduc-Siriu	1981	186	381,4	Blocat de instanta in 2022
AHE Bistra-Poiana Marului	1981	183,92	368,12	Blocat de Garda de Mediu in 2020
AHE Pascani	1989	11,9	24,9	Se asteapta HG pentru indicatori tehnico-economici si exproprierea unor terenuri
AHE Cerna Belareca	1980	32	75	Se asteapta HG pentru indicatori tehnico-economici
AHE Olt, Cornetu-Avrig	1989	144,8	270,8	Se asteapta HG pentru indicatori tehnico-economici si exproprierea unor terenuri

Ies in evidenta doua aspecte importante din acest tabel. In primul rand, toate depind de factori externi, unele fiind interzise de instante de judecata sau de autoritati ale Statului, iar altele asteptand indeplinirea unor pasi birocratici. In al doilea rand, doar doua dintre aceste proiecte au aparut in Romania democratica, toate celelalte avand originea intr-o perioada de dictatura, cand reglementarile de mediu aveau putere mai mica decat dorinta expresa a persoanelor cu putere de decizie.

Sursa: Hidroelectrica

Parca pentru a face o conexiune cu acea perioada, ministrul Energiei a anuntat de curand ca este in lucru o Ordonanta de Urgenta prin care ar fi permisa aprobarea rapida a acestor obiective investitionale, cu derogare de la legislatia de mediu existenta, si chiar cofinantarea lor din fonduri europene, avand in vedere contextul international actual si nevoia de a elimina dependenta fata de gazele rusesti.

Teoretic asta ar insemna deblocarea proiectelor, unele dintre ele fiind in stadiu avansat de constructie, si o crestere cu circa 10% a puterii instalate totale a Hidroelectrica intr-un interval destul de scurt de timp. Practic, nu insemna decat una din multele declaratii de acest fel facute in zecile de ani care au trecut de la aprobarea initiala a acestor proiecte. Momentan nu exista acea ordonanta, daca va exista va trebui sa treaca si prin Parlament si eventual sa treaca un control de constitutionalitate, iar pe langa toate acestea va trebui sa respecte regulile europene de protectie a mediului. Chiar si daca s-ar alinia toate aceste elemente, deciziile instantelor de judecata nu pot fi intoarse prin OUG, iar pentru proiectele care asteptau avize sau hotarari de Guvern nu exista nicio garantie ca nu vor fi introduse ulterior actiuni in instanta, chiar daca legislatia de mediu va fi imblanzita sau ocolita.

Ca o concluzie, desi planurile investitionale ale companiei sunt foarte ambitioase pe hartie, ele se bazeaza in proportie covarsitoare pe proiecte ceausiste, care presupun in mod natural dificultati de implementare. E de ajuns sa ne gandim ca

pentru construirea hidrocentralei Portile de Fier 1 au fost scufundate insula Ada Kaleh de pe Dunare, orasul vechi Orsova si alte cateva sate, toate locuite de sute de ani, pentru a ne da seama cum gandeau cei care au realizat si proiectele aflate acum in impas. Daca atunci era usor de trecut peste nemulțumirile populatiei, acum situatia e alta, iar o decizie unilaterală a Guvernului nu mai are puterea din trecut. Prin urmare, din punctul nostru de vedere, orice investitie trebuie luata in calcul doar in momentul in care este conectata la SEN, pana atunci fiind mai mare probabilitatea de a nu fi finalizata.

Situatia detaliata a datoriilor financiare

Indicator (RON)	2017	2018	2019	2020	2021	6L 2022
Imprumuturi pe termen lung	110.726.000	68.316.357	26.445.661	3.394.622	483.918.626	482.235.178
Leasing pe termen lung	0	0	14.529.615	14.630.302	8.913.718	
Imprumuturi pe termen scurt	102.201.000	42.509.247	43.561.064	28.527.674	93.876.520	45.921.571
Leasing pe termen scurt	0	0	5.064.771	6.383.664	3.592.402	
Total datorii financiare	212.927.000	110.825.604	89.601.111	52.936.262	590.301.266	528.156.749
Procent din activele totale	1,27%	0,60%	0,52%	0,32%	2,58%	2,34%
Procent din capitalul propriu	1,40%	0,67%	0,59%	0,36%	3,07%	2,94%
Datorii financiare/EBITDA	0,09	0,04	0,03	0,02	0,12	-
Datorii financiare nete	-1.589.541.000	-2.461.605.157	-1.870.230.651	-2.031.980.040	-3.076.056.245	-2.823.567.606

Sursa: raportarile companiei, calcule Prime Transaction

Tip datorie	Creditor	Valoare totala (RON)	Sold (RON)	Scadenta
Imprumut pe termen lung	BRD Groupe Societe Generale	1.250.000.000	574.400.041	11.03.2028
Linie de credit	Banca Transilvania		3.395.105	T2 2023

Sursa: raportarile companiei

La fel ca la mai multe companii de stat, datoriile financiare ale Hidroelectrica sunt foarte mici, iar daca luam in calcul si lichiditatile din conturi si depozite ajungem la datorii financiare nete negative, care s-au mentinut pe toata perioada analizata. Pe ultima coloana a tabelului au fost grupate imprumuturile si datoriile din contracte de leasing, raportarile la sase luni nefiind la fel de detaliate precum cele anuale. In strategia de investitii a companiei este prevazuta si contractarea de imprumuturi pentru realizarea obiectivelor investitionale, in acest fel putand fi eficientizata structura de finantare si imbunatatiti indicatorii de rentabilitate, inasa pentru asta ar fi nevoie de deblocarea proiectelor hidroenergetice sau de finalizarea tranzactiilor M&A.

Politica de dividend

Si politica de dividend este in linie cu cele de la alte companii de stat, aici existand un impuls suplimentar de la Fondul Proprietatea, care a cerut aproape in fiecare din ultimii ani dividende suplimentare din profiturile anilor anteriori. Perioada cu rate de distributie mai mari de 100% a inceput in 2017, iar profiturile mari obtinute constant si investitiile mici realizate au facut ca ea sa nu se intrerupa, asa cum s-a intamplat la mai multe dintre companiile de stat listate. Ne asteptam ca

Anul distributiei de dividend	Dividend brut	Rata de distributie
2015	1,56	58%
2016	1,50	79%
2017	3,77	124%
2018	3,76	125%
2019	6,55	151%
2020	4,47	148%
2021	5,10	158%
2022	8,47	123%

Sursa: raportarile companiei, calcule Prime Transaction

nici in anii urmatoari lucrurile sa nu se schimbe, necesitatile investitionale fiind unele reduse, iar capacitatea de indatorare foarte ridicata.

