



CNTEE TRANSELECTRICA SA

RAPORTUL SEMESTRIAL

Ianuarie – Iunie

2021

	Cifre cheie	3
	Date financiare	4
	Date operaționale	18
	Investiții	23
	Evenimente semnificative	27
	Alte aspecte	35
	Anexe	44

RAPORT PRIVIND ACTIVITATEA ECONOMICO – FINANCIARĂ

A CNTEE "TRANSELECTRICA" SA

**conform prevederilor art. 65 din legea nr.24/ 2017 privind piața de capital și Regulamentul nr.5/ 2018
emis de Autoritatea de Supraveghere Financiară (ASF)**

pentru perioada încheiată la data de 30 iunie 2021

Data raportului:	13 august 2021
Denumirea societății comerciale:	CNTEE TRANSELECTRICA SA, societate administrată în sistem dualist
Sediul social:	București, Blvd. Gen. Gheorghe Magheru nr. 33, sector 1, cod poștal 010325
Punct de lucru:	București, Str. Olteni nr. 2 - 4, sector 3, cod poștal 030786
Număr de telefon / fax:	021 303 5611/ 021 303 5610
Cod unic la ONRC:	13328043
Număr de ordine în RC:	J40/ 8060/ 2000
Cod LEI (Legal Entity Identifier)	2549000LXOUQC90M036
Data înființării Companiei:	31.07.2000/ OUG 627
Capital social:	733.031.420 lei, subscris și vărsat
Piața reglementată pe care se tranzacționează valorile mobiliare emise:	Bursa de Valori București, categoria Premium
Principalele caracteristici ale valorilor mobiliare emise:	73.303.142 acțiuni cu o valoare nominală de 10 lei/ acțiune, acțiuni în formă dematerializată, nominative, ordinare, indivizibile, liber tranzacționabile de la 29.08.2006 sub simbolul TEL
Valoarea de piață:	1.825.248.236 lei (24,90 lei/acțiune la 30.06.2021)
Standardul contabil aplicat:	Standardele internaționale de raportare financiară
Auditarea:	Situațiile financiare semestriale întocmite la data de 30.06.2021 nu sunt auditate

DECLARAȚIA PERSOANELOR RESPONSABILE

După cunoștințele noastre, situațiile financiare interimare separate simplificate la data și pentru perioada de șase luni încheiată la 30 iunie 2021 au fost întocmite în conformitate cu Standardul Internațional de Contabilitate 34 - "Raportarea Financiară Interimară" și oferă o imagine corectă și conformă cu realitatea activelor, obligațiilor, poziției financiare, contului de profit și pierdere ale CNTEE Transelectrica SA.

Prezentul raport cuprinde informații corecte și complete cu privire la situația economico-financiară și activitatea CNTEE Transelectrica SA.

București, 06 august 2021

**Bogdan
TONCESCU**

**Președinte
Directorat**

**Adrian
MORARU**

**Membru
Directorat**

**Ionuț-Bogdan
GRECIA**

**Membru
Directorat**

**Cătălin-Constantin
NADOLU**

**Membru
Directorat**

**Marius-Viorel
STANCIU**

**Membru
Directorat**



Cifre cheie S1 2021 vs S1 2020

CIFRE CHEIE

FINANCIAR

1.422	mil lei	▲	30%	Venituri operaționale
			y/y	
253	mil lei	▼	-10%	EBITDA
			y/y	
104	mil lei	▼	-10%	Profit net
			y/y	
28,28	TWh	▲	8%	Energie tarifată**
			y/y	

OPERAȚIONAL

2,67%	*	▲	0,51	pp	CPT
			y/y		
21,35	TWh	▲	4%		Energie transportată***
			y/y		

INVESTIȚII

214	mil lei	▲	92%	Achiziții de imobilizări corporale și necorporale
			y/y	
62,74	mil lei	▲	19%	Mijloace fixe înregistrate în evidența contabilă (PIF)
			y/y	

CPT - Consum Propriu Tehnologic

* Ponderea consumului propriu tehnologic în energia electrică preluată de rețeaua electrică de transport (energia transportată)

** Cantitatea tarifată este definită prin cantitatea de energie electrică extrasă din rețelele electrice de interes public (rețeaua de transport și rețelele de distribuție), mai puțin exporturile de energie electrică

*** Cantitatea transportată este definită prin cantitatea de energie vehiculată fizic în rețeaua de transport

Notă: Pentru ușurința citirii și înțelegerii rezultatelor, anumite cifre prezentate în grafice și/ sau tabele utilizează mil. lei ca unitate de măsură și sunt rotunjite la această unitate. Această convenție de prezentare poate determina, în anumite cazuri, diferențe minore între cifrele totalizatoare și totalurile obținute prin însumarea elementelor componente.



Date financiare

Sinteza rezultatelor financiare la 30 iunie 2021 este prezentată în tabelele de mai jos. Rezultatele financiare nu sunt auditate, iar varianta extinsă a acestora pentru aceeași perioadă este prezentată în Anexe la prezentul Raport.

Contul separat de profit și pierdere – rezultate neauditate				
[mil RON]	S1 2021	S1 2020	Δ	Δ (%)
	1	2	3=1-2	4=1/2
Volum tarifat de energie [TWh]	28,28	26,26	2,02	7,7%
ACTIVITĂȚI CU PROFIT PERMIS				
Venituri operaționale	635	581	54	9%
Transport și alte venituri din piața de energie	612	507	105	21%
Servicii de sistem funcționale	0	48	(48)	n/a
Venituri cu schimburi neplanificate pe PZU	3,2	0,8	2	n/a
Alte venituri	19	24	(5)	(21%)
Costuri operaționale	421	344	76	22%
Cheltuieli privind operarea sistemului	202	143	59	41%
Reparații și mentenanță	37	37	0	1%
Cheltuieli cu personalul	113	108	5	4%
Alte costuri	69	57	12	22%
EBITDA	214	236	(22)	(9%)
Amortizare	130	136	(6)	(4%)
EBIT	84	100	(16)	(16%)
ACTIVITĂȚI ZERO PROFIT				
Venituri operaționale	787	509	278	54%
Servicii de sistem tehnologic	318	343	(25)	(7%)
Piața de echilibrare	469	166	303	182%
Costuri operaționale	748	464	283	61%
Servicii de sistem tehnologice	291	298	(7)	(2%)
Piața de echilibrare	456	166	290	175%
EBIT	39	45	(6)	(13%)
TOATE ACTIVITĂȚILE (CU PROFIT PERMIS ȘI ZERO PROFIT)				
Venituri operaționale	1.422	1.090	332	30%
Costuri operaționale	1.168	809	360	44%
EBITDA	253	281	(28)	(10%)
Amortizare	130	136	(6)	(4%)
EBIT	123	145	(22)	(15%)
Rezultat financiar	(2)	(2)	0,1	3%
EBT	121	143	(22)	(15%)
Impozit pe profit	17	28	(11)	(39%)
Profit net	104	116	(11)	(10%)

Situația separată a poziției financiare – rezultate neauditate				
[mil RON]	S1 2021	2020	Δ	Δ (%)
	1	2	3=1-2	4=1/2
Active imobilizate				
Imobilizări corporale	3.685	3.561	124	3%
Imobilizări af. drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri	34	38	(4)	(11%)
Imobilizări necorporale	6	7	(1)	(10%)
Imobilizări financiare	82	82	0	0%
Total active imobilizate	3.807	3.687	119	3%
Active circulante				
Stocuri	38	38	(1)	(2%)
Creanțe	1.006	848	158	19%
Impozit pe profit de recuperat	-	1	(1)	(100%)
Numerar și echivalente	461	554	(93)	(17%)
Total active circulante	1.505	1.442	64	4%
Total active	5.312	5.129	183	4%
Capitaluri proprii	3.447	3.395	51	2%
Datorii pe termen lung				
Împrumuturi pe termen lung	91	102	(11)	(11%)
Alte datorii pe termen lung	606	574	32	6%
Total datorii pe termen lung	697	676	21	3%
Datorii curente				
Împrumuturi pe termen scurt	25	25	0	1%
Alte datorii pe termen scurt	1.143	1.033	110	11%
Total datorii curente	1.168	1.058	111	10%
Total datorii	1.865	1.733	132	8%
Capitaluri proprii și datorii	5.312	5.129	183	4%

Situația separată a fluxurilor de trezorerie – rezultate neauditate				
[mil RON]	S1 2021	S1 2020	Δ	Δ (%)
Fluxuri de trezorerie înainte de modificările capitalului circulant	233	278	(45)	(16%)
Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare	155	207	(51)	(25%)
Numerar net generat din activitatea de exploatare	137	183	(46)	(25%)
Numerar net utilizat în activitatea de investiții	(212)	(115)	(97)	(84%)
Numerar net utilizat în activitatea de finanțare	(17)	40	(57)	(143%)
Diminuarea netă a numerarului și echivalentelor de numerar	(93)	107	(200)	(186%)
Numerar și echivalente de numerar la 1 ianuarie	554	321	233	73%
Numerar și echivalente de numerar la sfârșitul perioadei	461	428	33	8%

REZULTATE OPERAȚIONALE

Volumul de energie tarifat

În intervalul ianuarie–iunie 2021, cantitatea totală de energie electrică tarifată pentru serviciile prestate pe piața de energie electrică (28,28 TWh) a înregistrat o creștere de 7,7% comparativ cu aceeași perioadă a anului 2020 (diferența între cele două perioade fiind de +2 TWh).

Venituri operaționale

Veniturile totale operaționale realizate în semestrul I al anului 2021 au înregistrat o creștere în procent de 30% comparativ cu aceeași perioadă a anului anterior (1.422 mil lei în S1 2021 față de 1.090 mil lei în S1 2020), determinată în principal de creșterea cantității de energie electrică livrată consumatorilor, de majorarea tarifului mediu de transport și de creșterea veniturilor realizate pe piața de echilibrare.

Segmentul **activităților cu profit permis** a înregistrat o creștere de 9% a veniturilor (635 mil lei în S1 2021 față de 581 mil lei în S1 2020), determinată în principal de creșterea cu 21% a veniturilor din transport și a altor venituri pe piața de energie (612 mil lei în S1 2021 față de 507 mil lei în S1 2020), provenită din creșterea cantității de energie electrică livrată consumatorilor, în condițiile majorării tarifului mediu pentru serviciul de transport aprobat de ANRE, dar și în condițiile implementării noului pachet de reglementări europene, în mod special *Directiva (UE) 2019/944* și *Regulamentul (UE) 2019/943*, precum și *Regulamentul (UE) 2017/2195* și *Regulamentul (UE) 2017/1485*.

În luna iulie 2020 la inițiativa ANRE s-a propus armonizarea metodologiilor de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice și a tarifului pentru serviciul de sistem (doar componenta aferentă serviciului funcțional de sistem), respectiv *Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice* aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 171/2019 și *Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de sistem* aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 45/2017 (doar componenta aferentă serviciului funcțional de sistem), cu modificările și completările ulterioare, cu prevederile reglementărilor europene antemenționate.

Nu în ultimul rând, uitându-ne la aceeași perioadă a anului trecut, trebuie să menționăm impactul semnificativ care l-a avut declanșarea pandemiei Covid-19, astfel încât analiza S1 2021 vs S1 2020 a fost influențată de acesta.

În primul semestru al anului 2021 **veniturile din alocarea capacității de interconexiune** au înregistrat o

scădere în procent de 34% față de aceeași perioadă a anului trecut, în sumă de 10,5 mil lei, corespunzătoare nivelului de utilizare a disponibilităților capacității de interconexiune de către traderii de pe piața de energie electrică.

Scăderea veniturilor din alocarea capacității de interconexiune (înregistrată în primul semestru al anului 2021) se datorează scăderii interesului participanților de a cumpăra capacitate de interconexiune, energia electrică fiind tranzacționată mai mult pe plan intern.

Mecanismul de alocare a capacității de interconexiune constă în organizarea de licitații anuale, lunare, zilnice și intrazilnice. Cele anuale, lunare și intrazilnice sunt explicite - se licitează doar capacitatea de transport, iar cele zilnice cu Ungaria sunt implicite - se alocă simultan cu energia și capacitatea prin mecanismul de cuplare.

Înființarea, începând cu data de 19 noiembrie 2014, a bursei regionale de energie de către România, Ungaria, Cehia și Slovacia presupune ca aceste patru țări să ajungă să aibă un preț unic al electricității tranzacționate pe piețele spot. Alocarea de capacitate între România și Ungaria, singura țară din cele 3 cu care România are frontieră, se face de transportatori: Transelectrica și MAVIR, prin mecanism comun, în baza unui acord bilateral.

Începând cu anul 2016, s-a implementat principiul UIOSI pe granița cu Bulgaria, iar începând cu anul 2017 și pe granița cu Serbia. Potrivit acestui principiu, participanții care nu folosesc capacitățile câștigate la licitațiile anuale și lunare sunt remunerați (de către Transelectrica) pentru capacitatea respectivă. Capacitatea neutilizată se vinde ulterior în cadrul licitațiilor zilnice. Pe granița cu Ungaria sensul este invers, în sensul că MAVIR remunerează participanții pentru capacitățile neutilizate.

Piața de alocare a capacităților de interconexiune este fluctuantă, prețurile evoluând în funcție de cererea și necesitatea participanților pe piața de energie electrică de a achiziționa capacitate de interconexiune.

Începând cu luna noiembrie 2019, a avut loc lansarea celui de-al 2-lea val în cadrul soluției unice europene de cuplare a piețelor intrazilnice (SIDC – Single Intraday Coupling).

Mecanismul unic de cuplare a piețelor intrazilnice asigură armonizarea continuă a ofertelor de vânzare și cumpărare a participanților la piață dintr-o zonă de ofertare cu oferte de vânzare și cumpărare din interiorul propriei zone de ofertare și din orice altă zonă de ofertare unde este disponibilă capacitate transfrontalieră.

Astfel, licitațiile intrazilnice explicite sunt numai pe granița cu Serbia, iar pe granițele cu Bulgaria și cu Ungaria sunt implicite (în cadrul SIDC).

Utilizarea veniturilor nete din alocarea capacității de interconexiune se realizează în conformitate cu prevederile din Ordinul ANRE nr.171/2019 actualizat și Regulamentul UE nr. 943 din 05 iunie 2019 privind piața internă de energie electrică, ca sursă de finanțare a investițiilor pentru modernizarea și dezvoltarea capacității de interconexiune cu sistemele vecine.

Veniturile din Inter TSO Compensation (ITC) au înregistrat o scădere în prima jumătate a anului 2021 cu 1 mil lei comparativ cu primul semestru al anului 2020, datorită faptului că în primul semestru al anului 2021 cantitățile de energie importată/exportată/tranzitată au fost mult mai mici decât în primul semestru al anului 2020, iar tariful pentru schimburile cu țările perimetrice aplicat a fost mai mic în această perioadă din anul 2021 față de aceeași perioadă din anul 2020.

Veniturile din tranzacționarea energiei pentru CPT au fost obținute în principal din vânzarea energiei în excedent pe Piața Intrazilnică administrată de OPCOM și în cadrul PRE CIGA Energy, pe Piața de Echilibrare.

La sfârșitul lunii noiembrie 2019 s-a lansat funcționarea cuplată a pieței intrazilnice la nivel european, în cadrul proiectului XBID/SIDC, care a asigurat o mai mare lichiditate a pieței și o diversificare a produselor tranzacționate, fapt care a dus la creșterea veniturilor înregistrate pe această piață de aproape 4,8 ori față de veniturile înregistrate în perioada similară a anului trecut.

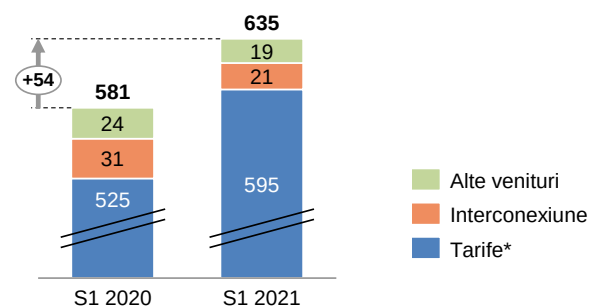
Veniturile din tranzacții CPT au fost mai mari cu 7,4 mil lei în S1 2021 comparativ cu S1 2020 (de la 3,7 mil lei în S1 2020 la 11 mil lei în S1 2021) datorită faptului că dezechilibrele Transelectrica au fost în sens contrar dezechilibrelor Sistemului Electroenergetic Național, cât și datorită noilor reglementări pe piața de echilibrare.

Ca și perspectivă pentru parcursul anul 2021, principalii factori care vor avea un impact semnificativ asupra veniturilor/cheltuielilor din tranzacțiile de energie pentru acoperirea CPT, sunt modificările legislative apărute în piața de echilibrare de energie electrică, cu aplicabilitate de la 1 februarie 2021 (efectuarea decontării la interval de 15 minute, aplicarea prețului unic de decontare pe piața de echilibrare), precum și evoluția pandemiei Covid-19 și a modului de gestionare a acesteia la nivel național.

În cea ce privesc **Veniturile din serviciile de sistem funcționale**, începând cu 01 ianuarie 2021 a avut loc integrarea componentei aferentă serviciului funcțional de sistem în serviciul de transport, astfel, pentru perioada premergătoare datei de 1 ianuarie 2021 s-a calculat

pentru activitatea de transport un tarif cumulat ce reprezintă un tarif teoretic virtual calculat prin însumarea tarifelor aferente activităților cu profit permis, respectiv activitatea de transport și activitatea de servicii funcționale de sistem (cele două tarife se aplicau la aceeași cantitate de energie electrică extrasă din rețea).

Venituri operaționale activități cu profit permis
(mil lei)



* Tarif transport, servicii de sistem funcționale și schimburi neplanificate, energie reactivă, ITC, tranzacții CPT

Veniturile din activitățile zero-profit au înregistrat o creștere în procent de 54% (787 mil lei la 30 iunie 2021 față de 509 mil lei la 30 iunie 2020) determinată în principal de creșterea cu 303 mil lei a veniturilor pe piața de echilibrare (de la 166 mil lei la 30 iunie 2020 la 469 mil lei la 30 iunie 2021).