Analiza rezultatelor financiare

Rezultate financiare S1 2022

Indicator (RON)	S1 2022	S1 2021	Evolutie S1	2021	2020	Evolutie anuala
Venituri din contractele cu clientii	4.733.983.355	3.205.955.732	47,66%	6.489.296.814	3.841.442.936	68,93%
Alte venituri din exploatare	51.857.920	4.752.223	991,23%	209.426.445	35.326.056	492,84%
Total venituri operationale	4.785.841.275	3.210.707.955	49,06%	6.698.723.259	3.876.768.992	72,79%
Cheltuieli cu apa uzinata			-	-540.144.911	-307.076.999	75,90%
Cheltuieli cu personalul	-260.132.877	-255.382.305	1,86%	-586.965.182	-500.354.532	17,31%
Transport si distributie energie electrica			-	-97.811.366	-61.649.063	58,66%
Energie electrica achizitionata			-	-90.120.575	-15.383.268	485,84%
Cheltuieli cu certificatele verzi			-	-52.184.051	-13.950.890	274,06%
Amortizare imobilizari			-	-760.503.040	-766.581.129	-0,79%
Ajustari pierderi de valoare imobilizari			-	-408.180.913	-177.106.070	130,47%
Ajustari depreciere creante			-	-19.555.101	-18.109.960	7,98%
Ajustari depreciere stocuri			-	-5.053.078	-27.279.875	-81,48%
Reparatii, intretinere, materiale si consumabile			-	-65.621.900	-103.812.103	-36,79%
Rezultat net provizioane			-	-30.448.263	-33.400.270	-8,84%
Alte cheltuieli de exploatare			-	-469.728.363	-158.376.875	196,59%
Total cheltuieli operationale	-1.632.284.609	-1.102.005.546	48,12%	-3.126.316.743	-2.183.081.034	43,21%
Profit operational	3.153.556.666	2.108.702.409	49,55%	3.572.406.516	1.693.687.958	110,92%
Rezultat financiar net	89.492.265	31.054.041	188,18%	26.021.842	79.876.118	-67,42%
Profit inainte de impozitare	3.243.048.931	2.139.756.450	51,56%	3.598.428.358	1.773.564.076	102,89%
Impozit pe profit	-605.219.105	-452.354.234	33,79%	-512.812.341	-330.397.323	55,21%
Profit net	2.637.829.826	1.687.402.216	56,32%	3.085.616.017	1.443.166.753	113,81%

Sursa: raportarile companiei, calcule Prime Transaction

La fel ca pentru toti producatorii de energie electrica, prima jumatate a anului a fost una foarte buna si pentru Hidroelectrica, veniturile si profitul crescand intr-un ritm accelerat fata de perioada similara a anului trecut. Dat fiind faptul ca rezultatele financiare semestriale sunt prezentate in alt format decat cele anuale, analiza rezultatelor semestriale nu poate fi una foarte aprofundata. La noua luni compania nu publica rezultate, asa cum sunt obligati sa faca emitentii listati la bursa.

Veniturile operationale totale au crescut cu 49,06% in primul semestru al anului, de la 3,21 mld. RON la 4,79 mld. RON, o crestere sub a celui mai mare concurent, Nuclearelectrica (+130% la 6 luni). Comparand cifrele publicate de ANRE pentru primele sase luni din 2021, respectiv 2022 reiese ca energia livrata in retea de Hidroelectrica a scazut cu 29%, de la 10,21 TWh in S1 2021 pana la 7,25 TWh in S1 2022, ceea ce inseamna ca diferenta intre cele doua companii vine integral de la productia

mai mica a producatorului de energie hidroelectrica. E adevarat ca energia livrata in retea nu este egala cu cea vanduta efectiv, inasa de obicei diferenta nu e atat de mare incat sa schimbe concluzia.

Cheltuielile operationale au avut un ritm de crestere apropiat, de 48,12%. In termeni nominali cresterea a fost mult mai mica decat cea a veniturilor, marja operationala a companiei fiind una foarte mare. Cea mai mare parte a cresterii cheltuielilor a venit de la cele cu alte impozite si taxe, de la 27,23 mil. RON la 380,7 mil. RON, aici fiind inclus impozitul pe venitul suplimentar obtinut din dereglementarea pietei. O alta crestere mare a fost cea a cheltuielilor cu prestatiile externe, de la 142,2 mil. RON la 343,9 mil. RON, pentru acestea nefiind clar ce a provocat o astfel de evolutie.

In conditiile unei cresteri procentuale apropiate pentru veniturile si cheltuielile operationale, profitul operational a crescut la randul sau intr-un ritm asemanator, cu 49,55%, de la 2,11 mld. RON in S1 2021 la 3,15 mld. RON in S1 2022. Profitul financiar a fost la randul sau mai mare decat in perioada similara a anului trecut, motivul principal fiind veniturile mai mari din dobanzi, obtinute in conditiile unor rate de dobanda in crestere si ale unor depozite bancare foarte mari detinute de Hidroelectrica.

Per total, profitul net semestrial a crescut cu 56,32%, de la 1,69 mld. RON la 2,64 mld. RON, ducand profitul net TTM (Trailing Twelve Months – pe ultimele 12 luni) la 4,04 mld. RON, cu 1 mld. RON mai mult decat profitul net TTM al Romgaz si de 1,7 ori mai mult decat cel al Nuclearelectrica. Avand in vedere ca in privinta cotei de piata diferenta dintre Hidroelectrica si Nuclearelectrica este mai mica, putem concluziona ca productia de energie hidro este per total mai profitabila, chiar daca factorul de capacitate este mult mai mic.

Rezultatele semestriale au fost mai putin spectaculoase decat cele pe anul trecut, atunci cand veniturile operationale au crescut cu 72,79%, iar profitul net cu 113,81%. Diferenta a fost facuta de productia mai mare din 2021, in crestere cu circa 1 TWh fata de 2020. In acest an, desi pretul energiei a crescut mai repede decat in 2021, productia mai mica a temperat evolutia veniturilor si pe cea a profitului. Cel mai probabil motiv pentru aceasta scadere a productiei este seceta, care a afectat mai ales cele doua centrale de la Dunare, Portile de Fier 1 si 2.

Rezultate istorice

Contul de profit si pierdere

Indicator (RON)	2017	2018	2019	2020	2021	6L 2022 TTM
Venituri din contractele cu clientii	3.246.956.000	4.252.014.632	4.142.446.993	3.841.442.936	6.489.296.814	8.017.324.437
Alte venituri din exploatare	18.916.000	21.118.098	34.761.548	35.326.056	209.426.445	256.532.142
Total venituri operationale	3.265.872.000	4.273.132.730	4.177.208.541	3.876.768.992	6.698.723.259	8.273.856.579
Cheltuieli cu apa uzinata	-304.438.000	-359.594.144	-327.629.039	-307.076.999	-540.144.911	
Cheltuieli cu personalul	-377.032.000	-374.479.753	-396.670.837	-500.354.532	-586.965.182	-591.715.754
Transport si distributie energie electrica	-29.458.000	-50.185.000	-64.229.887	-61.649.063	-97.811.366	
Energie electrica achizitionata	-88.162.000	-126.925.533	-25.774.982	-15.383.268	-90.120.575	
Cheltuieli cu certificatele verzi				-13.950.890	-52.184.051	
Amortizare imobilizari	-661.560.000	-665.787.207	-737.517.895	-766.581.129	-760.503.040	

Ajustari pierderi de valoare imobilizari	-78.244.000	127.149.416	34.528.626	-177.106.070	-408.180.913	
Ajustari depreciere creante	-35.283.000	-21.237.758	-1.116.983	-18.109.960	-19.555.101	
Ajustari depreciere stocuri	-199.000	-570.013	-247.132	-27.279.875	-5.053.078	
Reparatii, intretinere, materiale si consumabile	-28.530.000	-97.416.704	-111.353.215	-103.812.103	-65.621.900	
Rezultat net provizioane	-50.900.000	-356.518.513	-325.353.206	-33.400.270	-30.448.263	
Alte cheltuieli de exploatare	-101.350.000	-135.307.071	-246.569.849	-158.376.875	-469.728.363	
Total cheltuieli operationale	-	-	-	-	-	-
Profit operational	1.755.156.000	2.060.872.280	2.201.934.399	2.183.081.034	3.126.316.743	3.656.595.806
Profit operational	1.510.716.000	2.212.260.450	1.975.274.142	1.693.687.958	3.572.406.516	4.617.260.773
Rezultat financiar net	20.294.000	77.000.609	105.951.958	79.876.118	26.021.842	84.460.066
Profit inainte de impozitare	1.531.010.000	2.289.261.059	2.081.226.100	1.773.564.076	3.598.428.358	4.701.720.839
Impozit pe profit	-234.517.000	-349.983.319	-694.689.589	-330.397.323	-512.812.341	-665.677.212
Profit net	1.296.493.000	1.939.277.740	1.386.536.518	1.443.166.753	3.085.616.017	4.036.043.627

Sursa: raportarile companiei, calcule Prime Transaction

Desi productia de energie electrica a companiei nu este una constanta, rezultatele financiare nu au avut variatii mari in perioada 2017-2020. Criza energetica inceputa dupa pandemia COVID a produs un soc pentru rezultatele Hidroelectrica, rezultatele companiei acestea cunoscand o imbunatatire semnificativa, care a continuat si in acest an.

Veniturile din contracte cu clientii au crescut in cei 4 ani cu 18,9% in medie pe an, cea mai mare parte a cresterii venind, desigur, in 2021. Veniturile operationale totale au avut o crestere anualizata mai mare, de 19,67%, fiind ajutate de pozitia „Alte venituri din exploatare”, care a inclus in 2021 cateva venituri extraordinare, cum ar fi doua venituri inregistrate ca urmare a castigarii unor dosare arbitrare si un castig din preluarea controlului asupra Crucea Wind Farm SA.

Pe partea de cheltuieli, cresterile au fost in general mai mici, mai ales pentru categoriile de cheltuieli cu pondere mare in total. Cea mai mare categorie de cheltuieli, cea cu amortizarea imobilizariilor, a crescut cu doar 3,55% anualizat intre 2017 si 2021, iar celelalte doua categorii cu ponderi mari in totalul cheltuielilor, cele cu personalul si cele cu apa uzinata, au crescut cu 11,7%, respectiv 15,41% in medie pe an, un ritm de crestere mai lent decat cel al veniturilor.

Printre cheltuielile cu cresteri mai mari au fost cele cu ajustarile pentru pierderile de valoare ale imobilizariilor, cu 51,13% anualizat, cresterea cea mai importanta venind si in acest caz in 2021. De asemenea, categoria „Alte cheltuieli de exploatare” a crescut cu 46,73% anualizat, cea mai mare parte a cresterii fiind tot in 2021, determinata de doi factori principali. Unul dintre acestia a fost impozitul pe venitul suplimentar din vanzarea energiei la pret mai mare de 450 RON/MWh, iar al doilea a fost inregistrarea unor cheltuieli cu despagubiri si penalitati decise in alte dosare arbitrare. O alta crestere mai importanta a fost cea a cheltuielilor cu transportul si distributia energiei electrice, cu 34,99% anualizat, aici motivul principal fiind extinderea activitatii de furnizare, subsidiara care se ocupa cu acest lucru trebuind sa plateasca aceste tarife, recuperate de la clientii finali.

Cheltuielile operationale au crescut in total cu 15,53% anualizat, o mare parte a cresterii venind de la categorii de cheltuieli nerecurente, asa cum sunt cele cu despagubirile si penalitatile. Cresterea procentuala mai mica decat cea a veniturilor a facut ca profitul operational sa creasca la randul sau intr-un ritm mai rapid, cu 24,01% in medie pe an, de la 1,51 mld. RON in 2017 pana la 3,57 mld. RON in 2021. Profitul net a avut la randul sau o crestere asemanatoare, cu 24,21% anualizat, de la 1,3 mld. RON pana la 3,09 mld. RON.

Anul curent se prefigureaza a fi unul chiar mai bun, cu venituri operationale TTM la 6 luni de 8,27 mld. RON si un profit net TTM de 4,04 mld. RON, in ciuda scaderii destul de mari a productiei de energie electrica. Anul 2023, pe de alta parte, este de asteptat sa fie ceva mai slab decat 2022, dupa ce va intra in vigoare pretul fix de 450 RON/MWh la care majoritatea producatorilor vor fi nevoiti sa vanda energia electrica. Nu e un pret mic nici acesta, daca luam in calcul costurile mici de productie, insa plafoneaza posibilitatile de a face profit suplimentar. De asemenea, nu poate fi exclus riscul adoptarii unor masuri chiar mai dure pentru producatorii cu costuri mici in cazul in care plafonarea va avea acelasi efect ca in cazul lemnului de foc, scotand de pe piata capacitatile de productie cu costuri mai mari decat pretul de vanzare sau apropiate de acesta.

Bilantul

Indicator (RON)	2017	2018	2019	2020	2021	6L 2022
Active imobilizate	14.351.347.000	15.294.354.475	14.915.723.726	14.185.815.930	18.377.087.361	17.746.872.980
Imobilizari corporale	14.336.581.000	15.287.335.832	14.695.506.367	13.950.681.039	18.097.930.261	17.212.732.474
Imobilizari necorporale	5.314.000	4.314.994	3.441.762	4.598.459	44.155.452	3.959.669
Numerar restrictionat pe termen lung	0	0	0	10.257.471	0	0
Creante privind impozitul amanat	0	0	0	0	15.081.440	
Alte active imobilizate	9.452.000	2.703.649	216.775.597	220.278.961	219.920.208	530.180.837
Active circulante	2.465.265.000	3.321.125.451	2.376.704.929	2.530.631.288	4.485.214.126	4.813.353.879
Stocuri	75.143.000	70.000.911	70.883.042	65.304.652	68.255.027	64.096.689
Certificate verzi	0	0	0	0	34.781.138	
Creante comerciale	346.781.000	445.823.203	327.536.263	361.526.411	662.693.754	1.102.381.413
Investitii pe termen scurt	1.687.518.000	2.496.667.070	1.736.855.286	1.730.071.123	2.561.467.287	2.106.153.193
Numerar si echivalente de numerar	114.950.000	75.763.691	222.976.476	354.845.179	1.104.890.224	1.245.571.162
Numerar restrictionat	0	10.257.471	10.257.471	0	10.257.471	
Alte active circulante	240.873.000	222.613.105	8.196.391	15.933.548	45.819.600	295.151.422
Capitaluri proprii	15.255.930.000	16.559.252.447	15.095.367.736	14.518.642.949	19.231.664.058	17.959.258.264
Datorii pe termen lung	943.630.000	1.376.735.018	1.617.363.560	1.628.969.709	2.661.370.023	2.669.868.446
Imprumuturi pe termen lung	110.726.000	68.316.357	26.445.661	3.394.622	483.918.626	482.235.178
Leasing termen lung	0	0	14.529.615	14.630.302	8.913.718	
Venituri in avans TL	166.935.000	161.186.535	155.794.499	144.943.438	141.846.100	138.734.653
Datorii privind impozitul amanat	573.072.000	744.501.726	708.991.968	692.352.657	1.211.793.996	
Beneficiile angajatilor TL	85.435.000	92.801.043	101.206.714	117.136.550	122.949.208	
Provizioane TL	0	286.554.994	582.561.094	620.019.785	670.560.971	
Datorii comerciale TL	7.458.000	15.248.789	13.737.548	5.642.745	2.506.493	
Alte datorii	4.000	8.125.574	14.096.461	30.849.610	18.880.911	2.048.898.615
Datorii pe termen scurt	617.052.000	679.219.461	579.697.359	568.834.560	969.267.406	1.931.100.149
Imprumuturi pe termen scurt	102.201.000	42.509.247	43.561.064	28.527.674	93.876.520	45.921.571
Leasing termen scurt	0	0	5.064.771	6.383.664	3.592.402	
Datorii comerciale TS	165.848.000	155.933.031	161.425.822	172.745.871	171.420.566	272.738.026
Datorii aferente contractelor cu clientii	0	0	0	73.660.217	93.330.569	
Impozit pe profit curent	0	106.847.471	181.676.152	81.406.169	123.394.200	

Venituri in avans TS	24.262.000	25.832.992	36.997.921	5.528.446	5.723.557	113.766.616
Beneficiile angajatilor TS	5.925.000	34.923.038	32.019.137	77.260.225	54.456.481	
Provizioane TS	112.131.000	147.746.623	98.756.293	88.497.822	117.752.272	
Alte datorii curente	206.685.000	165.427.059	20.196.199	34.824.472	305.720.839	1.498.673.936
Total activ	16.816.612.000	18.615.479.926	17.292.428.655	16.716.447.218	22.862.301.487	22.560.226.859

*O parte a elementelor de bilant semestriale au fost reincadrate din cauza formatului diferit de raportare

Sursa: raportarile companiei, calcule Prime Transaction

La fel ca la majoritatea companiilor, elementele de bilant au avut in general variatii mai mici decat cele din contul de profit si pierdere, activele totale urcand cu 7,98% pe an intre 2017 si 2021, de la 16,82 mld. RON pana la 22,86 mld. RON, mai putin de jumătate din cresterea procentuala a veniturilor.