Creșterea veniturilor pe piața de echilibrare s-a datorat în principal următoarelor aspecte:

- eliminarea limitelor de preț la ofertare pe piața de echilibrare, potrivit Regulamentului de funcționare și de decontare a pieței de echilibrare și a Regulamentului de programare a unităților de producție dispecerizabile, a consumatorilor dispecerizabili și a instalațiilor de stocare dispecerizabile, aprobate prin Ordinul ANRE nr. 61/2020, publicat în Monitorul Oficial al României nr. 287/2020;
- eliminarea obligativității participării la piața de echilibrare, potrivit Regulamentului de calcul și de decontare a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea – preț unic de dezechilibru și modificarea unor Ordine ale Președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 213/2020, publicat în Monitorul Oficial nr. 1201/2020;
- trecerea pieței de echilibrare la intervalul de decontare de 15 minute;
- aplicarea prețului unic de decontare pe piața de echilibrare începând cu data de 1 februarie 2021;
- aplicarea începând cu 01 iunie 2021 a unui nou set de reguli comune de decontare a schimburilor internaționale de energie și a schimburilor neintenționate de energie, ce prevede realizarea unei decontări financiare între Operatorii de Transport și Sistem, eliminând în acest fel compensările în natură

determinate conform metodologiei ENTSO-E de către Centrele de Decontare de la Brauweiler (Germania) și Laufenburg (Elveția), pe care Transelectrica le tranzacționează pe Piața pentru Ziua Următoare și le înregistrează strict în Bugetul de Venituri și Cheltuieli cu Partea Responsabilă cu Echilibrarea Schimburi Neplanificate, ca urmare a tranzacționării energiei la Piața pentru Ziua Următoare;

- modul de realizare a contractării pe piețele anterioare pieței de echilibrare;
- evoluția prețului mediu de deficit înregistrat pe piața de echilibrare;
- scăderea dezechilibrului negativ înregistrat la nivelul furnizorilor de energie electrică pe piața de echilibrare;
- evoluția hidraulicității;
- scăderea cererii de energie electrică (a consumului) în condițiile unei ierni blânde;
- evoluția consumului de energie electrică ca urmare a reglementărilor emise de Administrația Publică Centrală pentru prevenirea răspândirii covid-19.

Pentru anul 2021 se estimează că reglementările implementate în legislația națională în concordanță cu prevederile Regulamentului (UE) 2019/943 al Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019 privind piața de energie electrică, efectuarea decontării la intervalul de granularitate de 15 minute, aplicarea prețului unic de decontare pe piața de echilibrare și evoluția modului de gestionare a răspândirii COVID -19 la nivelul țării vor avea un impact semnificativ privind evoluția veniturilor/costurilor pe piața de echilibrare.

Pentru activitatea de administrare a pieței de echilibrare, cadrul de reglementare specific acesteia conține mecanisme de regularizare care asigură compensarea excesului sau deficitului de venituri raportat la nivelul cheltuielilor necesare pentru desfășurarea activității respective.

Astfel, potrivit reglementărilor ANRE, soldurile lunare nenule (surplusuri de venit) rezultate din desfășurarea acestei activități urmează a fi compensate prin corecție tarifară ex-post (corecție negativă) aplicată de ANRE în tarif în anii următori celui în care s-au înregistrat soldurile respective.

Pe parcursul semestru al anului 2021, **veniturile din serviciile de sistem tehnologice** au înregistrat o scădere în procent de 7% comparativ cu primul semestru al anului 2020 (318 mil lei la 30 iunie 2021 față de 343 mil lei la 30 iunie 2020), determinată de diminuarea tarifului aprobat de ANRE pentru aceste servicii în condițiile creșterii cantității de energie electrică livrată consumatorilor cu un procent de 7,7%.

În perioada analizată, veniturile din serviciile de sistem tehnologice au fost mai mari cu suma de 27 mil lei comparativ cu cheltuielile privind achiziția serviciilor de sistem tehnologice realizate.

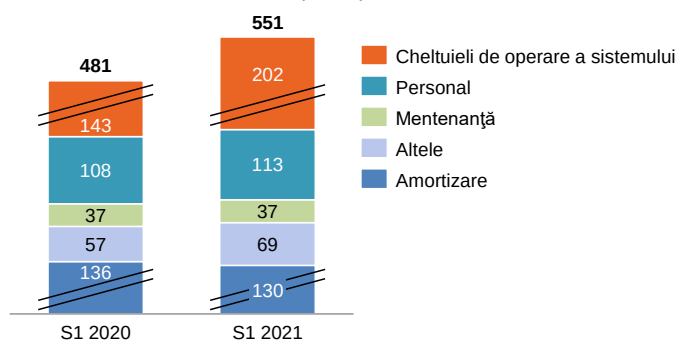
Pentru activitatea de servicii de sistem tehnologice cadrul de reglementare specific acesteia conține mecanisme de regularizare care asigură compensarea excesului sau deficitului de venituri raportat la nivelul cheltuielilor necesare pentru desfășurarea activității respective. Astfel, potrivit reglementărilor ANRE, surplusul/deficitul de venit față de costurile recunoscute rezultate din desfășurarea acestei activități urmează a fi compensate prin corecție tarifară ex-post (corecție negativă/pozitivă) aplicată de ANRE în tarif în anii următori celui în care s-a înregistrat surplusul/deficitul respectiv. Surplusul/deficitul de venit față de costurile rezultate din desfășurarea acestei activități se calculează pe perioade de programare a tarifului (de regulă 12 luni).

Cheltuieli operaționale

Cheltuielile totale operaționale (inclusiv amortizarea) realizate în intervalul ianuarie-iunie 2021 au înregistrat o creștere de 37% comparativ cu perioada similară a anului anterior (1.299 mil lei în S1 2021 față de 945 mil lei în S1 2020).

Pe segmentul **activităților cu profit permis**, cheltuielile (inclusiv amortizarea) au înregistrat o creștere de 15% (551 mil lei în ianuarie-iunie 2021 față de 481 mil lei în ianuarie-iunie 2020).

Costuri operaționale activități cu profit permis
(mil lei)



CPT: În primul semestru al anului 2021 cheltuielile privind consumul propriu tehnologic au fost mai mari cu 55% (63 mil lei) comparativ cu primul semestru al anului 2020, datorită următoarelor aspecte:

- consumul propriu tehnologic înregistrat în perioada analizată a fost cu circa 28GWh (32%) în luna ianuarie, respectiv cu circa 32GWh (44%) mai mare în luna februarie decât în perioada similară a anului 2020, iar la nivelul întregii perioade analizate s-a înregistrat o creștere cu circa 30%.

Consumul anului 2020, raportat la aceeași perioadă a anului 2021 a fost puternic influențat de pandemia covid-19;

- prețul mediu al energiei achiziționate de pe PZU a fost cu aproape 80% mai mare în semestrul I 2021 față de perioada similară a anului 2020.

În prezent, tendința actuală a Pieței pentru Ziua Următoare este de continuă creștere, înregistrând valori mult mai mari decât cele din anul 2020 (pentru luna iulie, prețul mediu este de 449,66lei/MWh, fiind de 2,5 ori mai mare decât valoarea din anul 2020 și de peste 1,7 ori mai mare decât valoarea din anul 2019, depășind valorile înregistrate în ultimii 7 ani pe această piață).

Aceeași tendință se observă și la nivel european, ceea ce va avea un impact semnificativ în costurile înregistrate pentru acoperirea CPT, având în vedere că din data de 17 iunie 2021 s-a realizat cuplarea piețelor pentru ziua următoare din cadrul 4M MC (Republica Cehă, Slovacia, Ungaria și România) cu piața regională din Austria, Germania și Polonia.

Conform Regulamentului Uniunii Europene nr.1222/2015 (CACM) – “de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor”, una dintre principalele obligații rezultate din conținutul acestui regulament a fost aceea de unificare a piețelor de energie pe termen scurt (zilnice și intrazilnice), obligație ce trebuie îndeplinită atât de către OPEED – „Operatorii Pieței de Energie Electrică Desemnați”, cât și de către OTS – „Operatorii de Transport și Sistem” din Europa.

În acest sens a fost demarat proiectul de cuplare a piețelor zilnice de energie din statele membre UE România și Bulgaria în anul 2020, proiect care presupune cuplarea piețelor zilnice de energie din statele membre UE România și Bulgaria.

În data de 22.09.2020, autoritățile naționale de reglementare din Austria, Germania, Polonia și țările 4M Market Coupling (4M MC), și anume Republica Cehă, Ungaria, România și Slovacia, au primit de la Comisia Europeană (DG ENER) îndrumarea pentru Operatorii Piețelor de Energie Electrică Desemnați (OPEED) și Operatorii de Transport și de Sistem (OTS) care participă la Proiectul DE-AT-PL-4M MC (cunoscut și sub denumirea de “Interim Coupling Project” sau „ICP”) care stabilește prioritizarea implementării soluției ICP în timp util.

Această îndrumare a fost solicitată de autoritățile naționale de reglementare respective după câteva luni de discuții, deoarece în primul trimestru al anului 2020 au fost identificate de către mai multe părți implicate în proiect, blocaje în procesul de implementare locală.

Aceste blocaje a-au datorat interdependențelor dintre proiectele aflate în paralel în desfășurare, cum ar fi CORE FB MC, Allegro, NorNed, Polish MNA, rezultând într-o întârziere a activităților de implementare a Interim Coupling.

DG ENER considera o implementare secvențială a proiectelor Interim Coupling și CORE Flow Based Market Coupling (Core FB MC) ca fiind cea mai bună cale de urmat, întrucât proiectul Interim Coupling va facilita Cuplarea Unică a Piețelor pentru Ziua Următoare și în special extinderea geografică către toate frontierele relevante ale UE conform cerințelor Regulamentului CACM în cel mai scurt timp posibil.

De asemenea, va aduce câștiguri de bunăstare participanților la piață. De asemenea, DG ENER a comunicat că Proiectul Interim Coupling va aduce valoare adăugată prin asigurarea faptului că țările din Europa Centrală și de Est nu vor rămâne izolate, chiar dacă ar apărea alte întârzieri în implementarea CORE FB.

În plus, va permite compararea rezultatelor testării cuplării bazată pe fluxuri cu datele din producție ale funcționării cuplate pe bază de NTC în timpul rulării paralele externe a proiectului CORE FB MC.

Luând în considerare îndrumarea primită, data de lansare a proiectului Interim Coupling a fost preconizată pentru luna aprilie 2021.

Următorii pași ai proiectului Interim Coupling au fost concentrați în principal pe actualizarea foi detaliate de parcurs a proiectului, finalizarea punctelor rămase deschise și testarea internă a soluției (planificată în prezent la începutul anului 2021), precum și testele cu părți externe.

În data de 18 martie 2021 Operatorii Pieței de Energie Electrică Desemnați (OPEED) și Operatorii de Transport și de Sistem (OTS) din Austria, Germania, Polonia și țările din 4M Market Coupling (4M MC), respectiv Republica Cehă, Ungaria, România și Slovacia, au informat părțile interesate cu privire la o ușoară actualizare a planificării testelor proiectului.

Părțile proiectului au finalizat cu succes prima fază a testelor regionale comune (Full Integration Testing - FIT) la sfârșitul lunii februarie 2021.

În urma actualizării planificării testelor și a alinierii la nivelul tuturor OTS-urilor și OPEED-urilor europene la nivelul Cuplării unice a piețelor pentru ziua următoare (SDAC), următoarea fază a testării (Simulation Integration Testing - SIT) axată pe testarea procedurilor operaționale regionale a fost programată a începe în a doua jumătate a lunii martie 2021.

Lansarea proiectului a fost planificată pentru data de 10 iunie 2021, sub rezerva confirmării pregătirii tehnice și din punct de vedere legal de către toate părțile.

Ca urmare a planificării actualizate, s-a preconizat că testele regionale vor fi finalizate până la începutul lunii mai 2021 și vor fi urmate de teste procedurale end-to-end executate la un nivel european mai larg, împreună cu toate părțile SDAC. Testele cu participarea participanților la piață (Member Tests) s-au preconizează a fi efectuate în a doua jumătate a lunii mai 2021.

În data de 21 aprilie 2021 a fost organizat un webinar comun pentru a oferi participanților la piață informații detaliate despre Member Tests, precum și despre schimbările preconizate ale proceselor.

În data de 17 iunie 2021 pentru prima dată, capacitatea transfrontalieră pentru ziua următoare pe cele 6 noi frontiere (PL-DE, PL-CZ, PL-SK, CZ-DE, CZ-AT, HU-AT) a fost alocată implicit prin intermediul algoritmului Euphemia.

Cuplarea prin preț implementată permite determinarea simultană a prețurilor energiei electrice și a fluxurilor transfrontaliere în întreaga regiune.

Utilizarea eficientă a sistemului energetic și a infrastructurilor transfrontaliere, generate de o coordonare mai strânsă între părțile interesate din piața de energie, maximizează bunăstarea socială în beneficiul tuturor participanților la piață.

Interim Coupling a fost anunțat în decembrie 2018, ca urmare a solicitării autorităților naționale de reglementare implicate (ANR) de a dezvolta în continuare integrarea regională a piețelor de energie electrică pentru ziua următoare.

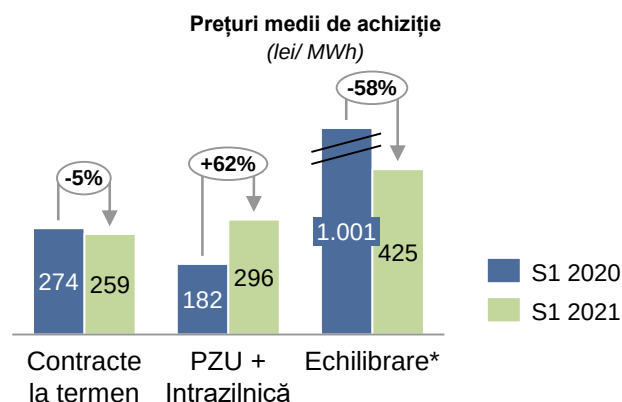
Proiectul a avut ca obiectiv cuplarea granițelor 4M MC (cuplarea piețelor din Republica Cehă, Slovacia, Ungaria și România) cu cuplarea multiregională (MRC) prin introducerea alocării implicite a capacității nete de transport (NTC) pe cele șase frontiere menționate anterior.

Cuplarea piețelor pentru ziua următoare 4M MC este acum integrată în piața pan-europeană pentru ziua următoare de energie electrică

Noua cuplare de succes este rezultatul cooperării strânse dintre OPEED-urile din Interim Coupling (EPEX SPOT, EXAA, HUPX, Nord Pool EMCO, OKTE, OPCOM, OTE, TGE) și OTS -uri (50Hertz, APG, ČEPS, MAVIR, PSE, SEPS, Tennet DE, Transelectrica), împreună cu ANR-urile respective (ANRE, BNetzA, E-Control, ERU, MEKH, URE, URSO).

Această cuplare a pieței bazată pe NTC este un pas important către realizarea SDAC.

Următoarea etapă constă în introducerea metodei de calcul al capacității bazate pe fluxuri în cadrul proiectului Core FB MC, care este modelul țintă pentru cuplarea pieței pentru ziua următoare.



Cheltuielile privind consumul de energie electrică în stațiile RET au înregistrat o creștere în procent de 15% în intervalul ianuarie-iunie 2021 față de S1 2020 (10 mil lei în S1 2021 comparativ cu 9 mil lei în S1 2020) datorită majorării prețurilor de achiziție a energiei electrice în anul 2021.

În vederea desfășurării activității de transport a energiei electrice în stațiile electrice și operării Sistemului Electroenergetic Național în condiții de siguranță, Transelectrica trebuie să achiziționeze energie electrică pentru acoperirea consumului aferent serviciilor interne din stațiile electrice de înaltă tensiune ce se află în administrarea Companiei, respectiv consumul aferent serviciilor interne din cele 81 de stații electrice, pentru fiecare loc de consum.

Serviciile de sistem funcționale: Cheltuielile aferente au înregistrat o scădere de 49% (6 mil lei în S1 2021 comparativ cu 13 mil lei în S1 2020) determinată, în principal, de reducerea cheltuielilor pe piața de echilibrare privind schimburile neplanificate de energie electrică cu țările vecine interconectate la SEN. Aceste cheltuieli reprezintă schimburile internaționale necontractate de energie electrică cu țările vecine și cheltuielile cu schimburile neplanificate pe piața zilei următoare.

Cheltuielile cu Inter TSO Compensation (ITC)

Obligațiile lunare de plată/drepturile de încasare pentru fiecare operator de transport și de sistem (TSO) se stabilesc în cadrul mecanismului de compensare/decontare a efectelor utilizării rețelei electrice de transport (RET) pentru tranzite de energie electrică între TSO-urile din cele 35 de țări care au aderat la acest mecanism din cadrul ENTSO-E.

În primul semestru din 2021 aceste cheltuieli au fost mai mari cu un procent de 16% față de perioada similară a

anului anterior, diferența rezultând din regularizarea estimărilor de cheltuieli efectuată.

Segmentul **activităților zero-profit** a înregistrat o creștere a costurilor cu 61% (748 mil lei la 30 iunie 2021 față de 464 mil lei la 30 iunie 2020), determinată în principal de creșterea cheltuielilor pe piața de echilibrare.

Serviciile de sistem tehnologice sunt achiziționate de Companie de la producători în scopul asigurării menținerii nivelului de siguranță în funcționare a SEN și a calității energiei electrice transportată la parametrii ceruți de normele tehnice în vigoare.

Contractarea acestor servicii se realizează:

- în regim reglementat, în baza Hotărârilor de Guvern și a Deciziilor Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei (ANRE);
- prin mecanisme concurențiale.

Începând cu 01.02.2021 achiziția serviciilor tehnologice de sistem se realizează în regim concurențial prin licitații zilnice, în conformitate cu prevederile Regulamentului (UE) 2019/943 al Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019.

În perioada ianuarie–iunie 2021 contractarea serviciilor tehnologice de sistem în regim reglementat s-a efectuat numai pentru Energia Reactivă. Transelectrica a contractat Energia Reactivă de la Hidroelectrica SA, conform Deciziei ANRE nr.1551/28.08.2019

Valoarea cheltuielilor privind serviciile de sistem tehnologice în primul semestru al anului 2021, a înregistrat o scădere de 2% comparativ cu cele din S1 2020 (291 mil lei în S1 2021 comparativ cu 298 mil lei în S1 2020)

Valoarea costurilor cu achiziția STS pentru S1 2021 a fost determinată în principal de următorii factori:

- menținerea prețurilor de achiziție a serviciilor de sistem tehnologice pe piața concurențială în anul 2021 în jurul valorilor înregistrate în anul 2020, pentru rezerva secundară (RS) și rezerva terțiară rapidă (RTR);
- manifestarea în anul 2021 a unui nivel ridicat de concentrare a pieței serviciilor tehnologice de sistem pentru serviciile tehnologice de sistem rezervă secundară (RS).

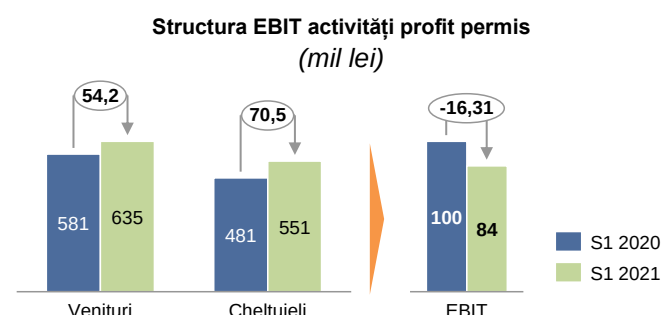
Compania refacturează valoarea serviciilor de sistem tehnologice achiziționate de la producători către furnizorii de energie electrică licențiați de ANRE, care beneficiază în final de aceste servicii.