Pe partea de activ, cea mai mare parte a cresterii a fost in zona activelor circulante, cu un plus de 16,14% anualizat, fata de 6,38% pentru activele imobilizate. Cresterea s-a vazut in trei locuri: in primul rand in pozitia de numerar, care a crescut cu nu mai putin de 76,08% pe an, de la 114,95 mil. RON pana la nu mai putin de 1,1 mld. RON. In al doilea rand in investitiile pe termen scurt, dominate de depozite bancare si continuand, mai nou, si titluri de stat, cu o crestere de 11% pe an, pana la 2,56 mld. RON, iar in al treilea rand in creantele comerciale, in crestere cu 17,57% pe an, pana la 663 mil. RON la finalul lui 2021. Numerarul si investitiile pe termen scurt sunt practic o singura categorie, ambele avand lichiditate ridicata. Fiind vorba de sume foarte mari e normal ca o parte sa fie tinute in instrumente cu dobanda, insa din punctul nostru de vedere pot fi incadrate tot in categoria echivalentelor de numerar, ceea ce am facut si in calculul de mai sus al datoriilor financiare nete.

Evolutia activelor este specifica unui business matur, aflat in faza de exploatare a activelor acumulate in trecut, cu investitii reduse, mai mult in mentenanta imobilizarilor existente si mai putin in achizitionarea sau construirea unora noi, si cu directionarea rezultatelor afacerii in principal catre numerar, iar de acolo catre actionari sub forma de dividende. Comparativ, la Transgaz, o companie implicata intr-un proiect investitional de mari dimensiuni (BRUA), perioada 2017-2021 a adus o crestere anualizata cu 20,17% a imobilizarilor si o scadere cu 3,19% a activelor circulante, iar in cazul numerarului si echivalentelor de numerar o scadere cu 20,94% pe an.

In ceea ce priveste pasivele lucrurile sunt un pic diferite, cresterea procentuala mai mare fiind cea a datoriilor, cu 29,59% anualizat in cazul celor pe termen lung si cu 11,95% pentru cele pe termen scurt, in timp ce capitalurile proprii au crescut cu doar 5,96%. Totusi, avand in vedere ponderea foarte mare a capitalurilor proprii, diferenta nu este una atat de relevanta, fiind imposibila o crestere procentuala mai mare a acestora. Structura de finantare a ramas asemanatoare in perioada analizata, ponderea capitalului propriu ajungand de la 98,62% pana la 97,02% (luand in calcul doar capitalul propriu si datoriile financiare, fara alte tipuri de pasive), cu un maxim de 99,64% in 2020. Din raportarile companiei rezulta ca se intentioneaza orientarea catre o structura mai echilibrata intre capital propriu si datorii financiare, insa mai e mult pana acolo. Desigur, lipsa datoriilor nu e un lucru rau, pentru ca lipsesc si riscurile asociate acestora, insa in acest fel raman blocate in companie niste resurse ale actionarilor care ar putea fi folosite pentru altceva.

Atragem atentia ca pe ultima coloana a tabelului, la pozitiile bilantiere la 30.06.2022, o parte a acestora au fost reincadrate pentru a putea fi comparate cu cele din trecut. Raportarile financiare anuale sunt in format IFRS, iar cele semestriale in formatul folosit de Ministerul Finantelor, iar o parte a pozitiilor se suprapun (de exemplu, in formatul MF exista separat cheltuieli in avans, venituri in avans si provizioane, in timp ce in raportarile anuale primele nu exista deloc, iar celelalte sunt impartite in doua categorii, pe termen scurt, respectiv lung).

Indicatori importanti

Indicator (RON)	2017	2018	2019	2020	2021	6L 2022 TTM
Risc financiar						
Datorii financiare nete/EBITDA	-0,70	-0,89	-0,70	-0,76	-0,65	n.a.
Numerar/Active	10,72%	13,82%	11,33%	12,47%	16,04%	14,86%
Datorii totale/Active	9,28%	11,04%	12,71%	13,15%	15,88%	20,39%
Rezultate financiare						
EBITDA (mil. RON)	2.286	2.773	2.680	2.683	4.766	n.a.
Lichiditate						
Rata rapida	3,87	4,79	3,98	4,33	4,56	2,46
Rata curenta	4,00	4,89	4,10	4,45	4,63	2,49
Rata numerarului	2,92	3,79	3,38	3,67	3,78	1,74
Efect de levier	0,10	0,12	0,15	0,15	0,19	0,26
Capital de lucru/Vanzari	0,57	0,62	0,43	0,51	0,52	0,35
Durata incasare creante	38,98	38,27	28,86	34,35	37,27	-
Rata de rotatie creante	9,36	9,54	12,65	10,63	9,79	-
Durata mentinere stocuri	38,96	29,54	33,94	29,74	21,93	n.a.
Rata de rotatie stocuri	9,37	12,35	10,75	12,27	16,65	n.a.
Durata plata furnizori	89,87	72,25	83,88	81,23	55,88	n.a.
Rata de rotatie datorii furnizori	4,06	5,05	4,35	4,49	6,53	n.a.
Rata de rotatie numerar	1,81	1,66	2,13	1,86	1,83	n.a.
Ciclu conversie numerar (zile)	-11,92	-4,43	-21,07	-17,14	3,32	n.a.
Rentabilitate						
Rentabilitatea activelor (ROA)	7,71%	10,42%	8,02%	8,63%	13,50%	17,89%
Rentabilitatea capitalului propriu (ROE)	8,50%	11,71%	9,19%	9,94%	16,04%	22,47%
Eficienta operationala						
Rata de rotatie a activelor	0,19	0,23	0,24	0,23	0,29	0,37
Rata de rotatie capital propriu	0,21	0,26	0,28	0,27	0,35	0,46
Profitabilitate						
Marja bruta	78,45%	79,76%	81,75%	79,32%	83,04%	n.a.
Marja EBITDA	70,00%	64,89%	64,15%	69,20%	71,14%	n.a.
Marja operationala	46,26%	51,77%	47,29%	43,69%	53,33%	55,81%
Marja neta	39,70%	45,38%	33,19%	37,23%	46,06%	48,78%
Rata efectiva de impozitare	15,32%	15,29%	33,38%	18,63%	14,25%	14,16%

Sursa: raportarile companiei, calcule Prime Transaction

Tabelul cu principalii indicatori ai companiei include doar

o parte dintre datele TTM la 6 luni, o parte a indicatorilor lipsind din cauza formatului diferit al raportarilor financiare, asa cum am explicat si mai sus.

Risc financiar

La Hidroelectrica riscul financiar este practic zero, datoriile financiare fiind mult mai mici decat numerarul, fara sa mai luam in calcul si depozitele bancare sau titlurile de stat. Daca le luam in calcul si pe acestea ajungem la o valoare apropiata de cea a tuturor datoriilor, nu doar a celor financiare, iar in unii ani chiar peste aceasta.

Risc financiar

Lichiditate

Din moment ce numerarul si echivalentele de numerar acopera aproape integral datoriile totale, nu e o surpriza ca ratele de lichiditate, care includ doar datoriile pe termen scurt, sunt unele foarte mari. Totusi, desi sunt cu mult peste standardele din orice domeniu de activitate, nu ajung la nivelul celor de la Nuclearelectrica, acolo unde toate cele 3 rate de lichiditate erau peste 4 la finalul lui 2021.

Ciclul de conversie a numerarului este unul excelent, acest indicator avand valori negative intre 2017 si 2020 si ajungand putin peste zero in 2021. Mai exact, suma dintre perioada de pastrare a stocurilor (care au oricum valori insignifiante in modelul de business al companiei) si cea necesara pentru incasarea creantelor a fost in cei 4 ani mai mica decat durata de plata a furnizorilor, compania deruland practic activitatea operationala pe credit fara dobanda din partea furnizorilor. Trebuie precizat ca acest calcul este unul aproximativ, incluzand o estimare a costului bunurilor vandute, deoarece companie nu are in rezultatele financiare o valoare a acestora.

Rentabilitate

Asa cum am precizat mai sus, conducerea companiei are in plan o crestere a ponderii datoriilor financiare in bilant, cu scopul de a imbunatati indicatorii de rentabilitate. In anii trecuti nivelul acestora a fost unul destul de mic, cu ROE si ROA in general sub 10%. Desi profitul realizat a fost unul destul de mare, baza de comparatie a fost una si mai mare, mai ales in cazul ROE. Se poate observa, de altfel, ca indicatorii au mereu valori apropiate, deoarece capitalul propriu, folosit in calculul ROE, este foarte apropiat de activele totale, folosite in calculul ROA. In 2021 si 2022 lucrrurile s-au mai imbunatatit, insa doar pentru ca profitul a avut cresteri foarte mari, in timp ce activele si capitalul propriu au fost relativ stabile.

Eficienta operationala

Avand in vedere modelul de business bazat pe imobilizari corporale cu valoare foarte mare, e normal ca rata de rotatie a activelor sa fie una foarte mica, chiar si in anii in care veniturile companiei sunt peste medie. Cifrele sunt in aceeasi zona ca si la Nuclearelectrica si Transgaz, bazate la randul lor pe investitii masive in imobilizari.

Profitabilitate

Marjele de profit au fost in mod traditional unele foarte mari pentru Hidroelectrica, ca urmare a costurilor mici de productie, iar cresterea pretului energiei le-a ajutat sa mai creasca un pic fata de anii trecuti. Marja neta a ajuns la nu mai putin de 46% in 2021 si chiar mai sus, la 48,78% cu rezultatele TTM la sase luni, insa nici in trecut nu era mult mai jos, minimul ultimilor ani fiind atins in 2019, 33,19%. Niciunul dintre emitentii mari listati in acest moment la BVB nu se poate lauda cu marje de profit atat de mari si de constante, mai ales ca aici vorbim doar de activitatea de baza, fara elemente extraordinare.

Analiza DuPont

Mai jos am impartit pe componente rentabilitatea capitalului propriu (ROE), cea care exprima cel mai bine raportul intre rezultatele pe care le aduce afacerea actionarilor si investitia realizata de acestia. ROE (calculata ca Profit net/Capital propriu) poate fi exprimata ca un produs intre marja neta (Profit net/Venituri), rata de rotatie a activelor (Venituri/Active totale) si multiplicatorul capitalului propriu (Active totale/Capital propriu). Primul factor exprima profitabilitatea, al doilea eficienta operationala, iar al treilea structura de finantare.

Indicator (RON)	2017	2018	2019	2020	2021	6L 2022 TTM
Marja neta	39,70%	45,38%	33,19%	37,23%	46,06%	48,78%
Rata rotatie active	0,19	0,23	0,24	0,23	0,29	0,37
Multiplicator capital propriu	1,10	1,12	1,15	1,15	1,19	1,26
ROE	8,50%	11,71%	9,19%	9,94%	16,04%	22,47%

Aceasta impartire scoate in evidenta mai bine factorii care au contribuit la cresterea rentabilitatii capitalului propriu in perioada analizata. Se poate observa ca in paralel cu ROE au crescut atat marja neta, cat si rata de rotatie a activelor, prima fiind influentata de costurile mai mici raportat la venituri, iar a doua de veniturile mai mari, determinate la randul lor de pretul mai mare al energiei.

Sursa: raportarile companiei, calcule Prime Transaction

Multiplicatorul capitalului propriu a crescut si el, insa intr-un ritm lent, determinat mai mult de distribuirea unor dividende mai mari decat profitul net si mai putin de orientarea mai mare catre capitalurile imprumutate, in dauna capitalului propriu. Daca la alte companii cresterea ROE ar putea veni mai degraba din eficientizarea cheltuielilor, la Hidroelectrica principalul element care poate crea valoare suplimentara pentru actionari, fara eforturi prea mari, ar fi o crestere a multiplicatorului capitalului propriu. Din pacate acest lucru e mai usor de spus decat de facut, pentru ca depinde fie de implementarea proiectelor hidroenergetice noi, blocate de problemele de mediu, fie de achizitia unor facilitati de productie noi din zona de eolian si fotovoltaic. In cazul celor din urma, insa, cresterea multiplicatorului capitalului propriu (sau a ratei de rotatie a activelor, daca ele vor fi cumparate fara indatorare financiara) va veni la pachet cu o scadere a marjei nete, costurile nefiind la fel de mici ca pentru centralele hidroelectrice operate in prezent.

Tip cheltuiala (RON)	2017	2018	2019	2020	2021
Amortizare imobilizari	20,26%	15,58%	17,66%	19,77%	11,35%
Cheltuieli cu personalul	11,54%	8,76%	9,50%	12,91%	8,76%
Cheltuieli cu apa uzinata	9,32%	8,42%	7,84%	7,92%	8,06%
Impozit pe profit	7,18%	8,19%	16,63%	8,52%	7,66%
Alte cheltuieli de exploatare	3,10%	3,17%	5,90%	4,09%	7,01%
Ajustari pierderi de valoare imobilizari	2,40%	-2,98%	-0,83%	4,57%	6,09%
Transport si distributie energie electrica	0,90%	1,17%	1,54%	1,59%	1,46%
Energie electrica achizitionata	2,70%	2,97%	0,62%	0,40%	1,35%
Reparatii, intretinere, materiale si consumabile	0,87%	2,28%	2,67%	2,68%	0,98%
Cheltuieli cu certificatele verzi	0,00%	0,00%	0,00%	0,36%	0,78%
Rezultat net provizioane	1,56%	8,34%	7,79%	0,86%	0,45%
Ajustari depreciere creante	1,08%	0,50%	0,03%	0,47%	0,29%
Ajustari depreciere stocuri	0,01%	0,01%	0,01%	0,70%	0,08%
Rezultat financiar net	-0,62%	-1,80%	-2,54%	-2,06%	-0,39%
Total cheltuieli	60,30%	54,62%	66,81%	62,77%	53,94%
Marja neta	39,70%	45,38%	33,19%	37,23%	46,06%

In al doilea tabel am impartit cheltuielile pe categorii, pentru a avea o imagine a modului in care se formeaza

Sursa: raportarile companiei, calcule Prime Transaction

marja neta si pentru a observa ce elemente de cheltuieli ar putea avea un impact mai mare asupra acesteia, in cazul in care ar fi reduce. Asa cum e normal in cazul unei companii cu imobilizari corporale mari, cea mai importanta categorie de

cheltuieli este cea cu amortizarea, aceasta fiind si cea mai greu de influentat. Cheltuielile cu apa uzinata, cele cu impozitul pe profit si o parte a celor din categoria „Alte cheltuieli de exploatare” (impozitul pe venituri suplimentare, mai exact) de sunt la randul lor greu de influentat, fiind rezultatul unor acte normative pe care compania trebuie sa le respecte. Cheltuielile cu personalul pot fi influentate, insa ponderea lor in veniturile totale a scazut in 2021, asa ca nu pare sa fie o marja prea mare ramasa.