Pentru anul 2021 se estimează că reglementările care se vor implementa în legislația națională în concordanță cu prevederile Regulamentului (UE) 2019/943 al Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019, contractarea serviciilor tehnologice de sistem la Intervalul de decontare de 15 minute, efectuarea decontării pe piața de echilibrare la intervalul de decontare de 15 minute și evoluția economiei și a consumului de energie electrică la nivel național, vor avea un impact semnificativ privind evoluția veniturilor/costurilor pe piața de echilibrare și în evoluția costurilor cu achiziția serviciilor de sistem la nivelul Transelectrica SA.

Cheltuielile privind piața de echilibrare realizate în semestrul I 2021, au fost mai mari cu 290 mil lei față de cele realizate în semestrul I 2020. Aceste cheltuieli rezultă în urma notificărilor/realizărilor participanților pe această piață

Rezultat operațional

Activitățile cu profit permis au înregistrat un rezultat pozitiv 84 mil lei în primul semestru al anului 2021, în scădere cu 16% față de cel înregistrat în aceeași perioadă a anului trecut.

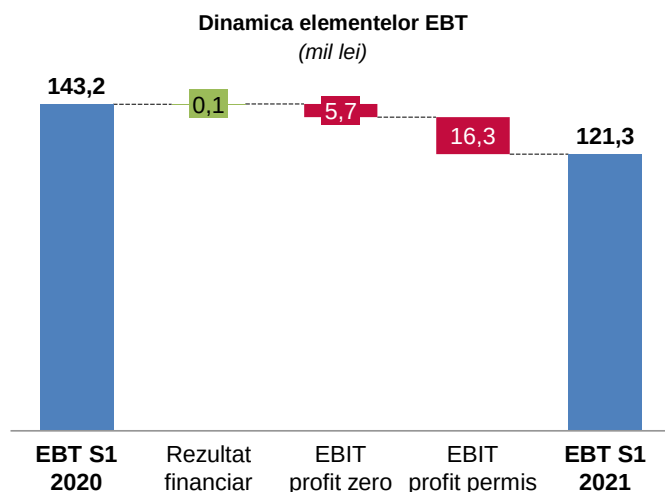


EBIT generat de activitățile zero-profit a înregistrat un rezultat pozitiv de 39 mil lei, în scădere cu 6 mil lei față de cel înregistrat în aceeași perioadă a anului trecut.

Rezultat brut (EBT)

Profitul brut a înregistrat o scădere de 22 mil lei, de la 143 mil lei în intervalul ianuarie-iunie 2020 la 121 mil lei în ianuarie-iunie 2021.

Dinamica între profitul înregistrat în primul semestru al anului 2021 comparativ cu primul semestru al anului 2020, descompusă pe componentele constitutive ale profitului, este prezentată în graficul următor:

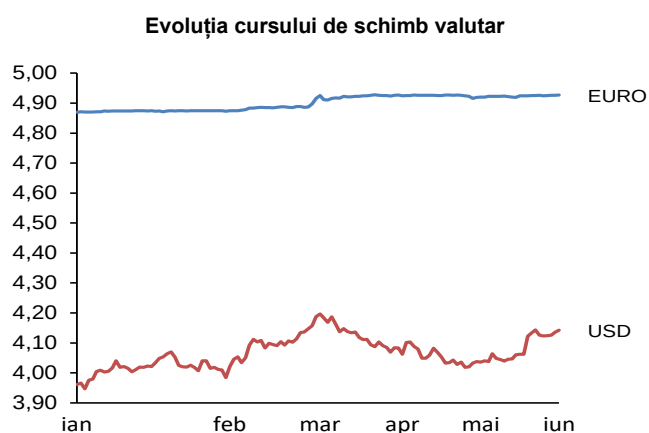


Rezultat Financiar

Rezultatul financiar net înregistrat în primul semestru al anului 2021 este negativ în valoare de 2 mil lei.

Acesta a fost influențat în principal, de evoluția cursului de schimb valutar al monedei naționale raportat la euro, monedă în care Compania are contractate împrumuturi bancare pentru finanțarea programelor de investiții.

Evoluția cursului de schimb leu/euro și leu/usd în intervalul ianuarie - iunie 2021 este redată în graficul următor:



Rezultat net

Profitul net a înregistrat scădere în perioada analizată, ajungând la 104 mil lei în S1 2021, față de 116 mil lei înregistrat în S1 2020.

POZIȚIA FINANCIARĂ

Active immobilizate

Activele immobilizate au înregistrat în primul semestru al anului 2021 comparativ cu anul 2020 o creștere în procent de 3%, pe fondul creșterii immobilizărilor corporale în curs determinată în principal de realizarea lucrărilor de investiții în stațiile și liniile electrice de înaltă tensiune.

Imobilizări aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing – clădiri

Imobilizările aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri reprezintă dreptul de utilizare a spațiilor închiriate de Companie în clădirea de birouri Platinum, conform prevederilor IFRS 16 – Contracte de leasing.

Începând cu 01.10.2020 a intrat în vigoare noul contract de închiriere (contract nr. C232/2020 încheiat cu Dagesh Rom SRL), valabil pe o perioadă de 5 ani.

La data de 30 iunie 2021, valoarea contabilă a dreptului de utilizare a spațiilor închiriate de Companie în clădirea de birouri Platinum este în sumă de 34 mil lei.

Imobilizări financiare

Imobilizările financiare la data de 30 iunie 2021 nu au înregistrat modificări față de 31 decembrie 2020, rămânând în S1 2021 la valoarea de 82 mil lei.

Active circulante

Activele circulante au înregistrat o creștere în procent de 4% la 30 iunie 2021 (1.505 mil lei) comparativ cu valoarea înregistrată la 31 decembrie 2020 (1.442 mil lei).

Creanțele comerciale și alte creanțe înregistrează o creștere în procent de 19% (1.006 mil lei la 31 iunie 2021 de la 848 mil lei la 31 decembrie 2020), în principal datorită:

- creșterii volumului tranzacțiilor pe piața de echilibrare în trimestrul II al anului 2021 față de trimestrul IV al anului 2020, fapt ce a determinat creșterea creanțelor aflate în sold la data de 30 iunie 2021 față de 31 decembrie 2020.

Principalii clienți în sold pe piața de energie electrică sunt reprezentați de: Ciga Energy SA, MAVIR, Electrica Furnizare SA, RAAN, OPCOM, Cînta Energy SA, E.ON Energie România SA, Getica 95 COM SRL, CEZ Vânzare SA, Tinmar Energy SA.

Ponderea principalilor clienți pe piața de energie electrică este de circa 57% în total creanțe comerciale.

La data de 30 iunie 2021, Compania înregistrează creanțe de încasat din schema de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență în proporție de aproximativ 18% din total creanțe comerciale.

Compania desfășoară activitățile aferente schemei de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență, în calitate de administrator al schemei de sprijin, în conformitate cu prevederile HGR nr. 1215/2009, „principalele atribuții fiind de colectare lunară

a contribuției pentru cogenerare și plata lunară a bonusurilor”.

Clienții din schema de sprijin tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență înregistrează la data de 30 iunie 2021 o scădere determinată, în principal de scăderea valorii facturate pentru colectarea contribuției lunare.

La data de 30 iunie 2021, Compania înregistrează creanțe de încasat în sumă de 173 mil lei, reprezentate de facturile emise aferente schemei de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență, din care:

- supracompensare pentru perioada 2011-2013 în sumă de 76,70 mil lei, respectiv de la RAAN – 63,46 mil lei și CET Govora SA – 13,23 mil lei;
- bonus necuvenit pentru 2014 în sumă de 3,91 mil lei, respectiv de la RAAN – 1,98 mil lei, și CET Govora – 1,93 mil lei;
- bonus necuvenit pentru 2015 în sumă de 0,56 mil lei, respectiv de la CET Govora – 0,53 mil lei, Interagro – 0,03 mil lei;
- bonus necuvenit pentru 2020 în sumă de 0,52 mil lei de la Donau Chem;
- contribuție pentru cogenerare neîncasată de la furnizorii consumatorilor de energie electrică în sumă de 21,20 mil lei, respectiv de la: Transenergo Com – 5,88 mil lei, PetProd – 4,39 mil lei, Romenergy Industry – 2,68 mil lei, RAAN – 2,38 mil lei, UGM Energy – 1,50 mil lei, CET Govora – 0,90 mil lei, KDF Energy – 0,88 mil lei și alții.

Până la data prezentului raport, Compania a încasat integral creanțele aferente supracompensării activității privind schema de sprijin pentru anul 2020 (suma de 16,47 mil lei) de la Electrocentrale București, precum și suma de 11,73 mil lei din bonusul necuvenit stabilit prin Decizii ANRE pentru anul 2021, în valoare de 12,25 mil lei, de la următorii producători: Bepco SRL, Complexul energetic Hunedoara, Complexul energetic Oltenia, CET Arad, CET Govora, Contourglobal Solutions, Electrocentrale București, Electro Energy Sud, Electroulaj SA, Universitatea Politehnică din București, Prefab, Soceram SA și Termoficare Oradea.

Pentru stingerea creanțelor generate de supracompensare și bonus necuvenit, Compania a solicitat producătorilor calificați în schema de sprijin efectuarea de compensări reciproce. Pentru producătorii (RAAN, CET Govora) care nu au fost de acord cu această modalitate de stingere a creanțelor și datoriilor reciproce, Compania a aplicat și aplică în continuare prevederile art. 17 alin. 5 din Ordinul președintelui ANRE nr. 116/2013 pentru aprobarea Regulamentului privind stabilirea modului de colectare a contribuției pentru

cogenerarea de înaltă eficiență și de plată a bonusului pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență și a reținut de la plată sumele aferente schemei de sprijin cuvenite.

Alte creanțe la data de 30 iunie 2021, în sumă de 126 mil lei includ în principal:

- debitori diverși (85 mil lei), din care:
 - penalități de întârziere la plată calculate clienților rău platnici, în sumă de 73 mil lei (din care suma de 35 mil lei reprezintă penalități aferente schemei de sprijin).
- Cele mai mari penalități de întârziere la plată au fost înregistrate de clienții: RAAN (16,9 mil lei), CET Govora (9,6 mil lei), Electrocentrale București (9,4 mil lei), Eco Energy SRL (8,9 mil lei), Petprod SRL (8,9 mil lei), Romelectro (5,9 mil lei), Total Electric Oltenia (3,3 mil lei), OPCOM (2 mil lei). Pentru penalitățile calculate pentru plata cu întârziere a creanțelor din activitatea operațională au fost înregistrate ajustări de depreciere;
- compensații datorate de furnizori pentru nelivrarea energiei electrice (Arelco Power 0,98 mil lei) și Enol Grup (2,54 mil lei). Pentru compensațiile datorate de furnizorii din activitatea operațională au fost înregistrate ajustări de depreciere;
- creanța de recuperat de la OPCOM reprezentând TVA-ul aferent aportului în natură la capitalul social al filialei în sumă de 4,52 mil lei.
- cheltuieli înregistrate în avans în sumă de 7 mil lei sunt reprezentate în principal de: cotizație internațională ENTSO-E pentru anul 2021 (2,8 mil lei), contribuție anuală ANRE aferentă anului 2021 (1,8 mil lei), chirie și mentenanță clădire birouri (0,7 mil lei), avansuri la contractele încheiate cu furnizorii de energie electrică necesară acoperirii consumului propriu tehnologic pentru perioadele viitoare, polițe RCA și CASCO și altele
- alte creanțe imobilizate în sumă de 4,3 mil lei, din care 4,2 mil lei reprezintă garanții pentru ocuparea temporară a terenului, calculate și reținute în conformitate cu art. 39 alin. (1). alin. (2) și alin. (5) din Legea nr. 46/2008 privind Codul Silvic, în vederea realizării obiectivului de investiții LEA 400 kV Reșița – Pancevo (Serbia);
- alte creanțe sociale în sumă de 5 mil lei reprezentând concedii medicale achitate de angajator salariaților și care urmează a fi recuperate de la Casa Națională de Asigurări de Sănătate, conform legislației în vigoare.

Datorii

Datoriile pe termen lung în sumă de 697 mil lei la data de 30 iunie 2021 au înregistrat o creștere în procent

de 3% față de valoarea înregistrată la data de 31 decembrie 2020.

În același timp **datoriile pe termen scurt** au înregistrat de asemenea o creștere în procent de 10% (de la 1.058 mil lei la 31 decembrie 2020 la 1.168 mil lei la 30 iunie 2021), în principal pe fondul creșterii volumului lucrărilor de investiții, în speță a contractelor aflate în derulare facturate de către furnizorii de imobilizări în primul semestru al lui 2021 față de an 2020.

- La data de 30 iunie 2021 comparativ cu 31 decembrie 2020, **datoriile aflate în sold pe piața de energie** sunt în sumă de 498 mil lei față de 468 mil lei fiind influențate în principal de:

- creșterea **soldului datoriilor aferente activității operaționale** care a fost determinată în principal de achitarea în trimestrul II an 2021 a obligațiilor de plată aflate în sold pe piața de energie electrică la data de 30 iunie 2021.

- scăderea **datoriilor aferente schemei de sprijin către furnizori (producători)** determinată în principal de plata bonusului lunar convenit RAAN, reținut în vederea compensării dar și de scăderea valorii bonusului lunar pentru cogenerarea de înaltă eficiență din trimestrul II al anului 2021, față de trimestrul IV al anului 2020.

Furnizorii pe piața de energie electrică sunt reprezentați în principal de: Hidroelectrica SA, MAVIR, Complexul energetic Oltenia SA, RAAN, Electrica Furnizare SA, OPCOM, IBEX, Electrocentrale București SA, OMV Petrom SA, CIGA Energy SA.

La 30 iunie 2021, ponderea acestora în total furnizori de energie este de circa 84%.

La data de 30 iunie 2021, se înregistrează obligații de plată către furnizori (producători) în sumă de 35,5 mil lei (RAAN – 32,2 mil lei și CET Govora SA – 3,4 mil lei), reprezentând bonusul lunar de cogenerare, antesupracompensarea pentru anii 2014 și 2015, bonusul neacordat pentru anul 2015.

Sumele reprezentând datoriile Companiei aferente schemei de sprijin față de RAAN și CET Govora au fost reținute la plată în baza art. 17 alin. 5 din Ordinul președintelui ANRE nr. 116/2013, întrucât furnizorii (producătorii) înregistrează obligații de plată față de Companie pe schema de sprijin de tip bonus.

- **creditori diverși** în sumă de 143,8 mil lei sunt reprezentați în principal de:
- poziția netă a schemei de sprijin privind cogenerarea de înaltă eficiență, poziție de datorie, în sumă de 139,6 mil lei;

Poziția netă a schemei de sprijin reprezintă diferența dintre:

- *valoarea contribuției colectat de la furnizorii consumatorilor de energie electrică, valoarea supracompensării activității de producere a energiei electrice și termice în cogenerare de înaltă eficiență, bonusul necuvenit de încasat de la producători, conform deciziilor ANRE, pe de-o parte, și*
- *valoarea bonusului de cogenerare, a antesupracompensării și a bonusului neacordat de achitat către producătorii de energie în cogenerare de înaltă eficiență, beneficiari ai schemei de sprijin, pe de altă parte.*
- studii pentru interconectarea sincronă a sistemelor din Ucraina și Republica Moldova cu sistemul european continental, redevență trimestrul 2 an 2021 1,3 mil lei, contracte de studii 0,6 mil lei, garanții de participare la licitații și altele.
- **datoria pentru imobilizările aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri**, conform prevederilor IFRS 16 – Contracte de leasing, este în sumă de 34 mil lei.
- **alte datorii** în sumă de 33 mil lei sunt reprezentate, în principal, de garanțiile de bună plată a contractelor pe piața de energie electrică încheiate de CNTEE Transelectrica SA în sumă de 18,8 mil lei, TVA neexigibilă în perioada de raportare în sumă de 14,3 mil lei și altele.
- **clienți creditori** în sumă de 103 mil lei reprezintă sume încasate în avans de la MAVIR, OPCOM și IBEX în cadrul tranzacțiilor aferente mecanismelor de cuplare prin preț 4MMC (4M Market Coupling) și SIDC (Single Intraday Coupling)
- **dividendele cuvenite acționarilor** Companiei la data de 30 iunie 2021 și neplătite sunt în sumă de 64 mil lei, fiind la dispoziția acționarilor prin intermediul agentului de plată.

Provizioanele au înregistrat o diminuare de valoare în primul semestru al anului 2021 în comparație cu sfârșitul anului 2020, de la 91 mil lei la 31 decembrie 2020 la 70 mil lei la 30 iunie 2021, diminuare determinată în principal de:

- diminuarea valorii provizioanelor constituite pentru litigii care la data de 30 iunie 2021 sunt în sumă de 46 mil lei comparativ cu suma de 50 mil lei înregistrată la finele anului 2020
- provizion pentru contracte de mandat care la 30 iunie 2021 prezintă un sold de 24 mil lei și care reprezintă în principal remunerarea administratorilor executivi și neexecutivi, remunerare constând în componenta variabilă aferentă pachetelor OAVT-uri alocate și

nevalorificate pe durata mandatelor executate în perioada 2013-2017

- alte provizioane

Datoriile purtătoare de dobândă

La data de 30 iunie 2021 valoarea împrumuturilor pe termen lung s-a diminuat față de 31 decembrie 2020 în principal datorită rambursărilor efectuate conform acordurilor de împrumut existente.

Capitaluri proprii

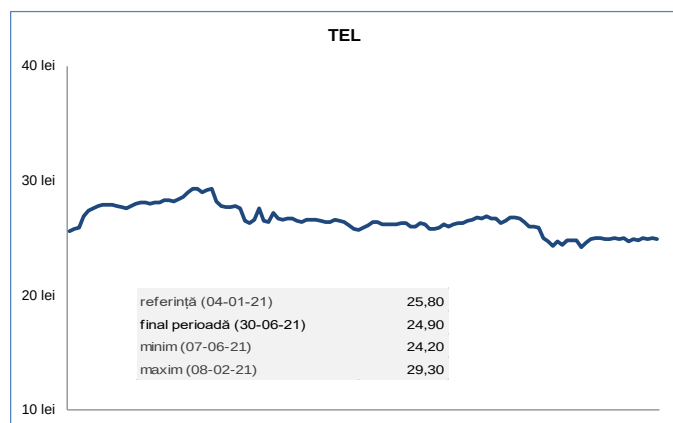
Capitalurile proprii au înregistrat o creștere de 2% determinată în principal de înregistrarea în rezultatul reportat a profitului net, în sumă de 104 mil lei, realizat la data de 30 iunie 2021.

EVOLUȚIA ACȚIUNILOR

(01-Ian-2021 la 30-Iunie-2021)

Anul 2021 a debutat cu un preț de tranzacționare de 25,60 lei/acțiune. La finalul perioadei, capitalizarea bursieră a fost 1.825 mil lei, găsind acțiunea la un preț de 24,90 lei/acțiune. Prețul minim de tranzacționare a fost înregistrat în data de 07.06.2021, de 24,20 lei/acțiune, maximul de 29,30 lei/acțiune fiind atins în data de 08.02.2021.