In concluzie, marja neta este mai greu de influentat, fiind oricum la un nivel foarte bun dupa standardele generale. Dimpotriva, ne putem astepta ca ea sa mai scada atunci cand va intra in vigoare pretul fix de vanzare a energiei, asa ca pentru a imbunatati rentabilitatea compania are ca modalitate principala adaugarea de noi facilitati de productie, pe datorie sau din sumele uriase acumulate in ultimii ani.

Evaluare

Evaluare pe baza multiplilor de piata

Emitent	P/E	P/BV	P/S	EV/EBITDA	EV/S	Medie	Medie ajustata
Brookfield Renewable Partners (SUA)		1,78	1,73	16,60	10,48		
CK Power (Tailanda)	15,51	1,63	3,70	21,79	6,77		
Electricite de France (Franta)		0,79		6,36	0,83		
Energias de Portugal (Portugalia)	25,76	2,75	0,82	11,43	1,87		
Engie (Franta)	5,33	0,78	0,43	3,45	0,81		
Neoenergia SA (Brazilia)	4,24	0,72	0,44	4,38	1,25		
Southern Company (SUA)	21,11	2,28	2,56	13,27	4,67		
Medie	14,39	1,53	1,61	11,04	3,81		
Pret cu media emitentilor similari	129,4917	61,4103	29,7338	123,6185	76,6408	84,1790	97,7903
Mediana emitenti Utilities-Renewable Europa	24,70	2,28	4,36	13,07	6,84		
Pret cu mediana Utilities-Renewable Europa	222,3	91,3086	80,442	145,1925	132,4943	134,3475	134,3475
Pret mediu						109,2633	116,0689
Mediana emitenti Regulated Electric Europa	6,71	1,17	1,00	3,50	1,18		
Pret cu mediana Regulated Electric Europa	60,39	46,85573	18,45	43,49115	28,0673	39,4508	44,7010

Sursa: EquityRT, raportari companie, calcule Prime Transaction

Evaluarea prin metoda comparatiei multiplilor de piata ridica probleme asemanatoare celor de la Nuclearelectrica, modelul de business bazat pe productia de energie dintr-o singura sursa fiind mai putin intalnit in afara Romaniei. Exceptiile se regasesc de obicei in zona de energie verde, acolo unde exista companii orientate exclusiv pe acest lucru. Pentru Hidroelectrica exista totusi un numar de emitenti comparabili, cu activitate in sectorul hidroenergetic, chiar daca in cele mai multe cazuri nu doar in acesta. Producatorii care ar fi fost 100% comparabili sunt cei din nordul Europei, insa acestia nu sunt listati.

In aceste conditii am ales o varianta mai putin obisnuita, luand in calcul pe de o parte media multiplilor emitentilor pe care i-am considerat comparabili (inclusiv pe cei din afara Europei), iar pe de alta parte mediana emitentilor europeni din sectorul Utilities-Renewable, cel mai apropiat de activitatea companiei. Criteriul principal dupa care au fost alesi emitentii luati in calcul in prima comparatie este includerea in mixul lor de productie a energiei hidro, chiar daca pentru unii dintre ei aceasta nu are o pondere mare. In a doua comparatie, chiar daca sectorul Utilities-Renewable este cel mai apropiat de domeniul de activitate al Hidroelectrica, el este dominat de producatori din surse moderne precum eolian, fotovoltaic si biomasa, care au

in mod obisnuit multipli mai mari decat ne putem astepta sa vedem la o companie cu productie din surse traditionale, chiar si regenerabile. Avand in vedere toate acestea, am ales sa facem o medie intre cele doua seturi de emitenti, Hidroelectrica fiind, practic, undeva la mijloc intre ele.

In prima comparatie am calculat o medie ajustata pentru care am scos din calcul multiplul P/S (pret/vanzari), pentru care rezultatul era cu mult in afara intervalului in care se incadrau celelalte. Si in comparatia cu medianele multiplilor emitentilor din sectorul Renewables exista un multiplu care iese din intervalul celorlalti, P/E, insa acesta este cel mai important multiplu la care se raporteaza de regula investitorii de pe piata de capital, asa ca am considerat ca el ramane relevant chiar si avand o valoare mai mare.

Per total, asa cum era de asteptat, valoare medie pe actiune obtinuta prin comparatia cu emitentii din sectorul energiei regenerabile este considerabil mai mare decat cea obtinuta prin comparatia cu emitenti care produc energie din surse traditionale. Nu am putea lua in calcul valoarea mai mare, pentru ca ea este data in mare masura de emitenti din zona de eolian si fotovoltaic, dar nici pe cea mai mica, in mixul de productie al emitentilor comparabili fiind incluse si surse neregenerabile.

Daca privim la fiecare multiplu in parte observam ca rezultatele cele mai mari sunt cele rezultate din multiplii bazati pe profit, P/E si EV/EBITDA, motivul principal fiind marjele foarte mari la care opereaza Hidroelectrica, atat pentru profitul net, cat si pentru EBITDA. P/BV (pret/capital propriu) da valori mai mici, motivul fiind expus de mai multe ori mai sus, si anume disproportia intre capitalul propriu si datorii. Cele mai mici valori sunt, insa, cele rezultate din comparatia P/S, si aici motivul fiind tot marja mare de profit, care face ca veniturile sa fie unele foarte mici comparativ cu cele ale altor emitenti care obtin profituri asemanatoare.

Rezultatul evaluarii prin aceasta metoda este un pret pe actiune de 116,0689 RON, echivalent cu o valoare totala a companiei de 52,05 mld. RON.

Evaluare pe baza fluxurilor de numerar viitoare (DCF)

Proiectia rezultatelor financiare viitoare

Indicator (mil. RON)	2022e	2023e	2024e	2025e	2026e	2027e
Venituri totale	9.192,48	7.700,00	7.700,00	9.400,00	10.250,00	10.250,00
<i>Evolutie</i>	40,89%	-16,32%	0,00%	22,22%	9,09%	0,00%
Cheltuieli operationale	3.778,30	3.157,59	3.293,17	3.406,55	3.543,21	3.694,37
<i>Evolutie</i>	20,85%	-16,43%	4,29%	3,44%	4,01%	4,27%
Profit operational	5.414,17	4.542,41	4.406,83	5.993,45	6.706,79	6.555,63
<i>Evolutie</i>	51,56%	-16,10%	-2,98%	36,00%	11,90%	-2,25%
Marja operationala	58,90%	58,99%	57,23%	63,76%	65,43%	63,96%
Rezultat financiar net	90,00	99,00	108,90	114,35	114,35	114,35
<i>Evolutie</i>	245,86%	10,00%	10,00%	5,00%	0,00%	0,00%
Profit net	4.623,51	3.898,79	3.793,21	5.130,55	5.729,76	5.602,78
<i>Evolutie</i>	49,84%	-15,67%	-2,71%	35,26%	11,68%	-2,22%
Marja neta	50,30%	50,63%	49,26%	54,58%	55,90%	54,66%

Sursa: estimari Prime Transaction

Re-reglementarea pietei de energie electrica incepand cu 1 ianuarie 2023, decisa de curand de Guvern, face ca estimarile privind veniturile viitoare ale companiei sa fie mai greu de realizat si sa aiba o marja de eroare mai mare decat in mod normal. Aparent ar fi invers, pretul fix fiind, evident, mai usor de estimat decat unul rezultat pe piata libera. In realitate, insa, pretul este fix atata timp cat decid guvernantii sa fie fix, iar nivelul sau se poate schimba dupa bunul plac al acestora. In acest moment sunt greu de estimat efectele pe care le avea masura, printre producatorii care vor fi obligati sa vanda la 450 RON/MWh fiind si unii care ar putea iesi in pierdere la acel pret. De asemenea, daca adunam toata productia care va intra in acest sistem nu ajungem la nivelul consumului, fiind greu de anticipat ce se va intampla cu diferenta si cum se va putea mentine pretul maxim de 1,3 RON/kWh promis tuturor consumatorilor, chiar si celor energofagi. Luand in calcul toate aceste intrebari fara raspuns putem deduce ca aceasta nu este varianta finala a sistemului pus la punct de Stat si ca acesta va suferi ajustari probabil chiar in prima parte a anului viitor. De aceea, asa cum am specificat mai sus, marja de eroare a estimarilor este mai mare decat ar fi in mod normal.

Atragem atentia ca nu e vorba de o estimare propriu-zisa a rezultatelor financiare, ci de un scenariu pe care il consideram plauzibil pentru viitor. Mai jos sunt ipotezele de la care am pornit:

- Cantitate medie anuala vanduta incepand din 2023 de 17 TWh, apropiata de cea din 2021 si ceva mai mare decat media ultimilor ani. O parte a facilitatilor de productie au fost modernizate, altele vor fi modernizate in anii urmatori, iar de curand s-a adaugat si prima capacitate de productie din surse eoliene, asa ca o consideram o estimare realista. Pentru 2022 cantitatea luata in calcul a fost una in scadere cu 25% fata de anul trecut, dupa o prima jumatate a anului marcata de seceta. Desigur, concretizarea acestor estimari va depinde si in anii urmatori de conditiile meteorologice, iar incalzirea globala si extinderea perioadei secetoase le-ar putea pune in pericol.
- Pret mediu de vanzare in crestere cu 110% in 2022 fata de cel de anul trecut, ulterior in scadere pana la 450 RON/MWh in 2023 si 2024, in ipoteza ca masurile guvernamentale vor fi implementate chiar la acest pret, iar ulterior crestere treptata in perioada 2025-2027.
- Cheltuielile cu apa uzinata constante intre 2023 si 2027, iar cele cu transportul si distributia energiei electrice in crestere, pe masura ce volumul activitatii de distributie va creste, iar tarifele vor creste la randul lor.
- Crestere de 5% pe an a cheltuielilor cu personalul. E posibil ca in realitate cresterea sa fie mai mare, mai ales daca inflatia se mentine la acelasi nivel ca in prezent.
- Crestere cu 5% pe an atat pentru cheltuielile de capital, cat si pentru cele cu amortizarea si deprecierea. Am pornit de la premisa mai prudenta ca niciuna dintre investitiile din strategia prezentata in 2020 nu va fi realizata, cresterea de 5% pe an fiind mai degraba o marja de siguranta pentru cazul in care vom fi surprinsi in mod pozitiv. Aceeasi ipoteza a fost luata in calcul si pentru cantitatile de energie vandute, ele bazandu-se pe datele istorice si pe capacitatea de productie actuala, fara a lua in considerare intrarea in sistem a unor capacitati noi, cu o usoara doza de optimism data, si in acel caz, de posibilitatea ca unele proiecte chiar sa fie finalizate.
- Eliminarea impactului veniturilor si cheltuielilor nerecurente, care au avut in 2021 cresteri importante. Impozitul pe venituri suplimentare va disparea din momentul in care pretul va fi fixat la 450 RON/MWh, iar deciziile arbitrare sunt evenimente „one-off”, care pot aparea oricand si pot influenta rezultatele in oricare directie.
- Rezultat financiar net in crestere intre 2023 si 2025, apoi stabil in urmatorii doi ani. Acesta va depinde de perioada in care dobanzile vor ramane ridicate, dar si de eventualele credite pe care le-ar putea face compania pentru a achizitiona sau construi capacitati noi de productie.
- Rata efectiva de impozitare de 16%, la nivelul impozitului pe profit si aproape de media ultimilor ani.

Calculul valorii intrinseci

Indicator (mil. RON)	2022e	2023e	2024e	2025e	2025e	2027e
EBIT*(1-T)	4.547,91	3.815,63	3.701,74	5.034,50	5.633,71	5.506,73
+ Amortizare	918,53	958,45	1.000,38	1.044,40	1.090,62	1.139,15
- Variatie capital de lucru	161,04	-211,99	385,00	850,00	425,00	0,00
- Cheltuieli de capital	196,71	206,55	216,87	227,72	239,10	251,06
FCFF	5.108,68	4.779,52	4.100,24	5.001,18	6.060,22	6.394,82
WACC	15,62%					
Factor actualizare	1,0130	1,1713	1,3543	1,5658	1,8105	2,0933
FCFF actualizat	5.043,03	4.080,60	3.027,65	3.193,94	3.347,33	3.054,89
Terminal Value						52.181,31
Terminal Value actualizat	24.927,74					
Enterprise Value	46.675,19					
+ Numerar	3.351,72					
- Datorii	528,16					
Equity Value	49.498,75					
Numar actiuni	448.447.467					
Valoare estimata pe actiune	110,3780					

In afara de ipotezele expuse mai sus, pentru estimarea valorii actualizate a fluxurilor de numerar viitoare am mai luat in calcul:

- Capital de lucru conectat la volumul de activitate, cu o pondere in venituri in crestere de la 40% in 2022 pana la 50% in anii urmatoari, un nivel apropiat de media perioadei 2017-2021.

Indicator	Valoare
Costul capitalului propriu (CAPM)	15,92%
➤ Rata fara risc	7,73%
➤ Prima de risc a pietei	9,10%
○ Randamentul pietei (medie BET-TR 5 ani)	16,83%
○ Rata fara risc	7,73%
➤ Beta (2 ani)	0,90
Costul datoriilor	10%
Pondere capital propriu	5%
Pondere datorii	95%
WACC	15,62%

Sursa: estimari Prime Transaction

- Costul mediu ponderat al capitalului (WACC) de 15,62%, influentat de:
 - Costul capitalului propriu, calculat prin metoda CAPM (Capital Asset Pricing Model) de 15,92%, influentat la randul sau de:
 - Rata fara risc de 7,73%, egala cu randamentul actual al titlurilor de stat romanesti la 5 ani pe piata secundara
 - Prima de risc a pietei de 9,10%, calculata ca diferenta intre randamentul mediu anual obtinut in ultimii 5 ani de indicele BET-TR si rata fara risc
 - Indicatorul Beta, care masoara volatilitatea emitentului raportat la intreaga piata, de 0,9. Este o valoare ceva mai mare decat cea de la Nuclearelectrica si mai apropiata de cele de la OMV Petrom si Romgaz, inasa chiar si asa e peste nivelul normal pentru o companie din acest domeniu de activitate.

Nici in cazul Nuclearelectrica nu ne putem astepta ca volatilitatea sa se mentina peste media pietei o perioada lunga de timp.

- o Costul datoriilor de 10%.
- o Pondere de 95% pentru capitalul propriu si 5% pentru datoriile financiare. Momentan ponderea datoriilor este de circa 3%, insa in viitor ar putea creste chiar si peste 5%, daca vor fi puse in aplicare intentiile declarate de a schimba structura de finantare pentru a imbunatati indicatorii de rentabilitate.

Rezultatul final este o valoare intrinseca estimata de 110,3780 lei/actiune obtinuta prin metoda DCF, echivalent cu o valoare totala a companiei de 49,5 mld. RON. Luand in calcul si evaluarea pe baza multiplilor de piata, media valorilor obtinute prin cele doua metode este de 113,2234 lei/actiune, sau o valoare a companiei de 50,88 mld. RON. Nu este o recomandare de investitii, ci doar o valoare intrinseca pe care o estimam pentru afacere, in conditiile detaliate mai sus.