Compania a avut capacitatea să se adapteze contextului economic generat de pandemia Covid-19 pe parcursul anului 2021, reflectată în stabilizarea valorii bursiere prin înregistrarea unui preț al acțiunii mediu de 26,53 lei/acțiune.



Pe parcursul primului semestru al anului 2021 tranzacționarea acțiunilor TEL pe piața de capital din România a înregistrat 9.209 de tranzacții cu un număr mediu de 74 tranzacții/zi și 1.755.853 acțiuni tranzacționate, cu o valoare totală de 45.786 mii lei.

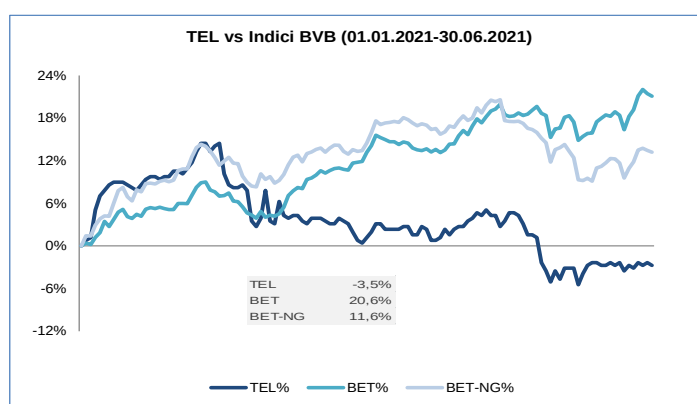
Acțiunile Transelectrica fac parte din structura următorilor indici bursieri: BET-NG, BET, BET-TR, BET-XT, BET-XT-TR, BET-BK, BETPlus.

Dintre aceștia cei mai reprezentativi pentru Companie sunt:

- indicele BET (Bucharest Exchange Trading - indicele de referință al pieței de capital ce reflectă evoluția celor mai lichide 17 companii listate pe piața reglementată a BVB)
- indicele BET-NG (Bucharest Exchange Trading Energy & Related Utilities - indice sectorial care reflectă evoluția companiilor din domeniul energie și utilităților aferente listate pe piața reglementată a BVB).

Conform ultimei date de ajustare înregistrată în data de 11.06.2021, acțiunile TEL dețin o pondere de 1,68% în indicele BET și 5,17% în indicele BET-NG.

Evoluția acțiunii TEL în raport cu cei doi indici se regăsește prezentată în graficul de mai jos:



Pe plan internațional acțiunile Transelectrica, fac parte din structura indicelui MSCI 100 Frontier Markets care urmărește evoluția celor mai mari și mai lichide o sută de companii din piețele de acțiuni considerate de frontieră sub criteriile companiei americane MSCI.

La data de 30.06.2021 ponderea acțiunilor TEL în structura indicelui MSCI 100 Frontier Markets a fost de 0,04% reprezentată de cele 32.548 de acțiuni.

PRINCIPALELE RISCURI ȘI INCERTITUDINI

În mod evident cunoașterea amenințărilor permite o ierarhizare a acestora în funcție de eventualitatea materializării lor, de amploarea impactului asupra obiectivelor și de costurile pe care le presupun măsurile menite a reduce șansele de apariție sau de a limita efectele nedorite.

La nivelul Transelectrica se analizează periodic și sistematic riscurile legate de desfășurarea activităților proprii, elaborându-se Registrul riscurilor identificate și Planul de măsuri corespunzătoare în direcția limitării posibilelor consecințe ale acestor riscuri, în conformitate cu prevederile legale.

Printre elementele care pot afecta lichiditatea Companiei se numără:

- fluctuația ratei dobânzii,
- variația cursului valutar,
- prevederile din acordurile de finanțare: în cadrul contractelor de finanțare, există clauze privind respectarea unor indicatori financiari, schimbări de control asupra Companiei, clauze tip pari passu.

Încălcarea acestor clauze, poate atrage după sine, în baza unei notificări prealabile și a unui timp rezonabil, plata anticipată a creditului, unele credite având clauze penalizatoare în cazul rambursării anticipate.

Până la această dată, Compania nu a primit nici o notificare de rambursare anticipată pentru neîndeplinirea obligațiilor asumate.

- riscul de credit: Compania suportă o pierdere financiară datorită incapacității sau refuzului unui partener contractual de a-și îndeplini obligațiile contractuale. Acest risc rezultă în principal din creanțele comerciale, numerarul și echivalentele de numerar. Pentru piața centralizată pentru alocarea capacităților de interconexiune, riscul a fost tratat prin încheierea Acordurilor privind alocarea capacităților cu operatorii de transport și sistem din țările vecine și se lucrează la interconectarea piețelor cu Ungaria, Cehia, Slovacia și Polonia,
- riscul de neîncasare a garanțiilor în cadrul proiectelor de investiții: principala cauză a acestui tip de risc rezultă din existența unor societăți bancare sau societăți de asigurări care oferă servicii de garantare fără a avea capacitatea financiară de a-și onora obligațiile asumate în cadrul instrumentelor de garantare emise,
- nivelul fiscalității, inclusiv introducerea unor noi taxe și impozite.

Alte riscuri ce pot influența performanța financiară a Companiei pot fi:

- riscul deteriorării ratingului de credit ca urmare a înrăutățirii indicatorilor și climatului macro-politic sau/și înrăutățirii performanței financiare a Companiei. Acest risc reflectă un complex de factori, cu potențial efect asupra creșterii costurilor de finanțare pe piața de credit, ceea ce poate afecta semnificativ Compania având în vedere volumul substanțial de capital necesar a fi atras pentru finanțarea planului de investiții aferent următorilor ani. Pe de altă parte, ratingul Companiei este puternic dependent de ratingul suveran al României.

- riscul investițional ca urmare a dificultăților financiare la nivelul filialelor cauzate atât de datoriile istorice, mediul concurențial cât și de managementul propriu acestora;
- impactul Covid 19: în al doilea trimestru al anului 2021, ca urmare a creșterii procentului de persoane vaccinate, țările EU/EEA și UK au înregistrat o reducere a cazurilor de infectare. În acest context, riscul de contagiune a personalului Companiei s-a diminuat, fapt ce s-a tradus prin renunțarea, la activitatea în regim de telemuncă.

Chiar și în contextul relaxării restricțiilor, Compania a luat toate măsurile pentru a limita impactul asupra personalului.

Riscuri strategice:

- realizarea sub nivelele programate cantitative sau calitative a Programului Anual de Investiții
- nerespectarea reglementărilor UE
- neasigurarea securității informațiilor clasificate
- realizarea incompletă a Programului de Mentenanță RET
- afectarea stării de sănătate și securitate a personalului
- dificultăți în recrutarea, pregătirea profesională și motivarea personalului
- depășirea termenelor aferente lucrărilor sau întocmirea lucrărilor de slabă calitate.

Compania nu se limitează la a trata consecințele unor evenimente care s-ar produce, ci adoptă un stil de management reactiv, implementând măsuri menite să atenueze manifestarea riscurilor.

Totodată, revizuirea periodică a riscurilor, așa cum este prevăzută în standarde, conduce la realocări ale resurselor în concordanță cu modificarea ierarhiilor și, implicit, a priorităților.

Transelectrica acordă importanța cuvenită analizei mediului de risc și identificării din timp a unor posibile riscuri ce pot apare în viitor și a căror abordare trebuie pregătită din timp.

Pe parcursul primului semestru al anului 2021 Compania nu s-a aflat în imposibilitatea de a-și respecta obligațiile financiare.

Astfel nu există riscuri și incertitudini pentru următoarele luni ale exercițiului financiar 2021, altele decât cele prezentate anterior, care să afecteze lichiditatea Companiei.

Compania nu a fost în niciun moment în situația de a nu-și îndeplini obligațiile financiare, dimpotrivă se bucură de o lichiditate foarte bună.

În primul semestru al anului 2021, în relația cu partenerii bancari nu au fost întâmpinate probleme.

În concluzie, activitatea de trezorerie nu a fost afectată de impactul generat de contextul epidemiologic generat de răspândirea covid-19, de altfel se observă faptul că profitul net obținut a cunoscut o creștere, fiind mai mare decât bugetul aferent semestrului I 2021.

În luna martie anul curent a fost semnat, pe o perioadă de doi ani, contractul de servicii de rating de credit cu agenția internațională Moody's Investors Service.

Compania își păstrează ratingul Ba1 (Corporate Family Rating) cu perspectiva pozitivă, rating acordat de către agenția Moody's Investors Service, fapt care se traduce printr-un profil de risc de afaceri scăzut având în vedere importanța strategică a Companiei, prin îmbunătățirea continuă a cadrului de reglementare, precum și de beneficiul dat de suportul guvernamental în caz de dificultăți financiare.

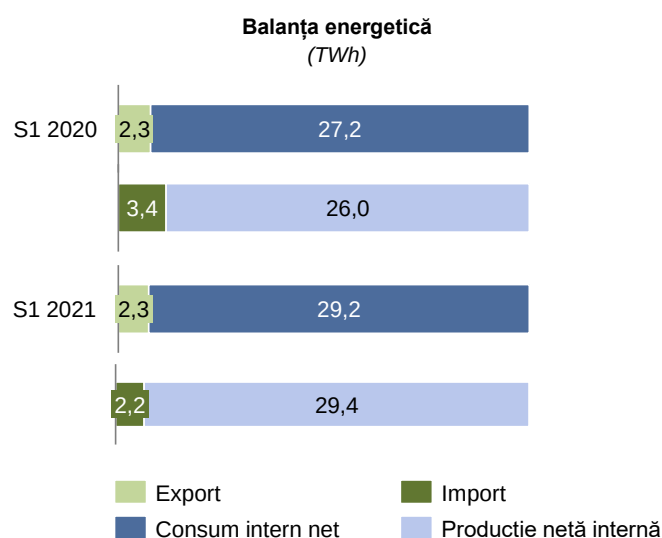


Date operaționale

BALANȚA ENERGETICĂ SEN

Analizând evoluția componentelor balanței energetice, în perioada ianuarie – iunie 2021 față de aceeași perioadă a anului precedent, consumul intern net¹ a crescut cu 7,5% iar producția netă de energie cu 12,8%.

Schimbările fizice transfrontaliere de export înregistrează în S1 2021 o creștere cu un procent de 1,5% față de perioada similară din anul 2020, iar fluxurile transfrontaliere de import au înregistrat scădere în procent de 36,6%.



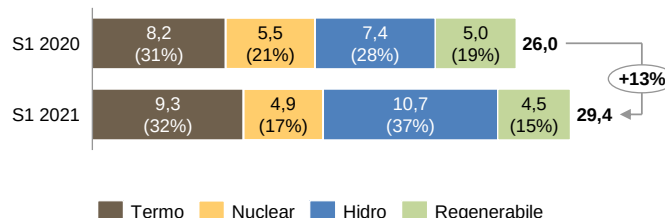
MIXUL DE PRODUCȚIE

În structura mixului de producție, în perioada ianuarie – iunie 2021 comparativ cu perioada similară a anului 2020, s-a înregistrat o scădere a componentei nuclear cu 11,1% și a componentei regenerabile cu 10,2%. Creșteri s-au înregistrat din surse hidro, în procent de 45,2% și din surse Termo în procent de 13,5%.

Analizând ponderile componentelor mixului de producție netă pentru intervalul ianuarie – iunie 2021 se observă că cea mai mare pondere 36,5% este reprezentată de componenta hidro urmată de componenta termo 31,6%, iar energia produsă din surse regenerabile și nucleară au o pondere de aproximativ 15,2% și respectiv 16,6%.

¹ valorile nu includ consumul aferent serviciilor proprii din centralele de producere energie electrică; valoarea consumului net include pierderile din rețelele de transport și distribuție precum și consumul pompelor din stațiile hidro cu acumulare prin pompaj

Mix producție energie electrică netă (TWh)

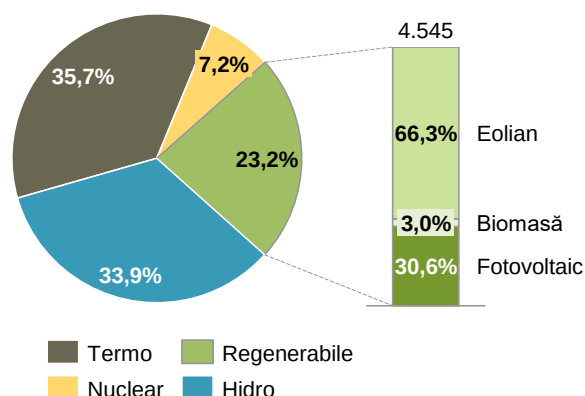


PARCUL NAȚIONAL DE PRODUCȚIE

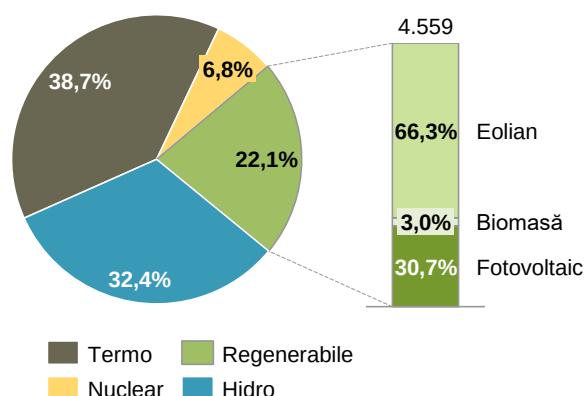
Puterea instalată în centralele pe surse regenerabile a scăzut cu aproximativ 0,3%, de la 4.559 MW instalați la 30 iunie 2020, la 4.545 MW instalați la 30 iunie 2021.

Puterea instalată aferentă perioadei ianuarie – iunie 2021 versus ianuarie - iunie 2020, este redată în cele ce urmează:

Putere instalată S1 2021 (19.583 MW. valoare brută)



Putere instalată S1 2020 (20.662 MW. valoare brută)



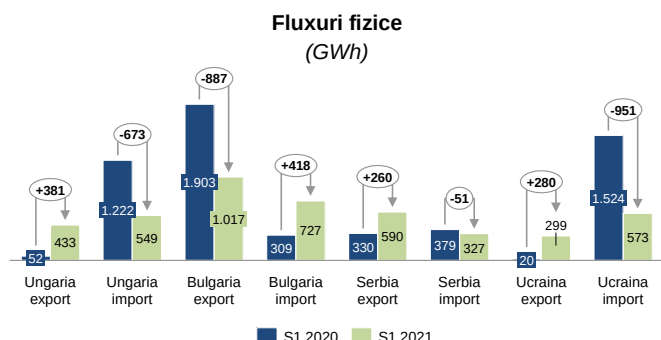
FLUXURI TRANSFRONTALIERE

Distribuția fluxurilor fizice de import/export pe liniile de interconexiune în intervalul ianuarie - iunie 2021 față de ianuarie - iunie 2020 se prezintă astfel:

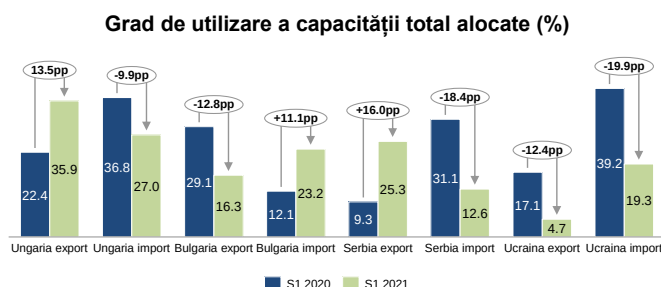
- a scăzut exportul pe granița Bulgaria și a crescut pe granița cu Serbia, Ungaria și Ucraina iar importul a scăzut pe granița situată în zona excedentară în producție de energie electrică, respectiv granița cu Serbia, pe linia de interconexiune situată în zona deficitară în producție de energie electrică, respectiv granița cu Ucraina dar și pe granița cu Ungaria, creștere înregistrând pe granița cu Bulgaria.

Concret, comparativ cu intervalul ianuarie - iunie 2020, fluxurile fizice de export au scăzut cu Bulgaria (- 47% 887 GWh) și au crescut pe granița cu Serbia (260 GWh) cu Ungaria (381 GWh) dar și cu Ucraina (280 GWh), concomitent cu creșterea fluxurilor fizice de import pe liniile de interconexiune cu Bulgaria (135% 418 GWh) și scădere pe Serbia (14% 51GWh), Ucraina (62% 951 GWh), și Ungaria (55% 673 GWh).

Fluxurile fizice atât de import cât și de export pe fiecare graniță sunt prezentate în cele ce urmează:



În intervalul ianuarie - iunie 2021 gradul de utilizare a capacității total alocate pe liniile de interconexiune pentru export a scăzut față de aceeași perioadă a anului 2020 pe destinația cu Bulgaria și Ucraina.



Gradul de utilizare a drepturilor totale de capacitate pe o graniță și direcție, reprezintă raportul exprimat procentual dintre energia aferentă schimburilor comerciale realizate

(notificate) la nivelul unei luni și energia corespunzătoare drepturilor totale de capacitate.

În primul semestru al anului 2021 consumul de energie electrică la nivelul SEN a înregistrat creșteri constante, cu un minim de 0,57% și respectiv un maxim de 21,65% în luna aprilie. Această creștere a consumului a fost influențată pe de o parte de imunizarea populației împotriva Covid-19 și reînceperea treptată a activității industriale dar și de temperaturile înregistrate în primele patru luni ale anului 2021 comparativ cu perioada similară din 2020, vremea fiind semnificativ mai rece.

Astfel, în S1 2021 temperatura medie la nivel de țară a avut valoarea de 7,5°C, comparativ cu 8,4 °C înregistrată în perioada similară a anului anterior.

Față de semestrul I din anul 2020 s-a înregistrat în general o scădere a gradului de utilizare a capacității alocate la import și o creștere a gradului de utilizare a capacității alocate la export, respectiv o scădere de 7% a schimburilor comerciale la import și de 12% a energiei tranzitate, concomitent cu o creștere de 41% a schimburilor comerciale la export, pe fondul hidraulicității ridicate înregistrate în această perioadă la nivel național și în condițiile unui consum de energie electrică la nivel european mai mare comparativ cu perioada similară din anul 2020.

În contextul intrării în vigoare a principiilor generale de alocare a capacității și de gestionare a congestiilor prevăzute la art.16(8) din Regulamentul (UE) 2019/943, se prevede că operatorii de transport și sistem (OTS) nu limitează volumul capacității de interconectare care urmează să fie pusă la dispoziția participanților la piață pentru a rezolva o congestie internă în interiorul propriei zone de ofertare sau ca modalitate de a gestiona fluxurile din tranzacțiile interne ale zonelor de ofertare.