Trebuie avute in vedere mai multe elemente care ar putea influenta in sus sau in jos evaluarea.

In cazul evaluarii prin metoda multiplilor rezultatul depinde de categoria in care incadram compania, ea fiind undeva intre un producator traditional de energie si unul din surse regenerabile, mai ales dupa extinderea pe partea de energie eoliana. Daca avem in vedere si segmentul de furnizare in crestere, incadrarea intr-un sector anume e si mai greu de facut.

In cazul evaluarii prin metoda DCF pot aparea diferente importante fata de estimarile noastre, atat intr-o directie, cat si in cealalta. Estimarea privind proiectele din strategia investitionala este una prudenta, oricare dintre proiectele majore putand avea un impact important in cazul in care va fi realizat. Pe de alta parte, seceta ar putea face ca majoritatea anilor urmatori sa fie asemanator cu cel curent, iar productia sa fie mult sub media anilor precedenti. Nu in ultimul rand, re-reglementarea pietei, facuta pe repede inainte de Stat din dorinta de a scapa de plata unor sume exorbitante catre furnizori in planul anterior de compensare a facturilor clientilor casnici, ar putea sa nu functioneze si sa determine luarea unor masuri diferite, mai bune sau (cel mai probabil) mai proaste pentru Hidroelectrica.

Indiferent de felul in care vor evolua lucrurile, pretul de piata la care se va lista compania nu va fi influentat doar de valoarea intrinseca, asa ca nici confirmarea tuturor ipotezelor nu inseamna neaparat o convergenta spre aceasta valoare. Avand in vedere asteptarea indelungata pentru aceasta listare, numarul mic de listari de pe piata principala a BVB, interesul crescut al fondurilor de pensii si puterea financiara a acestora, e de asteptat ca la listare sa vedem o prima care sa tina cont de toate aceste aspecte.

Departament analiza,

Marius Pandeles

*Primești informație optimizată și relevantă pentru tine!
Cum?*

Raportul săptămânal

Ce s-a întâmplat săptămâna aceasta pe bursa, ce știri au mișcat prețurile, ce acțiuni au fost cele mai tranzacționate, ce a crescut și ce a scăzut, cum au evoluat acțiunile pe sectoare și nu numai.

Editoriale

Opinii ale specialiștilor Prime Transaction privind evenimente bursiere, trenduri economice sau orice alte evoluții cu impact asupra pietelor bursiere.

Intra în Prime Analyzer apăsând pe „Prime Analyzer” după ce te autentifici și informează-te în fiecare zi!

Descopera în Prime Analyzer: Graficele pentru toți emitenții, Comparatia Rapida, Rezultatele financiare, Calendar Financiar, Stirile sortate pe emitent, Indicatori financiari, Fise de emitent și multe altele...



București, Sector 3, str. Caloian Județul nr.22, 031114

+4021 321 40 88; +4 0749 044 045

E-mail: office@primet.ro; fax: +4021 321 40 90

Decizie CNVM Nr. 1841/17.06.2003

WWW.PRIMET.RO

Politica SSIF Prime Transaction SA privind recomandarile pentru investitii in instrumente financiare

Materialele ce contin recomandari de investitii realizate de catre SSIF Prime Transaction SA au un scop informativ, SSIF Prime Transaction SA nu isi asuma responsabilitatea pentru tranzactiile efectuate pe baza acestor informatii. Datele utilizate pentru redactarea materialului au fost obtinute din surse considerate de noi a fi de incredere, insa nu putem garanta corectitudinea si completitudinea lor. SSIF Prime Transaction SA si autorii acestui material ar putea detine in diferite momente valori mobiliare la care se face referire in aceste materiale sau ar putea actiona ca formator de piata pentru acestea. Materialele pot include date si informatii publicate de societatea emitenta prin diferite mijloace (rapoarte, comunicate, presa, hotarari AGA/AGEA etc.) precum si date de pe diverse pagini web.

SSIF Prime Transaction SA avertizează clientul asupra riscurilor inerente tranzacțiilor cu instrumente financiare, incluzând, fără ca enumerarea să fie limitativă, fluctuația prețurilor pieței, incertitudinea dividendelor, a randamentelor și/sau a profiturilor, fluctuația cursului de schimb. Materialele ce conțin recomandări de investiții realizate de către SSIF Prime Transaction SA au un scop informativ, SSIF Prime Transaction SA nu își asumă responsabilitatea pentru tranzacțiile efectuate pe baza acestor informații. SSIF Prime Transaction SA avertizează clientul că performanțele anterioare nu reprezintă garanții ale performanțelor viitoare.

Decizia finala de cumparare sau vanzare a acestora trebuie luata in mod independent de fiecare investitor in parte, pe baza unui numar cat mai mare de opinii si analize.

SSIF Prime Transaction SA si realizatorii acestui raport nu isi asuma niciun fel de obligatie pentru eventuale pierderi suferite in urma folosirii acestor informatii. De asemenea nu sunt raspunzatori pentru veridicitatea si calitatea informatiilor obtinute din surse publice sau direct de la emitenti. Daca prezentul raport include recomandari, acestea se refera la investitii in actiuni pe termen mediu si lung. SSIF Prime Transaction SA avertizeaza clientul ca performantele anterioare nu reprezinta garantii ale performantelor viitoare.

Istoricul rapoartelor publicate si a recomandarilor formulate de SSIF Prime Transaction SA se gaseste pe site-ul www.primet.ro, la sectiunea „Informatii piata”/”Materiale analiza”. Rapoartele sunt realizate de angajatii SSIF Prime Transaction SA, dupa cum sunt identificati in continutul acestora si avand functiile descrise in acest site la rubrica *echipa*. Raportul privind structura recomandarilor pentru investitii ale SSIF Prime Transaction SA, precum si lista cu potentiale conflicte de interese referitoare la activitatea de cercetare pentru investitii si recomandare a SSIF Prime Transaction SA pot fi consultate [aici](#).

Rapoartele se pot actualiza/modifica pe parcurs, la momentul la care SSIF Prime Transaction SA considera necesar. Data la care se publica/modifica un raport este identificata in continutul acestuia si/sau in canalul de distributie folosit.

Continutul acestui raport este proprietatea SSIF Prime Transaction SA. Comunicarea publica, redistribuirea, reproducerea, difuzarea, transmiterea, transferarea acestui material sunt interzise fara acordul scris in prealabil al SSIF Prime Transaction SA.

SSIF Prime Transaction SA aplica masuri de ordin administrativ si organizatoric pentru prevenirea si evitarea conflictelor de interese in ceea ce priveste recomandarile, inclusiv modalitati de protectie a informatiilor, prin separarea activitatilor de analiza si research de alte activitati ale companiei, prezentarea tuturor informatiilor relevante despre potentiale conflicte de interese in cadrul rapoartelor, pastrarea unei obiectivitati permanente in rapoartele si recomandarile prezentate.

Investitorii sunt avertizati ca orice strategie, grafic, metodologie sau model sunt mai degraba forme de estimare si nu pot garanta un profit cert. Investitia in valori mobiliare este caracterizata prin riscuri, inclusiv riscul unor pierderi pentru investitori.

Autoritatea cu atributii de supraveghere a SSIF Prime Transaction SA este Autoritatea de Supraveghere Financiara, <http://www.asfromania.ro>

Aceste informatii sunt prezentate in conformitate cu Regulamentul delegata (UE) 565/2017 si Directiva 2014/65/UE.



Bucuresti, Sector 3, str. Caloian Judetul nr.22, 031114

+4021 321 40 88; +4 0749 044 045

E-mail: office@primet.ro; fax: +4021 321 40 90

Decizie CNVM Nr. 1841/17.06.2003

WWW.PRIMET.RO