În baza articolului 14(7) din Regulamentul (UE) 2019/943, Operatorul de Transport și Sistem (OTS) CNTEE Transelectrica SA, raportează congestiile structurale identificate în interiorul zonei de ofertare România și între această zonă de ofertare și zonele de ofertare învecinate, în conformitate cu Regulamentul (UE) 2015/1222 din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directe privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor (denumit în continuare Regulamentul CACM).

De asemenea, articolul 16(8) prevede că această cerință este considerată respectată dacă este atins un nivel minim pentru capacitatea disponibilă pentru comerțul transfrontalier. Acest nivel este de 70% din capacitatea de transport (denumit în continuare cerința 70%) respectând limitele de siguranță în funcționare.

Pentru a asigura respectarea prevederilor articolului 16(8) Transelectrica prezintă rezultatele analizei privind congestiile structurale din SEN în conformitate cu articolul 14(7) din Regulamentul (UE) 2019/943.

Acest raport privind congestiile structurale este transmis Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei (denumită în continuare ANRE) pentru aprobare în conformitate cu articolul 14(7) din Regulamentul (UE) 2019/943.

În urma aprobării raportului de către ANRE ca autoritate competentă, Ministerul Economiei, Antreprenoriatului și Turismului (denumit în continuare MEAT), în conformitate cu procesul prevăzut la articolul 14(7) din Regulamentul (UE) 2019/943 trebuie să decidă modul de rezolvare a congestiilor structurale.

România poate fie să adopte un plan de acțiuni național sau multinațional în conformitate cu articolul 15 din Regulamentul (UE) 2019/943, fie să revizuiască și să modifice configurația zonei de ofertare.

În cazul unui plan de acțiuni, capacitatea disponibilă pentru comerțul transfrontalier trebuie mărită treptat printr-o traiectorie liniară pentru a asigura până cel târziu la data de 31.12.2025 conformitatea cu nivelul minim al capacității disponibile pentru comerțul transfrontalier (cerința 70%) prevăzută la articolul 16(8) din Regulamentul (UE) 2019/943.

Prin transmiterea acestui raport către ANRE, Transelectrica identifică congestiile de natură structurală în rețeaua electrică de transport în contextul aplicării capacității minime în conformitate cu articolul 16(8) din Regulamentul (UE) 2019/943 și solicită aprobarea pentru transmiterea către MEAT.

Furnizarea raportului aprobat este considerată o condiție prealabilă pentru ca statul român să decidă fie să stabilească un plan de acțiuni conform articolului 15, fie să revizuiască și să modifice zona de ofertare conform articolului 14(8) din Regulamentul (UE) 2019/943.

Prevederile articolului 16(8) din Regulamentul (UE) 2019/943 se aplică pentru cele două regiuni de calcul de capacitate din care face parte Transelectrica:

- regiunea Core cu granița RO – HU și
- regiunea SEE cu granița RO – BG.

Congestiile structurale sunt situate în principal în zona de vest și sud-vest a SEN. Acest aspect este cauzat atât de faptul că rețeaua electrică din această zonă este preponderent la tensiunea de 220 kV, cât și de faptul că schimburile transfrontaliere sunt concentrate pe această zonă (neexistând interconexiuni sincrone în zona de nord și est a SEN).

Eliminarea congestiilor structurale și creșterea capacității disponibile pentru comerțul transfrontalier se poate realiza prin noi investiții în RET.

Punerea în funcțiune a LEA 400 kV Nădab – Oradea Sud va conduce la debocarea zonelor 110 kV Arad și Oradea și astfel la eliminarea congestiei structurale cauzate de LEA 110 kV Salonta – Chișinău Criș. De asemenea, va fi eliminată congestia structurală cauzată de AT 400 MVA, 400/220 kV Roșiori.

Celelalte congestii structurale vor fi eliminate în urma realizării proiectului de trecere la 400 kV a axului 220 kV Porțile de Fier – Reșița – Timișoara – Arad.

Pentru atingerea cerinței 70% în conformitate de articolul 16(8) din Regulamentul (UE) 2019/943 sunt necesare inclusiv proiectele investiționale LEA 400 kV dublu circuit Cernavodă – Stâlpu, cu un circuit intrare/ieșire în stația Gura Ialomiței și trecerea la 400 kV a axului Brazi Vest – Teleajen – Stâlpu, respectiv LEA 400 kV dublu circuit (un circuit echipat) Smârdan – Gutinaș.

Transelectrica SA în calitate de Operator de Transport și Sistem investește în creșterea capacităților de interconectare și pentru ca România să aibă pe unde să importe mai multă energie electrică.

Astfel, începând cu 1 ianuarie 2021 asigură o capacitate transfrontalieră semnificativă cu țările cu care funcționează interconectat – Bulgaria, Ungaria, Serbia și Ucraina – de 2.800 MW la export din România și de 3.000 MW la import în România.

Prin amplul program investițional în care s-a angajat Compania, în următorii cinci ani, această capacitate transfrontalieră se va dubla, ceea ce va permite dezvoltarea piețelor de energie electrică cuplate la nivel european, contribuind astfel la atingerea obiectivelor Uniunii Europene, „Piața internă de energie electrică” și „Energie curată pentru toți europenii”.

CONSUMUL PROPRIU TEHNOLOGIC

Comparativ cu primul semestru al anului 2020, în primul semestru al anului 2021 CPT-ul în RET a crescut cu cca. 28%, iar CPT procentual a crescut de la 2,16% la 2,67%.

Factorii care au influențat semnificativ CPT-ul în intervalul ianuarie – iunie 2021, ca exemplu precipitațiile și distribuția fluxurilor fizice transfrontaliere, nu sunt sub controlul Transelectrica.

FACTORI EVOLUȚIE CPT

În luna ianuarie 2021 CPT-ul în valoare absolută a crescut față de luna ianuarie 2020 cu 32,4%, ca urmare a repartizării defavorabile a producției și a distribuției dezavantajoase a fluxurilor fizice pe liniile de interconexiune, care au condus la creșterea transportului

de energie la distanță față de surse, dar și ca urmare a condițiilor meteo defavorabile, care au determinat creșterea pierderilor corona. Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a crescut de la 2,05% în 2020 la 2,94% în 2021. Energia intrată în contur a scăzut cu 7,4% în ianuarie 2021 (313,6 GWh) față de perioada similară din 2020, ca urmare a scăderii cu cca. 4,7% (155,5 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET și cu cca. 35,2% (284,9 GWh) a celei primite din import, pe fondul creșterii cu cca. 64,4% (126,8 GWh) a energiei primite din RED. Condițiile meteo au fost defavorabile comparativ cu cele din anul anterior, cantitatea mai mare de precipitații înregistrată determinând creșterea pierderilor prin efect corona.

În luna februarie 2021 CPT-ul în valoare absolută a crescut față de luna februarie 2020 cu 44,1%, ca urmare, în special, a distribuției dezavantajoase a fluxurilor fizice pe liniile de interconexiune, dar și a repartizării nefavorabile a producției, care au condus la creșterea transportului de energie la distanță față de surse. Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a crescut de la 1,97% în 2020 la 2,93% în 2021. Energia intrată în contur a scăzut cu 3,3% (124,5 GWh) în luna februarie 2021 față de perioada similară din 2020, pe fondul reducerii importului cu 43,5% (317,12 GWh) și a energiei primite din RED cu 10,17% (26,64 GWh), în condițiile creșterii energiei primite de la producătorii racordați direct la RET cu 7,94% (219,2 GWh). Condițiile meteo au fost mai bune decât cele din anul anterior, cantitatea de precipitații mai mică înregistrată contribuind la reducerea pierderilor corona.

În luna martie 2021 CPT-ul în valoare absolută a crescut față de luna martie 2020 cu cca. 15,8%, în special ca urmare a distribuției dezavantajoase a fluxurilor fizice pe liniile de interconexiune, fapt care a condus la creșterea transportului de energie la distanță de surse, dar și a creșterii energiei transportate, respectiv ca urmare a condițiilor meteo defavorabile care au determinat creșterea pierderilor corona. Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a crescut de la 2,38% în 2020 la 2,57% în 2021. Energia intrată în contur a crescut cu 7,1% (251,5 GWh) în martie 2021 față de perioada similară din 2020, pe fondul creșterii energiei primite de la producătorii racordați direct la RET cu 9,31% (258,88 GWh), în condițiile reducerii importului cu 1,4% (6,45 GWh) și a energiei primite din RED cu 0,29% (0,97 GWh). Condițiile meteo au fost dezavantajoase, determinând creșterea pierderilor prin efect corona.

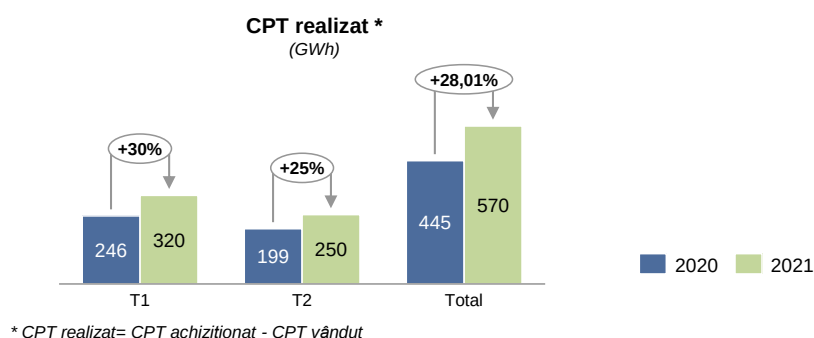
În luna aprilie 2021 CPT-ul a crescut față de luna aprilie 2020 cu 43,9%, ca urmare a distribuției dezavantajoase

a fluxurilor fizice pe liniile de interconexiune care a condus la creșterea transportului de energie la distanță față de surse, a creșterii energiei transportate, dar și ca urmare a condițiilor meteo defavorabile, care au determinat creșterea pierderilor corona. Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a crescut de la 2,07% în 2020 la 2,58% în 2021. Energia intrată în contur a crescut cu 15,2% în aprilie 2021 (441,1 GWh) față de perioada similară din 2020, ca urmare a creșterii cu cca. 18,3% (402,7 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET și cu cca. 26,1 % (68,5 GWh) a celei primite din RED, pe fondul scăderii cu cca. 6,8% (30 GWh) a energiei primite din import. Condițiile meteo au fost defavorabile comparativ cu cele din anul anterior, cantitatea mai mare de precipitații înregistrată determinând creșterea pierderilor prin efect corona.

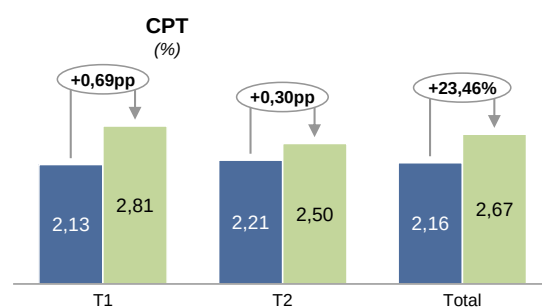
În luna mai 2021 CPT-ul a crescut față de luna mai 2020 cu 20,3%, ca urmare în special a distribuției dezavantajoase a fluxurilor fizice pe liniile de interconexiune, a creșterii energiei transportate, dar și a repartizării nefavorabile a producției, care au condus la creșterea transportului de energie la distanță față de surse. Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a crescut de la 2,21% în 2020 la 2,59% în 2021. Energia intrată în contur a crescut cu 2,8% (87,9 GWh) în mai 2021 față de perioada similară din 2020, ca urmare a creșterii cu cca. 11,4% (257,5 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET și cu cca. 83,3 % (212,9 GWh) a celei primite din RED, pe fondul scăderii cu cca. 62,5% (382,6 GWh) a energiei primite din import. Condițiile meteo au fost similare cu cele din anul anterior din punct de vedere al cantității de precipitații.

În luna iunie 2021 CPT-ul a crescut față de luna iunie 2020 cu cca. 14,3%, în special ca urmare a distribuției dezavantajoase a fluxurilor fizice pe liniile de interconexiune, fapt care a condus la creșterea transportului de energie la distanță de surse, dar și a creșterii energiei transportate, respectiv ca urmare a condițiilor meteo defavorabile în zone cu densitatea mare de linii electrice de transport, care au determinat creșterea pierderilor corona. Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a crescut de la 2,34% în 2020 la 2,35% în 2021. Energia intrată în contur a crescut cu 13,8% (415,1 GWh) în iunie 2021 față de perioada similară din 2020, pe fondul creșterii energiei primite de la producătorii racordați direct la RET cu 23,5% (517,3 GWh) și a energiei primite din RED cu 39,3% (134,1 GWh), în condițiile reducerii importului cu 51,8 % (236,3 GWh).

Trebuie menționat faptul că valorile aferente lunii iunie 2021 sunt preliminare.



În concluzie, pe ansamblul trimestrului I din anul 2021 CPT-ul în RET a crescut cu cca. 30,2% comparativ cu perioada similară din anul 2020, ca urmare a distribuției dezavantajoase a fluxurilor fizice pe liniile de interconexiune, a repartizării defavorabile a producției în primele două luni și ca urmare a condițiilor meteo defavorabile din lunile ianuarie și martie, care au determinat creșterea pierderilor corona, în condițiile în care energia intrată în conturul RET a scăzut cu cca. 2%. Raportat la energia intrată în contur pierderile au crescut de la 2,13% la 2,81%.



Pe ansamblul trimestrului al II-lea din anul 2021 CPT-ul în RET a crescut cu cca. 25,3% comparativ cu perioada similară din 2020, ca urmare a creșterii cu 10% a energiei transportate, a distribuției dezavantajoase a fluxurilor fizice pe liniile de interconexiune și a condițiilor meteo defavorabile din lunile aprilie și iunie, care au determinat creșterea pierderilor corona. Raportat la energia intrată în contur pierderile au crescut de la 2,21% la 2,50%.



Investiții

MIJLOACELE FIXE ÎNREGISTRATE ÎN CONTABILITATE

Creșterea valorii totale a imobilizărilor corporale la data de 30 iunie 2021 față de 31 decembrie 2020 a fost determinată de creșterea valorii imobilizărilor în curs, concomitent cu înregistrarea amortizării imobilizărilor corporale.

Valoarea mijloacelor fixe înregistrate în contabilitate în intervalul ianuarie-iunie 2021 este de 62,7 mil lei (52,7 mil lei în aceeași perioadă a anului 2020) în creștere cu 10 mil lei.

În semestrul I 2021, cele mai mari transferuri din imobilizări corporale în curs la imobilizări corporale sunt reprezentate în principal de punerea în funcțiune a obiectivelor de investiții, astfel:

- Înlocuire AT 3 - ATUS-SF 400/400/160MVA 400/231/22 kV, din Stația 400/220kV Porțile de Fier – 13,7 mil lei;
- Modernizarea stațiilor 110kV Bacău Sud și Roman Nord aferente axului 400 kV Moldova – 10,1 mil lei;
- Retehnologizarea Stației 220/110/20 kV Ungheni – 9,9 mil lei;
- Înlocuire AT și Trafo în stațiile electrice - Etapa 2, faza 2 - LOT 1 - LOT 2 – 7 mil lei;
- Eliberare amplasament și realizarea condițiilor de coexistență cu instalațiile 400 kV aparținând CNTEE TRANSELECTRICA SA în comunele Letea Veche și Săucești, jud.Bacău (execuție) – 5,7 mil lei;
- Retehnologizare Stația 220/110 kV Iaz – 3,7 mil lei;
- Mutări și protejări rețele electrice de înaltă tensiune (220 kV – 400 kV) – AUTOSTRADA BRAȘOV-CLUJ-BORȘ SECȚIUNEA 1C – SIGHIȘOARA – Tg. Mureș - SUBSECȚIUNILE 2 ȘI 3 Tg. Mureș-Ungheni-Ogra – 3 mil lei;
- Înlocuire întreruptoare din stații electrice – 2,7 mil lei;
- Înlocuire trafo 16MVA în Stația Pitești Sud – 2,4 mil lei;
- Deviere rețele 400 kV pe tronsonul 2, lot 2, situate în jud. Olt pentru execuție drum expres Craiova-Pitești - LEA 400 kV s.c. Slatina-Dragănești Olt – 1,7 mil lei;
- Realizare cale de comunicație între Stația Reșița și sediul CTSI UTT Timișoara – 1,5 mil lei;
- Înlocuire bobină de compensare Stația Arad – 1,4 mil lei;
- Drum acces în Stația Fântânele din DJ 134 – 1,1 mil lei;
- Reabilitare termică cladiri din Stația electrică de transformare Constanța Nord – 0,6 mil lei;

- Sistem Wi-Fi acces rețeaua proprie și internet – 0,4 mil lei;
- Devieri și protejări rețele electrice pe varianta ocolitoare Satu Mare - LEA 220 kV Roșiori – Vetis – 0,3 mil lei;
- Analizoare portabile de calitate a energiei electrice – 0,3 mil lei;
- Montare Protecție Diferențială de Linie în Stația Baia Mare 3 – 0,2 mil lei;
- Montare Protecție Diferențială de Linie în celula LEA 110kV Jibou în Stația 220/110kV Tihău – 0,2 mil lei;
- Aparatură telefonice de birou de tip IP – 195.620;
- Mărirea gradului de siguranță a instalațiilor aferente Stației 400/220/110/10 kV București Sud - Înlocuire echipament 10 kV - Lot II – 0,2 mil lei;
- Montare și punere în funcțiune Protecție Diferențială de Linie în celula LEA 110kV Zalău în Stația 220/110/20 kV Sălaj – 0,1 mil lei;
- Surse de alimentare electrică continuă de tip UPS - 2 buc., Unități de climatizare 14,5 kW - 2 buc., Unitate de dezumidificare aer - 1 buc. – 0,1 mil lei.

ACHIZIȚII DE IMOBILIZĂRI

Achizițiile de imobilizări corporale și necorporale în intervalul ianuarie - iunie 2021 sunt în sumă de 213,7 mil lei, în creștere comparativ cu aceeași perioadă a anului 2020 când achizițiile au fost în sumă de 111,3 mil lei.

În semestrul I 2021 s-a înregistrat o creștere a valorii imobilizărilor corporale în curs reprezentate în principal de realizarea lucrărilor de investiții în stațiile și liniile electrice de înaltă tensiune, astfel:

- LEA 400 kV d.c. Cernavodă-Stâlp și racord în Gura Ialomiței – 92,2 mil lei;
- Retehnologizarea Stației 400/110/20 kV Domnești – 21,7 mil lei;
- Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad - Etapa I - LEA 400kV s.c. Porțile de Fier - (Anina) – Reșița – 18,1 mil lei;
- Retehnologizarea Stației 220/110 kV Iaz – 15,1 mil lei;
- Racordarea LEA 400 kV Isaccea - Varna și LEA 400 kV Isaccea - Dobruja în Stația 400 kV Medgidia Sud, Etapa I - Extinderea Stației 400 kV Medgidia Sud – 12,8 mil lei;
- Modernizare Stația 400 (220)/110/20 kV Munteni – 11,2 mil lei;

- Înlocuire AT 3 - ATUS-SF 400/400/160MVA 400/231/22 kV din Stația 400/220kV Porțile de Fier – 11,1 mil lei;
 - Retehnologizare Stația 110 kV Medgidia Sud – 9,7 mil lei;
 - Celule mobile 400 kV pentru conectarea BC în stațiile 400 kV Bradu și Sibiu Sud – 8,7 mil lei;
 - Retehnologizare Stație 220/110 kV Craiova Nord – 8,1 mil lei;
 - Relocări rețele electrice 400 KV la intersecția cu Autostrada de Centura București: KM 0+00 - KM 100+900, Lotul 2: 69+000 - KM 85 +300, aferent Centura Sud, LEA 400 KV Domnești - București Sud și LEA 400 KV Slatina - București Sud – 7,1 mil lei;
 - Modernizarea stațiilor 110 kV Bacău Sud și Roman Nord aferente axului 400 kV Moldova – 6,8 mil lei;
 - Modernizarea Stației 220/110/20 kV Râureni – 4,4 mil lei;
 - Montare AT2 400 MVA, 400/231/22 kV precum și a celulelor aferente în Stația Iernut și modernizarea sistemului de comandă control al Stației 400/220/110/6 kV Iernut – 4 mil lei;
 - Retehnologizarea Stației 220/110 kV Hășdat – 3,1 mil lei;
 - Echipamente de comunicații SDH inel N-E – 3 mil lei;
 - Modernizare Stația 220/110 kV Dumbrava – 2,8 mil lei;
 - Consolidare servere și rețea stocare date (cloud privat) – 2,6 mil lei;
 - Retehnologizare Stația 220/110/20 kV Baru Mare – 2,5 mil lei;
 - Înlocuire trafo 16MVA în Stația Pitești Sud – 2,2 mil lei;
 - Retehnologizarea Stației 220/110/20 kV Ungheni – 2,1 mil lei;
 - Modernizarea Stației 220/110/20 kV Vetis - echipament primar – 2 mil lei;
 - Deviere rețele 400 kV pe tronsonul 2, lot 2, situate în jud. Olt pentru execuție drum expres Craiova-Pitești. LEA 400 kV s.c. Slatina-Drăgănești Olt – 1,7 mil lei;
 - Montare trafo T3 - 250 MVA în Stația 400/110 kV Sibiu Sud – 1,6 mil lei;
 - Multifuncționale A3 – 1,5 mil lei;
 - Retehnologizare Stația 400/110/20 kV Smârdan – 1,4 mil lei;
 - Extinderea Stației 400 kV Cernavoda - Etapa I+II. Înlocuirea a 2 bobine de compensare, Racordare linii noi – 1 mil lei.
- Soldul imobilizărilor corporale și necorporale în curs de execuție la 30 iunie 2021 este reprezentat de proiectele în derulare, cele mai semnificative fiind enumerate mai jos:
- LEA 400 kV d.c. Cernavodă - Stâlp și racord în Gura Ialomiței – 204,3 mil lei;
 - Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad - Etapa I - LEA 400kV s.c. Porțile de Fier - (Anina) – Reșița – 79,7 mil lei;
 - Retehnologizarea Stației 400/110/20 kV Domnești – 62,1 mil lei;
 - Racordarea LEA 400 kV Isaccea - Varna și a LEA Isaccea - Dobrudja în Stația 400 kV Medgidia Sud – 54,9 mil lei;
 - Racordare la RET a CEE 300 MW Ivești, CEE 88 MW Fălcu 1 și CEE 18 MW Fălcu 2 prin noua Stație (400)/220/110 kV Banca – 46,9 mil lei;
 - Retehnologizarea Stației 220/110 kV Hășdat – 44,1 mil lei;
 - Modernizarea Stației 400 (220)/110/20 kV Munteni – 21,9 mil lei;
 - Retehnologizarea Stației 220/110 kV Iaz – 21,2 mil lei;
 - Modernizarea Stației 220/110/20 kV Râureni – 19,7 mil lei;
 - Modernizarea Stației electrice 220/110/20 kV Arefu – 15,5 mil lei;
 - Extindere servicii de asigurare a continuității afacerii și recuperare în urma dezastrelor la Executiv -14,4 mil lei;
 - Celule mobile de 110 kV, 220 kV și 400 kV – 14,3 mil lei;
 - Modernizarea Stației 220/110 kV Dumbrava – 14,1 mil lei;
 - Retehnologizare Stația 110 kV Medgidia Sud – 13,2 mil lei;
 - Montarea AT2 400 MVA, 400/231/22 kV precum și a celulelor aferente în Stația Iernut și modernizarea sistemului de comandă-control al Stației 400/220/110/6 kV Iernut – 12,7 mil lei;
 - Extinderea Stației 400 kV Cernavodă - Etapa I+II, Înlocuirea a 2 bobine de compensare, racordare linii noi – 12,2 mil lei;
 - Celule mobile 400 kV pentru conectarea BC în stațiile 400 kV Bradu și Sibiu Sud – 11.504.061;
 - Modernizarea stațiilor 110 kV Bacău Sud și Roman Nord aferente axului 400 kV Moldova – 10,6 mil lei;
 - Retehnologizarea Stației 400/110/20 kV Smârdan – 9,5 mil lei;
 - Modernizarea instalațiilor de 110 kV și 400 (220 kV) din Stația Focșani Vest – 8,6 mil lei;
 - Retehnologizare Stație 220/110 kV Craiova Nord – 8,1 mil lei;
 - Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad - Etapa I - Stația 400/220/110 kV Reșița – 7,4 mil lei;
 - Relocări rețele electrice 400 KV la intersecția cu Autostrada de Centură București: KM 0+00 - KM 100+900, Lotul 2 : 69+000 - KM 85 +300, aferent

- Centura Sud, LEA 400 KV Domnești - București Sud și LEA 400 KV Slatina - București Sud – 7,1 mil lei;
- LEA 400 kV Gădălin - Suceava, inclusiv interconectarea la SEN – 6 mil lei;
- HVDC Link 400 kV (Cablu submarin Romania - Turcia) – 5,9 mil lei;
- Modernizarea Stației 220/110/20kV Vetis - echipament primar – 5,6 mil lei;
- Retehnologizare Stația 110 kV Timișoara și Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Anina - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad, etapa II: Statia 400 kV Timișoara – 5,5 mil lei;
- Modernizarea Stației 220/110/20 kV Vetis - echipament primar – 5,4 mil lei;
- Sistem integrat de securitate la stații electrice, etapa IV – 4,8 mil lei;
- LEA 400 kV Suceava - Bălți, pentru porțiunea de proiect de pe teritoriul României - 4,4 mil lei;
- LEA 400 kV d.c. Gutinaș – Smârdan – 4,2 mil lei
- LEA 400 kV s.c. Oradea Sud - Nadab - Bekescsaba, etapa finala: tronsonul dintre stalpii 1-42 (48) ai LEA 400 kV Oradea Sud – Nadab – 3,8 mil lei;
- Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad, etapa II, LEA 400 kV d.c. Reșița - Timișoara – Săcălaz – 3,3 mil lei;
- Extindere cu noi funcționalități a sistemului de control și evidența informatizată a accesului în obiectivele CNTEE Transelectrica SA – 3,2 mil lei;
- Retehnologizarea Stației 220/110/20 kV Ungheni – 3,1 mil lei;
- Echipamente de comunicații SDH inel N-E – 3 mil lei;
- Racordare la RET a CEE 136 MW Platonești, jud. Ialomița, prin realizarea unei celule de 110 kV în Stația 400/110 kV Gura Ialomiței – 2,9 mil lei;
- Sistem integrat de securitate la stații electrice, etapa III – 2,8 mil lei;
- Retehnologizare Stația 220/110/20 kV Baru Mare – 2,7 mil lei;
- Deviere LEA 110 kV Cetate 1 și 2 în vecinătatea Stației 110/20/6 kV Ostrovul Mare – 2,6 mil lei;
- Consolidare servere și rețea stocare date (cloud privat) – 2,6 mil lei;
- Racordarea la RET a CEE Dumești 99 MW și CEE Românești 30 MW, județul Iași, prin realizarea unei celule de linie 110 kV în Stația 220/110 kV FAI – 2,5 mil lei;
- LEA 400 kV Oradea – Beckescsaba – 1,8 mil lei;
- Realizare comunicație fibră optică între Stația Pitești Sud și Centru de telecomandă și supraveghere instalații al UTT Pitești (SF) – 1,7 mil lei;
- Consolidare, modernizare și extindere sediu CNTEE Transelectrica Executiv - 1.627.393;

- LEA 220 kV dublu circuit Ostrovu Mare - RET – 1,6 mil lei;
- Multifuncționale A3 – 1,5 mil lei;
- Înlocuire întreruptoare din stații electrice – 1,4 mil lei;
- Stația 400 kV Stalpu – 1,4 mil lei;
- Sistem integrat de securitate la noua Stație de 400/220/110 kV Banca – 1,1 mil lei;
- Implementarea unui sistem de Arhivare Electronică și Document Management în cadrul CNTEE Transelectrica SA – 5,5 mil lei;
- Extindere servicii de asigurare a continuității afacerii și recuperare în urma dezastrelor la Executiv – 0,4 mil lei.

Imobilizările aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing – clădiri reprezintă dreptul de utilizare a spațiilor închiriate de Companie în clădirea de birouri Platinum, conform prevederilor IFRS 16 – Contracte de leasing.

Începând cu 01.10.2020 a intrat în vigoare noul contract de închiriere (contract nr. C232/2020 încheiat cu Dagesh Rom SRL), valabil pe o perioadă de 5 ani, cu o valoare de 9.000.000 euro (fără TVA).

La data de 30 iunie 2021, valoarea contabilă a dreptului de utilizare a spațiilor închiriate de Companie în clădirea de birouri Platinum este în sumă de 33,8 mil lei.

ACTIVITATEA DE INVESTIȚII la 30.06.2021

Detalierea cheltuielilor pentru investiții la 30 iunie 2021 pe principalele capitole din programul anual de investiții corelat cu principalele capitole ale Planului de dezvoltare al Companiei, se prezintă astfel:

Nr. crt.	Categoriile de cheltuieli	Program PAI 2021* (mii lei)	Realizări S 1 2021 (mii lei)	
			S1 2021	S1 2020
	Total general (A+B)	434.076	242.059	123.543
A	Cheltuieli proprii Companiei	417.166	231.621	118.893
B	Investiții finanțate din tarif de racordare	16.910	10.438	4.650

*PAI 2021 revizia A3

Gradul de realizare a programului de investiții la 30 iunie 2021 este de 55,8 %. Comparativ cu realizările din semestrul I 2020, cheltuielile de investiții realizate în 2021 au crescut cu 95,9 %.

INVESTIȚII FINANCIARE ALE COMPANIEI

La nivel european, sectorul energetic se află într-un proces de transformare, punându-se accent pe tranziția de la un model preponderent național de evoluție și dezvoltare a sectorului energetic, la un model de dezvoltare integrată și coordonată la nivel european care

să asigure dezvoltarea unitară la nivel continental dar care să permită și adaptarea la specificațiile naționale totodată cu urmărirea intereselor legitime ale statelor europene.

În acest context Compania este afiliată următoarelor entități:

- TSCNET
- JAO
- SEE RSC

TSCNET (TSCNET Services GmbH)

A fost constituit pentru a deservi Operatorii de Transport și de Sistem (OTS) din regiunea est-central-vestică a Europei (regiunea CORE) în vederea implementării coordonate a codurilor europene de rețea. Afilierea se face cu participarea în cadrul acționariatului TSCNET prin efectuarea unei tranzacții de cumpărare de acțiuni în cadrul societății.

Prin Hotărârea nr. 9 a AGEA din data de 05 iunie 2018 s-a aprobat afilierea Companiei la Centrul de coordonare a securității din regiunea CORE, TSCNET prin participarea la capitalul social cu un aport de 470.500 euro (1 acțiune – 2.500 EUR).

JAO (Joint Allocation Office)

Începând cu anul 2019, licitațiile pentru alocarea capacităților pe termen lung se realizează coordonat de către JAO care a fost desemnat ca Operator al Platformei Unice de Alocare (SAP).

Transelectrica a fost invitată de JAO să devină parte a acționariatului acestuia.

Prin Hotărârea nr.10 a AGEA din data de 20 august 2018 s-a aprobat afilierea Companiei la acționariatul Joint Allocation Office (JAO) cu o subscriere în numerar în valoare de 259.325 euro, fiindu-i alocate 50 de acțiuni.

SEE RSC (Centrul de Coordonare a Rețelei de Energie Electrică din Sud-Estul Europei)

Prin granița România – Bulgaria, România face parte din regiunea de calcul coordonat al capacităților de transfer transfrontalier South-East Europe („SEE”). Din punct de vedere al serviciilor de coordonare regională a securității operaționale această regiune va fi deservită de o entitate juridică de sine stătătoare care va exercita rolul de centru regional de coordonare a securității operaționale (denumită în continuare SEE RSC).

Afilierea Companiei la acționariatului SEE RSC a devenit efectivă începând cu data de 22.05.2020 cu o subscriere în numerar în valoare de 50.000 euro, fiindu-i alocate 50.000 de acțiuni.

ASPECTE CONTRACTUALE

Cele mai importante contracte de investiții semnate în primul semestru al anului 2021 sunt:

- LEA 400 KV D.C. Gutinaș-Smârdan – 247,8 mil lei;
- Retehnologizare Stația Electrică de transformare 400/110 kV Pelicanu – 96,4 mil lei;
- Modernizare stație electrică 220/110/20 kV Arefu – 38,6 mil lei.



Evenimente semnificative

IANUARIE - Iunie 2021

- **Transelectrica își crește semnificativ capacitatea transfrontalieră începând cu 1 ianuarie 2021**

CNTEE Transelectrica SA, în calitate de Operator de Transport și Sistem, asigură începând cu 1 ianuarie 2021 o capacitate transfrontalieră semnificativă cu țările cu care funcționează interconectat – Bulgaria, Ungaria, Serbia și Ucraina – de 2.800 MW la export din România și de 3.000 MW la import în România.

Prin amplul program investițional în care s-a angajat Compania, în următorii cinci ani, această capacitate transfrontalieră se va dubla, ceea ce va permite dezvoltarea piețelor de energie electrică cuplate la nivel european, contribuind astfel la atingerea obiectivelor Uniunii Europene, „Piața internă de energie electrică” și „Energie curată pentru toți europenii”.

La începutul anului 2020, capacitatea transfrontalieră asigurată de România se situa în jurul valorii de 2200 MW export/import.

- **Incident în rețeaua electrică de transport europeană**

În data de 8 ianuarie 2021, la ora 15.05 s-a produs un incident la nivelul rețelei electrice de transport europene interconectate, care a condus la declanșarea mai multor echipamente din rețelele electrice de transport atât din România, cât și din alte țări.

La nivelul României a fost afectată zona de nord-vest a țării. Rețeaua Electrică de Transport din România a fost readusă la condițiile normale de funcționare în jurul orei 16.00, toți consumatorii afectați fiind realimentați în jurul orei 16.45.

Cauzele și condițiile în care s-a produs acest incident au fost analizate și identificate la nivelul Asociației Operatorilor de Transport și Sistem din Europa – ENTSO-E.

- **ENTSO-E a investigat cauzele care au condus la separarea în două zone a rețelei electrice europene interconectate, din 8 ianuarie 2021**

Asociația Europeană a Operatorilor de Transport și Sistem din Europa (ENTSO-E) a dat publicității în data de 16 ianuarie 2021, primele concluzii ca urmare a analizei preliminare a evenimentului produs la nivel european în data de 8 ianuarie 2021 și care a avut impact asupra zonei de nord-vest a României.

Astfel, ENTSO-E are în desfășurare o anchetă amănunțită în vederea clarificării condițiilor și cauzelor care au condus la producerea acestui eveniment în rețeaua de interconectată de transport al energiei electrice.

Un raport final urmează să fie prezentat imediat ce va fi realizată o radiografie completă a incidentului, în conformitate cu regulamentele și normele europene.

Ancheta urmărește cadrul legal în temeiul Regulamentului (UE) 2017/1485 al Comisiei din 2 august 2017 de stabilire a unei linii directoare privind operarea sistemului de transport al energiei electrice prin care autoritățile naționale de reglementare și ACER sunt invitate să se alăture OTS-urilor în cadrul grupului de anchetă.

România, prin Transelectrica, face parte din grupurile de lucru specifice și furnizează în permanență, alături de celelalte state europene, date care să contribuie la conturarea și clarificarea condițiilor în care s-a produs evenimentul.

Membră a asociației ENTSO-E, România este parte integrantă a infrastructurii rețelei energetice europene, iar în acest sens, este urmărită o direcție coordonată în infrastructura energetică europeană.

În cazul producerii unor incidente care înglobează disfuncționalități în rețeaua europeană de transport, expunerea la riscuri a statelor interconectate trebuie gestionată cu promptitudine.

În conformitate cu prevederile Ghidului de funcționare a sistemului, investigația detaliată asupra evenimentului include o analiză cuprinzătoare a unui număr mare de înregistrări în timp real, de la dispozitive de protecție și alte elemente ale sistemului de energie electrică. ENTSO-E va publica rezultatele acestei investigații imediat ce analiza este finalizată.

- **Procesul de decontare a pieței de echilibrare la 15 minute**

Începând cu 1 februarie 2021, piața de energie electrică din România a trecut de la intervalul de decontare de o oră, la intervalul de decontare de 15 minute, conform Regulamentului European 2195/2017 și Regulamentului European 943/2019 transpuse în legislația românească prin Ordinul ANRE nr.63/2020.

Implementarea acestui interval de decontare pe piața de energie electrică face posibilă o tranzacționare mult mai apropiată de intervalul de livrare.

Acțiunile și procesele necesare pentru trecerea la intervalul de decontare de 15 minute au fost coordonate de către Transelectrica în colaborare cu ANRE, OPCOM și toți participanții la piața de energie.

• **Începerea cu succes a testării regionale comune a proiectului DE-AT-PL-4M MC (Interim Coupling)**

Operatorii Pieței de Energie Electrică Desemnați (NEMO) și Operatorii de Transport și Sistem (OTS) din Austria, Germania, Polonia și țările din 4M Market Coupling (4M MC), respectiv Republica Cehă, Ungaria, România și Slovacia, au informat la 1 februarie 2021 despre începerea cu succes a fazei comune de testare regională a proiectului DE-AT-PL-4M MC (Interim Coupling) în data de 25 ianuarie 2021.

În această primă fază de testare (Full Integration Testing - FIT), părțile proiectului vor efectua teste funcționale end-to-end la nivel regional, realizate cu scopul de a simula mediul de producție, care ar trebui să demonstreze funcționalitatea între toate sistemele implicate în procesul de cuplare a pieței. După finalizarea cu succes a fazei FIT, părțile proiectului vor testa procedurile operaționale în timpul testelor de integrare în condiții de simulare (SIT). Astfel de teste procedurale end-to-end vor fi, de asemenea, executate la un nivel european mai larg, împreună cu toate părțile din Cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare (SDAC).

Proiectul DE-AT-PL-4M MC, denumit și Interim Coupling, își propune să conecteze granițele 4M MC cu Multi-Regional Coupling (MRC) prin introducerea alocării implicate a capacității pe bază de NTC (NTC-based) pe șase frontiere (PL-DE, PL-CZ, PL-SK, CZ-DE, CZ-AT, HUAT).

• **Tarife reglementate aplicabile de la 01 martie 2021**

În data de 25 februarie 2021, au fost aprobate tariful mediu pentru serviciul de transport, componentele tarifului de transport de introducere a energiei electrice în rețea (TG) și de extragere a energiei electrice din rețea (TL), tariful pentru serviciul de sistem și prețul reglementat pentru energia electrică reactivă, practicate de Companie. Prin urmare, tariful aferent serviciului de sistem, aplicabil începând cu 1 martie 2021 este:

Serviciu	Tarif aplicabil de la 1 iulie 2020 Lei/MWh	Tarif aplicabil de la 1 martie 2021 Lei/MWh
Tarife pentru serviciul de sistem:	11,96	10,82

Modificarea valorii tarifului a fost determinată de aplicarea mecanismului de corectare a deviațiilor semnificative de la prognoza care a stat la baza aprobării tarifului aflat în vigoare, în conformitate cu prevederile cadrului de reglementare emis de Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei.

• **Transelectrica investește 42 de milioane de euro în rețehnologizarea a două stații esențiale pentru închiderea Inelului de 400 kV în zona de vest**

În data de 17 martie 2021, Compania a informat: "Proiectul investițional de completare a Axului de 400 kV Banat, parte a Inelului de 400 kV al României, marchează progrese importante prin rețehnologizarea a două stații-cheie: Reșița și Timișoara. Aceste investiții, cu o valoare totală de aproximativ 42 de milioane de euro, vor face posibilă închiderea Inelului de 400 kV al României în zona de vest, un proiect strategic pentru securitatea alimentării cu energie electrică a țării și implicit pentru consolidarea rețelei electrice de transport și a interconexiunii cu rețelele statelor vecine. Odată cu finalizarea tronsonului de Linie Electrică Aeriană 400 kV Oradea Sud-Nădab, în anul 2020, gradul de realizare a Inelului de 400 kV al României atins este de 70%".

• **Planificarea actualizată a testelor proiectului DE-AT-PL-4M MC (Interim Coupling)**

Operatorii Pieței de Energie Electrică Desemnați (OPEED) și Operatorii de Transport și de Sistem (OTS) din Austria, Germania, Polonia și țările din 4M Market Coupling (4M MC), respectiv Republica Cehă, Ungaria, România și Slovacia, au informat în data de 18 martie 2021 părțile interesate cu privire la o ușoară actualizare a planificării testelor proiectului.

Părțile proiectului au finalizat cu succes prima fază a testelor regionale comune (Full Integration Testing - FIT) la sfârșitul lunii februarie 2021. În urma actualizării planificării testelor și a alinierii la nivelul tuturor OTS-urilor și OPEED-urilor europene la nivelul Cuplării unice a piețelor pentru ziua următoare (SDAC), următoarea fază a testării (Simulation Integration Testing - SIT) axată pe testarea procedurilor operaționale regionale va începe în a doua jumătate a lunii martie 2021. Lansarea proiectului este planificată pentru data de 10 iunie 2021, sub rezerva confirmării pregătirii tehnice și din punct de vedere legal de către toate părțile.

• **LEA 400 kV Cernavodă-Stâlp**

În data de 8 aprilie 2021 Compania a emis comunicatul de presă conform căruia: construirea noii Linii Electrice Aeriene 400 kV Cernavodă-Stâlp, un obiectiv de interes național de utilitate publică, cofinanțat din fonduri europene, avansează într-un ritm accelerat. În prezent, pe șantierul liniei, întins între localitățile Stâlp (Buzău) și Cernavodă (Constanța), se lucrează simultan la construirea fundațiilor, asamblarea stâlpilor și la

montarea conductorului, în șapte puncte de lucru cu aproximativ 300 de muncitori zilnic, iar peste 90% din materialele folosite sunt de fabricație românească.

- **Transelectrica a construit la Sibiu primul poligon de testare și antrenament pentru lucru sub tensiune din România**

Compania a informat în data de 15 aprilie 2021 că a finalizat lucrările de construire a poligonului de antrenament și testare LST (Lucru sub Tensiune), la Sibiu, primul de acest tip din România. Poligonul echipat pentru tehnologiile LST este pregătit pentru instruirii practice. Acesta face parte dintr-o investiție amplă a Transelectrica, demarată în 2017, cu o valoare totală de 5,7 milioane de lei, care presupune operaționalizarea Centrului de Cercetare și Dezvoltare Tehnologii de Lucru sub Tensiune și Intervenție Rapidă în SEN. Toate facilitățile Centrului de la Sibiu vor fi date în folosință în partea a doua a anului 2022.

- **Numire membru provizoriu Directorat**

Consiliul de Supraveghere a decis, în ședința din data de 21 aprilie 2021, desemnarea domnului Ovidiu ANGHEL în calitate de membru provizoriu al Directoratului începând cu data de 21 aprilie 2021. Mandatul s-a acordat pentru o durată de 4 luni cu posibilitatea prelungirii, pentru motive temeinice, pentru încă două luni.

- **Hotărârea nr.1 a Adunării Generale Ordinare a Acționarilor Companiei din 27 aprilie 2021**

În data de 27 aprilie 2021 Adunarea Generală Ordinară a Acționarilor Companiei a emis Hotărârea nr.1 prin care: nu a aprobat situațiile financiare separate ale Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica SA" pentru exercițiul financiar al anului 2020, situațiile financiare consolidate ale Companiei pentru exercițiul financiar al anului 2020, repartizarea profitului contabil rămas după deducerea impozitului pe profit la data de 31.12.2020, distribuirea de dividende din profitul înregistrat la 31.12.2020, distribuirea de dividende din rezultatul reportat existent în sold la 31.12.2020 și nu a aprobat descărcarea de gestiune a membrilor Directoratului și a membrilor Consiliului de Supraveghere pentru anul financiar 2020, stabilind data de 04 iunie 2021 ca dată de înregistrare a acționarilor asupra cărora se vor răsfrânge efectele Hotărârii Adunării generale ordinare a acționarilor.

- **Rezultate financiare aferente anului 2020**

În data de 28 aprilie 2021 Transelectrica a informat publicul investitor asupra deciziilor luate de către Adunarea Generală Ordinară a Acționarilor prin Hotărârea nr.1 din data de 27 aprilie 2021, comunicând totodată și următoarele aspecte:

Situațiile financiare separate și consolidate ale CNTEE Transelectrica SA la data și pentru exercițiul financiar încheiat la data de 31 decembrie 2020, menționate mai sus, împreună cu Raportul Anual și Raportul Anual Consolidat au fost auditate de către Auditorul Financiar Extern al Companiei, opinia menționată de acesta în Raportul de Audit fiind fără rezerve.

În data de 24 martie 2021 Consiliul de Supraveghere al Companiei a verificat în limita atribuțiilor sale, situațiile financiare separate și consolidate ale Companiei la data și pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2020, a luat act de Rapoartele auditorului independent asupra situațiilor financiare separate și consolidate ale Companiei pentru exercițiul financiar încheiat la data de 31 decembrie 2020 și a verificat Raportul anual asupra situațiilor financiare individuale precum și Raportul anual asupra situațiilor financiare consolidate ale Companiei pentru exercițiul financiar încheiat la data de 31 decembrie 2020, în aceeași dată a luat act de Nota cu privire la repartizarea profitului net la data de 31.12.2020.

În comunicat se menționează de asemenea că în data de 25 martie 2021, în conformitate cu Calendarul de Raportare Financiară asumat conform legii, Transelectrica a publicat pe site-ul Companiei materialele supuse aprobării AGOA cu privire la activitatea Companiei în anul 2020.

- **Solicitarea acționarului majoritar având ca obiect convocarea Adunării generale ordinare a acționarilor**

Transelectrica a informat publicul investitor asupra faptului că în data de 28 aprilie 2021 a fost înregistrată în Companie solicitarea acționarului Statul Român reprezentat legal prin Secretariatul General al Guvernului nr.20/10221/T.H.G./27.04.2021, având ca obiect convocarea Adunării generale ordinare a acționarilor pentru repunerea pe ordinea de zi a punctelor 4,5,6,7,8,9,15 și 17 stabilite pentru ședința AGOA din data de 27 aprilie 2021.

- **Hotărârea nr.2 a Adunării Generale Ordinare a Acționarilor Companiei din 29 aprilie 2021**

În data de 29 aprilie 2021 Adunarea Generală Ordinară a Acționarilor Companiei a emis Hotărârea nr.2 prin care: a stabilit Programul de investiții pe exercițiul financiar 2021 și estimările pentru anii 2022 și 2023, a aprobat Bugetul de venituri și cheltuieli al Companiei pe anul 2021, precum și estimările pentru anii 2022 și 2023 și a stabilit data de 25 mai 2021 ca dată de înregistrare a acționarilor asupra cărora se vor răsfrânge efectele Hotărârii Adunării generale ordinare a acționarilor.

- **Adresă a acționarului majoritar privind solicitarea de convocare AGA diseminată în data de 28 aprilie 2021**

În data de 6 mai 2021 Compania a informat publicul investitor cu privire la faptul că în data de 4 mai 2021 a înregistrat o adresă a acționarului majoritar (reprezentat legal prin Secretariatul General al Guvernului), în legătură cu solicitarea de convocarea AGA care a făcut obiectul raportului curent diseminat prin intermediul instituțiilor pieței de capital în data de 28-04-2021.

Potrivit art.119 alin.(2) din Legea societăților nr.31/1990, republicată, cu modificările și completările ulterioare - "Adunarea generală va fi convocată în termen de cel mult 30 de zile și se va întruni în termen de cel mult 60 de zile de la data primirii cererii".

- **Stația Domnești, cea mai importantă stație electrică de transformare din zona Capitalei, la finalul unui proces complex de rețehnologizare**

În data de 10 mai 2021 Compania a emis un comunicat de presă referitor la Proiectul de rețehnologizare a Stației 400/110/20kV Domnești, o investiție totală de circa 25 de milioane de euro din fonduri proprii ale Companiei care este realizat la această dată în grad de 95%, finalizarea lucrărilor fiind preconizată pentru sfârșitul lunii iunie. Investiția implică rețehnologizarea stației la toate nivelele de tensiune, în vederea aducerii acesteia la un grad de siguranță și fiabilitate corespunzător importanței zonei deservite.

- **Planificarea actualizată a Proiectului DE-AT-PL-4M MC (Interim Coupling)**

Operatorii Piețelor de Energie Electrică Desemnați (OPEED) și Operatorii de Transport și de Sistem (OTS) din Austria, Germania, Polonia și țările din 4M Market Coupling (4M MC), respectiv Republica Cehă, Ungaria, România și Slovacia, au informat în data de 10 mai 2021 cu privire la actualizarea planificării proiectului.

Ca urmare a acestei actualizări a planificării, s-a preconizat că testele regionale vor fi finalizate până la data de 12 mai 2021, fiind urmate de testele procedurale realizate la nivel european extins, împreună cu toate părțile SDAC.

În prezent, se preconizează că testele cu participanții la piață (Member Tests) se vor desfășura între 31 mai 2021 și 7 iunie 2021.

Lansarea proiectului este planificată în acest moment pentru ziua de 17 iunie 2021 (prima zi de tranzacționare, cu livrare în data de 18 iunie 2021), sub rezerva confirmării pregătirii tehnice și din punct de vedere legal a tuturor părților.

Părțile proiectului își mențin angajamentul deplin de a realiza Interim Coupling, marcând o etapă de referință a finalizării Cuplării unice europene a piețelor pentru ziua următoare (SDAC).

- **Propunere având ca obiect repartizarea profitului net contabil pentru exercițiul financiar al anului 2020**

În data de 18 mai 2021 Directoratul Companiei a decis asupra propunerii privind repartizarea profitului net contabil rămas după deducerea prevăzută la art. 1 alin. (1) lit. a) - d) din Ordonanța de Guvern nr.64/2001 privind repartizarea profitului la societățile naționale, companiile naționale și societățile comerciale cu capital integral sau majoritar de stat, precum și la regiile autonome, cu modificările și completările ulterioare.

- **Transelectrica a primit premiul pentru cea mai bună colaborare mediu economic-universități din anul 2020**

Compania a transmis în data de 19 mai 2021 că a primit, în cadrul The Energy CEO Forum & Awards Gala, organizată de The Diplomat, premiul pentru cea mai bună colaborare mediu economic-universități din anul 2020. Compania menține o colaborare de tradiție cu mediul universitar tehnic, în special cu Universitatea Politehnica București.

- **Investiții de peste 270 de milioane de lei pentru consolidarea rețelei din zona Moldovei**

La data de 20 mai 2021 Compania a emis un comunicat de presă prin care a menționat faptul că în contextul tranziției energetice și al integrării în Sistemul Electroenergetic Național a energiei produse din surse regenerabile, Transelectrica derulează investiții masive pentru consolidarea Rețelei Electrice Transport și adaptarea acesteia pentru atingerea obiectivelor europene. O axă importantă a acestei strategii investiționale este întărirea infrastructurii energetice din zona Moldovei, care contribuie la evacuarea energiei regenerabile din Dobrogea.

În prezent, în această parte a țării, se află în proces de modernizare și rețehnologizare stații importante precum: Stâlp, Focșani Vest, Smârdan, Munteni, Bacău Sud și Roman Nord, investiții însumate de peste 270 de milioane de lei.

- **Solicitare acționar majoritar**

Compania a informat publicul investitor cu privire la faptul că în data de 28 mai 2021 a înregistrat adresa acționarului majoritar (reprezentat legal prin Secretariatul General al Guvernului), având ca subiect Memorandumul cu tema: Mandatarea reprezentanților statului în Adunarea Generală a Acționarilor/Consiliul de Administrație, după caz, la societățile naționale,

companiile naționale și societățile cu capital integral sau majoritar de stat, precum și la regiile autonome, în vederea luării măsurilor ce se impun pentru repartizarea unei cote de minim 90% din profitul net realizat al anului 2020 sub formă de dividende/vărsăminte la bugetul de stat.

- **Solicitare acționar majoritar**

În data de 02 iunie 2021 Compania a informat publicul investitor cu privire la faptul că a înregistrat adresa acționarului majoritar (reprezentat legal prin Secretariatul General al Guvernului), având ca subiect clarificări și totodată, solicitări de modificare a materialelor aferente punctelor de pe ordinea de zi a Adunării generale ordinare a acționarilor Companiei convocate pentru data de 22 iunie 2021 (prima convocare) – 23 iunie 2021 (a doua convocare), respectiv: de a înainta situațiile financiare refăcute corespunzător cu reîntregirea profitului astfel încât provizionul diminuat de la participarea salariaților la profit să se regăsească în profit și implicit în dividendele convenite acționarilor.

- **Solicitare completare ordine de zi a AGOA convocată pentru data de 22/23.06.2021 din partea acționarului majoritar**

Compania a adus la cunoștință în data de 04 iunie 2021 faptul că acționarul majoritar, Statul Român prin Secretariatul General al Guvernului, prin adresa nr. 13583 din 04 iunie 2021 (înregistrată în cadrul Companiei cu nr. 23910 din 04 iunie 2021), a solicitat completarea ordinii de zi a Adunării generale ordinare a acționarilor programată pentru data de 22/23 iunie 2021 cu următoarele puncte: 4.1. Aprobarea Situațiilor financiare separate ale Companiei pentru exercițiul financiar al anului 2020, refăcute conform solicitării acționarului majoritar, Statul Român, reprezentat prin Secretariatul General al Guvernului; 5.1. Aprobarea Situațiilor financiare consolidate ale Companiei pentru exercițiul financiar al anului 2020, refăcute conform solicitării acționarului majoritar, Statul Român, reprezentat prin Secretariatul General al Guvernului; 6.1. Aprobarea repartizării profitului contabil rămas după deducerea impozitului pe profit la data de 31.12.2020; 7.1. Aprobarea distribuirii de dividende din profitul înregistrat la 31.12.2020, cu dividend brut de 0,59 lei/acțiune; 14. Revocarea membrilor Consiliului de Supraveghere al Companiei; 15. Numirea a 5 membri provizorii ai Consiliului de Supraveghere cu o durată a mandatului de maxim 4 luni, cu posibilitatea prelungirii mandatului cu încă 2 luni, până la finalizarea procedurii de selecție; 16. Aprobarea formei contractelor de mandat pentru cei 5 membri provizorii care vor fi numiți în Consiliul de Supraveghere al Companiei, cu indemnizația fixă a remunerației și împuternicirea unui

reprezentant al autorității publice tutelare pentru semnarea contractului de mandat.

- **Propuneri membri provizorii Consiliul de Supraveghere - material AGOA 22/23.06.2021 din partea acționarului majoritar**

În data de 07 iunie 2021, acționarul majoritar, Statul Român prin Secretariatul General al Guvernului a transmis, prin Anexa la adresa nr.13583/04.06.2021, Lista de propuneri cu membrii provizorii în Consiliul de Supraveghere, după cum urmează: DOGARU-TULICĂ Adina-Loredana, POPESCU Mihaela, MORARIU Marius Vasile, NĂSTASĂ Claudiu Constantin, BLĂJAN Adrian Nicolae.

- **Transelectrica va înființa în parteneriat cu Universitatea Politehnică din București primul laborator digital din România – DigiTEL**

Compania a emis la data de 10 iunie 2021 un comunicat de presă prin care a transmis semnarea unui parteneriat strategic împreună cu Universitatea Politehnică din București (UPB) pentru viitorul tehnologic al sectorului energetic românesc. Cei doi parteneri își asumă înființarea și operaționalizarea unui proiect îndrăzneț în domeniul cercetării și inovării: DigiTEL – unicul laborator digital integrat din România, pentru testarea viitoarelor tehnologii din sfera energetică (tehnologii State of the Art: digital twin, sisteme expert privind managementul activelor, realitate virtuală și augmentată, 3D CAD etc).

- **Proiectul de cuplare a piețelor pentru ziua următoare – ICP a fost operaționalizat cu succes**

În data de 18 iunie 2021 Compania a transmis faptul că piețele pentru ziua următoare 4M MC (cuplarea piețelor din Republica Cehă, Slovacia, Ungaria și România) au fost integrate în piața pan-europeană pentru ziua următoare de energie electrică. Părțile proiectului Interim Coupling au anunțat operaționalizarea cu succes și atingerea fazei durabile a cuplării unice pe ziua următoare - SDAC.

- **Hotărârea nr. 3 a Adunării Generale Ordinare a Acționarilor Companiei din 22 iunie 2021**

În data de 22 iunie 2021 Adunarea Generală Ordinară a Acționarilor Companiei a emis Hotărârea nr.3 prin care:

- nu a aprobat situațiile financiare separate ale Companiei pentru exercițiul financiar al anului 2020, potrivit Notei nr. 12082/19.03.2021, a aprobat situațiile financiare separate ale Companiei pentru exercițiul financiar al anului 2020, refăcute conform solicitării acționarului majoritar, Statul Român, reprezentat prin Secretariatul General al Guvernului și puse la dispoziția acționarilor prin adresa Companiei nr. 23590/03.06.2021,
- nu a aprobat situațiile financiare consolidate ale Companiei pentru exercițiul financiar al anului 2020,

potrivit Notei nr. 12413/19.03.2021, a aprobat situațiile financiare consolidate ale Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica”-SA pentru exercițiul financiar al anului 2020, refăcute conform solicitării acționarului majoritar, Statul Român, reprezentat prin Secretariatul General al Guvernului și puse la dispoziția acționarilor prin adresa Companiei nr. 23590/03.06.2021,

- nu a aprobat repartizarea profitului contabil rămas după deducerea impozitului pe profit la data de 31.12.2020, potrivit Notei nr. 508/19.05.2021, a aprobat repartizarea profitului contabil rămas după deducerea impozitului pe profit la data de 31.12.2020 conform solicitării acționarului majoritar, Statul Român, reprezentat prin Secretariatul General al Guvernului,

- nu a aprobat distribuirea de dividende din profitul înregistrat la 31.12.2020, cu dividend brut de 0,534 lei/acțiune, potrivit Notei nr. 749/20.05.2021, a aprobat distribuirea de dividende din profitul înregistrat la 31.12.2020, cu dividend brut de 0,59 lei/acțiune, conform solicitării acționarului majoritar, Statul Român, reprezentat prin Secretariatul General al Guvernului, a aprobat distribuirea de dividende din rezultatul reportat existent în sold la 31.12.2020 cu dividend brut de 0,28 lei/acțiune potrivit Notei nr. 801/20.05.2021,

- a aprobat descărcarea de gestiune a membrilor Directoratului și a membrilor Consiliului de Supraveghere pentru anul financiar 2020,

- a stabilit data de 19 iulie 2021 ca dată „ex date”, dată calendaristică de la care acțiunile Companiei obiect al Hotărârii AGOA se tranzacționează fără drepturile care derivă din respectiva hotărâre,

- a stabilit data de 20 iulie 2021 ca dată de înregistrare a acționarilor asupra cărora se vor răsfrânge efectele Hotărârii AGOA, a stabilit data de 09 august 2021 ca „data plății” dividendelor distribuite din profitul înregistrat la 31.12.2020 și a dividendelor din rezultatul reportat existent în sold la 31.12.2020.

- **Hotărârea nr. 4 a Adunării Generale Ordinare a Acționarilor Companiei din 22 iunie 2021**

În data de 22 iunie 2021 Adunarea Generală Ordinară a Acționarilor Companiei a emis Hotărârea nr.4 prin care:

- a aprobat revocarea membrilor Consiliului de Supraveghere al Companiei, respectiv: Adrian GOICEA, Luiza POPESCU, Jean – Valentin COMĂNESCU, Oleg BURLACU, Mircea Cristian STAIU, Mihaela POPESCU, Ciprian Constantin DUMITRU,

- a aprobat numirea următorilor membri provizorii: DOGARU-TULICĂ Adina-Loredana, POPESCU Mihaela, MORARIU Marius Vasile, NĂSTASĂ Claudiu Constantin, BLĂJAN Adrian Nicolae cu o durată a mandatului de 4 luni, începând cu data de 23 iunie 2021 și până la data de 22 octombrie 2021, aprobând forma contractului de

mandat ce urmează a fi încheiat cu membri provizorii ai Consiliului de Supraveghere.

- **Acceptare mandate membri provizorii ai Consiliului de Supraveghere**

Compania a informat publicul investitor cu privire la faptul că în data de 22 iunie 2021 membrii provizorii ai Consiliului de Supraveghere, numiți prin Hotărârea Adunării Generale Ordinare a Acționarilor nr. 4 din data de 22 iunie 2021, respectiv: DOGARU-TULICĂ Adina-Loredana, POPESCU Mihaela, MORARIU Marius Vasile, NĂSTASĂ Claudiu Constantin, BLĂJAN Adrian Nicolae au semnat, în fața notarului public, declarația de acceptare a mandatelor în data de 22 iunie 2021, numirea acestora devenind efectivă începând cu data de 23 iunie 2021.

- **Numire Președinte provizoriu Consiliul de Supraveghere și aprobare componență comitete consultative**

Consiliul de Supraveghere a decis în ședința din data de 23 iunie 2021, prin Deciziile nr. 22/2021 și nr. 23/2021, următoarele: alegerea în funcția de Președinte provizoriu al Consiliului de Supraveghere a domnului Marius Vasile MORARIU; aprobarea următoarei componențe a comitetelor consultative înființate în cadrul CS:

Comitetul de nominalizare și remunerare:

- Adrian Nicolae BLĂJAN - președinte
- Adina-Loredana DOGARU-TULICĂ - membru
- Claudiu Constantin NĂSTASĂ - membru
- Marius Vasile MORARIU – membru
- Mihaela POPESCU – membru

Comitetul de audit:

- Mihaela POPESCU – președinte
- Adrian Nicolae BLĂJAN - membru
- Adina-Loredana DOGARU-TULICĂ – membru
- Claudiu Constantin NĂSTASĂ – membru
- Marius Vasile MORARIU – membru

Comitetul de securitate energetică:

- Marius Vasile MORARIU – președinte
- Adrian Nicolae BLĂJAN – membru
- Adina-Loredana DOGARU-TULICĂ - membru
- Claudiu Constantin NĂSTASĂ – membru
- Mihaela POPESCU – membru

- **Schimbări în componența organelor de conducere**

Consiliul de Supraveghere a decis, în ședința din data de 25 iunie 2021, următoarele:

- revocarea membrilor Directoratului cu data de 25.06.2021, respectiv: Cătălin NIȚU, Ovidiu ANGHEL, Corneliu-Bogdan MARCU, Andreea-Mihaela MIU, și

Marius-Viorel STANCIU, ca urmare a constatării încălcării prevederilor legale și statutare aplicabile funcționării Directoratului, ce a avut drept consecință lipsirea de caracterul deliberativ care este esențial pentru activitatea și deciziile Directoratului, astfel cum este reglementat de prevederile legale și statutare și așteptat de către acționarii Companiei, efectele negative potențiale ale unei astfel de conduite manifestându-se în concret cu prilejul respingerii situațiilor financiare la 31.12.2020, respingerii propunerii de repartizare a profitului la 31.12.2020, precum și revocării de către Adunarea generală a acționarilor în data de 22.06.2021 a membrilor Consiliului de Supraveghere;

- desemnarea pentru un mandat cu o durată de 4 luni, începând cu data de 25.06.2021, în calitate de membri provizorii ai Directoratului, în temeiul și condițiile art. 64² din OUG nr. 109/2011 privind guvernanța corporativă a întreprinderilor publice cu modificările și completările ulterioare, a următorilor: Bogdan TONCESCU, Ionuț-Bogdan GRECIA, Adrian MORARU, Cătălin-Constantin NADOLU și Marius-Viorel STANCIU;

- numirea membrilor provizorii ai Directoratului, respectiv Bogdan TONCESCU, Ionuț Bogdan GRECIA și Adrian MORARU a devenit efectivă ca urmare a acceptării mandatului. Numirea lui Cătălin-Constantin NADOLU și a lui Marius-Viorel STANCIU va deveni efectivă la data semnării în fața notarului public a declarației de acceptare a mandatului;

- alegerea ca Președinte al Directoratului, denumit alternativ Director General Executiv sau Chief Executive Officer – „CEO” al Companiei, a domnului Bogdan TONCESCU, în conformitate cu prevederile art. 23 alin. (1) din Actul constitutiv;

- numirea în calitate de membru provizoriu al Consiliului de Supraveghere a domnului Victor Florin DUMITRIU, în conformitate cu prevederile art. 153⁷ alin. (1) din Legea societăților nr. 31/1990, republicată cu modificările și completările ulterioare și ale art.18 alin.(6) din Actul Constitutiv, durata mandatului fiind până la data de 22.10.2021, dar nu mai târziu de data numirii unui membru al Consiliului de Supraveghere de către Adunarea Generală a Acționarilor.

- **Acceptare mandate membri provizorii ai Directoratului**

Compania a informat cu privire la faptul că domnul Cătălin-Constantin NADOLU și domnul Marius-Viorel STANCIU au acceptat expres mandatele de membri provizorii ai Directoratului, numirea acestora devenind efectivă cu data de 28 iunie 2021.

EVENIMENTE ULTERIOARE

- **Acceptare mandat membru provizoriu al Consiliului de Supraveghere**

Compania a informat publicul interesat cu privire la faptul că domnul Victor Florin DUMITRIU a acceptat expres mandatul de membru provizoriu al Consiliului de Supraveghere, numirea acestuia devenind efectivă în data de 01 iulie 2021.

- **Litigii în legătură cu procedura de înregistrare la ORCTB a Hotărârii AGOA nr.4 din data de 22.06.2021 și a deciziilor subsecvente**

În data de 08 iulie 2021 Compania a luat act de faptul că domnul Adrian Goicea și doamna Luiza Popescu, intervenienți, foști membri ai Consiliului de Supraveghere, revocați în temeiul Hotărârii AGOA nr.4 din data de 22.06.2021, au depus cereri de intervenție în baza OUG nr.116/2009 cu privire la cererile de mențiuni nr. 393260 și 393280 din 30.06.2021 solicitând respingerea acestor cereri de mențiuni, constatarea nulității unor acte din procedura de organizare a AGOA din data de 22.06.2021, precum și suspendarea executării Hotărârii AGOA nr.4 din data de 22.06.2021.

Compania va formula și susține în fața Tribunalului București Secția a VI-a civilă apărările necesare cu privire la cererile intervenienților.

- **Comunicat privind modalitatea de plată a dividendelor distribuite în temeiul HAGOA nr. 3/2021**

În data de 14 iulie 2021 Compania a emis un comunicat în temeiul Hotărârii nr. 3 a Adunării generale ordinare a acționarilor din data de 22 iunie prin care a transmis procedura de plată a dividendelor distribuite.

- **Informare stadiu litigii referitor la înregistrarea la ORCTB a Hotărârii AGOA nr.4 din data de 22.06.2021**

Compania a emis o informare în data de 16 iulie 2021 privind stadiul litigiilor referitoare la înregistrarea la ORCTB a Hotărârii AGOA nr.4 din data de 22.06.2021.

- **Modificare componență Comitete consultative din cadrul Consiliului de Supraveghere**

Consiliul de Supraveghere, întrunit în ședință în data de 27 iulie 2021, a decis modificarea componenței comitetelor consultative, după cum urmează:

Comitetul de nominalizare și remunerare:

- Adrian Nicolae BLĂJAN - președinte
- Adina-Loredana DOGARU-TULICĂ - membru
- Claudiu Constantin NĂSTASĂ - membru
- Mihaela POPESCU – membru

Comitetul de audit:

- Victor Florin DUMITRIU – președinte
- Mihaela POPESCU - membru
- Adina-Loredana DOGARU-TULICĂ – membru
- Marius Vasile MORARIU – membru

Comitetul de securitate energetică:

- Marius Vasile MORARIU – președinte
- Adrian Nicolae BLĂJAN – membru
- Claudiu Constantin NĂSTASĂ – membru
- Victor Florin DUMITRIU – membru



Alte aspecte

STRUCTURA ACȚIONARIATULUI

Structura acționariatului Companiei la data de 30.06.2021 este următoarea:

Denumire acționar	Nr. acțiuni	Pondere în total
Statul român prin SGG	43.020.309	58,7%
PAVĂL Holding	4.753.567	6,5%
Fondul de Pensii Administrat Privat NN	4.007.688	5,5%
Alți acționari - persoane juridice	16.208.815	22,1%
Alți acționari - persoane fizice	5.312.763	7,2%
Total	73.303.142	100%

COMPONENȚA DIRECTORATULUI

La data prezentului raport componența Directoratului este după cum urmează:

Bogdan TONCESCU	Președinte Directorat
Adrian MORARU	Membru Directorat
Ionuț – Bogdan GRECIA	Membru Directorat
Cătălin – Constantin NADOLU	Membru Directorat
Marius Viorel STANCIU	Membru Directorat

TARIFE

Tariful de transport (serviciul de transport + serviciul funcțional de sistem)

În vederea implementării noului pachet de reglementări europene, în mod special *Directiva (UE) 2019/944* și *Regulamentul (UE) 2019/943*, precum și *Regulamentul (UE) 2017/2195* și *Regulamentul (UE) 2017/1485*, s-a propus în luna iulie 2020 la inițiativa ANRE, armonizarea metodologiilor de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice și a tarifului pentru serviciul de sistem (doar componenta aferentă serviciului funcțional de sistem), respectiv *Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice* aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 171/2019 și *Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de sistem* aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 45/2017 (doar componenta aferentă serviciului funcțional de sistem), cu modificările și completările ulterioare, cu prevederile reglementărilor europene antemenționate.

În acest sens, începând cu 01 ianuarie 2021, prin Ordinul ANRE nr.153/2020 *Metodologia de transport* stabilește modalitatea de determinare a veniturilor reglementate și de calcul al tarifelor reglementate pentru serviciul de transport al energiei electrice, tarife ce conțin și componenta aferentă serviciului funcțional de sistem. Unificarea a fost posibilă datorită faptului că principiile și regulile de stabilire a veniturilor și a tarifelor sunt similare.

Având în vedere cele prezentate mai sus și pentru o mai bună înțelegere a datelor ce vor fi prezentate în continuare, pentru perioada premergătoare datei de 1 ianuarie 2021 s-a calculat pentru activitatea de transport un tarif cumulat ce reprezintă un tarif teoretic virtual calculat prin însumarea tarifelor aferente activităților cu profit permis, respectiv activitatea de transport și activitatea de servicii funcționale de sistem (cele două tarife se aplicau la aceeași cantitate de energie electrică extrasă din rețea).

Index	Tarif	u.m	Tarif aplicat 1 iul – 31 dec 2020	Tarif aplicat 1 ian – 31 dec 2021	Diferența (%)
A	Transportul energiei electrice	lei/MWh	17,97	20,55	-
B	Serviciul funcțional de sistem	lei/MWh	2,49		-
A+B	Cumulat (A+B)	lei/MWh	20,46	20,55	+0,44%

Astfel, factorii care au avut un aport semnificativ la modificarea tarifelor prezentate în tabelul de mai sus cu intrare în vigoare la 01.01.2021, conform Ordinului ANRE nr.214/09.12.2020, sunt detaliați după cum urmează:

- 1) Diferența de liniarizare pentru primul an al perioadei de reglementare IV (2020 -2024) în valoare de - 17.009.824 lei.

Diferența de venituri menționată mai sus s-a determinat ca diferență între venitul cumulat aferent celor două activități reglementate, rezultat ca urmare a reluării procedurii de liniarizare și suma dintre venitul liniarizat stabilit pentru anul 2020 stabilit strict pentru serviciul de transport și venitul reglementat aprobat pentru serviciul funcțional de sistem.

- 2) Corecția de contribuție la bugetul ANRE în valoare de 19.326.090 lei.

În cadrul relinierizării realizate cu luarea în calcul inclusiv a anului 2020, cheltuielile aferente contribuției către ANRE au fost reduse la o cota de 0.2% din cifra de afaceri față de prima liniarizare când acestea au fost calculate cu o cota de 2% conform prevederilor Ordinului ANRE aflat în vigoare la acea dată.

- 3) Diferența între valorile procentuale aferente inflațiilor pentru anul 2020 și anul 2021 comunicate de către Comisia Națională de Prognoză în cadrul Prognozei de toamnă 2019 vs. Prognoza de toamnă 2020:

CNP - Prognoza de toamnă 2019		CNP - Prognoza de toamnă 2020	
2020	2021	2020	2021
3%	2,8%	2,2%	2,5%

Tariful aferent serviciului de sistem (fost servicii tehnologice de sistem)

În conformitate cu prevederile art. 47 din Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de sistem, aprobată prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 45/2017, cu modificările și completările ulterioare și ca urmare a analizei cheltuielilor și veniturilor aferente serviciului de sistem, transmise de CNTEE Transelectrica SA potrivit prevederilor

Ghidului de monitorizare a activității OTS, și a rezultatelor licitațiilor postate pe website-ul www.transelectrica.ro, ANRE a constatat îndeplinirea condiției de revizuire a tarifului pentru serviciul de sistem aprobat pentru perioada 1 iulie 2020 – 30 iunie 2021. Astfel, potrivit art. 45 din Metodologia mai sus menționată: "Tariful pentru serviciul de sistem se poate revizui la un interval de cel puțin 3 luni dacă se constată diferențe mai mari de 5% între veniturile și costurile justificate ale OTS aferente serviciului în perioada analizată."

Index	Tarif	u.m	Tarif aplicat	Tarif aplicat	Diferența (%)
			1 iul 2020 - 28 feb 2021	1 mar – 31 dec 2021	
B	Serviciul de sistem	lei/MWh	11,96	10,82	-9,53%

Având în vedere cele prezentate mai sus, factorii care au avut un aport semnificativ la modificarea tarifelor prezentate în tabelul de mai sus cu intrare în vigoare la 01.03.2021, conform Ordinului ANRE nr.9/24.02.2021, sunt detaliați după cum urmează:

- 1) Corecția rezultată din însumarea corecțiilor aferente perioadelor 1 iulie 2019 – 30 iunie 2020 și semestrul II 2020, ianuarie-februarie 2021, este în valoare de - 93.041.919 lei. Menționăm că la solicitarea CNTEE Transelectrica SA, corecția a fost eşalonată în 2 tranșe egale, pentru a evita impactul negativ semnificativ pe care l-ar avea aplicarea integrală a acesteia.

Tranșa a doua a corecției va fi inclusă în tariful pentru serviciul de sistem pentru anul 2022. Această corecție a generat scăderea cu -6,7% a tarifului.

- 2) Creșterea cantității de energie electrică tarifabilă cu 3% față de prognoza utilizată la calculul tarifului precedent, a determinat o scădere cu -2,8% a tarifului aprobat.

LITIGII

Cele mai importante litigii cu impact asupra Companiei sunt prezentate în cele ce urmează:

Notă: Pentru ușurința citirii și înțelegerii, toate sumele de la acest capitol sunt exprimate în lei/eur

• RAAN

Pe rolul Tribunalului Mehedinți – Secția a II-a Civilă, de Contencios Administrativ și Fiscal a fost înregistrat dosarul nr. **3616/101/2014**, având ca obiect “pretenții în sumă de 1.090.831,70 lei, contravaloare factura nr. 1300215/31.12.2013”, dosar în care Compania are calitatea de pârâtă, reclamantă fiind Regia Autonomă pentru Activități Nucleare – RAAN.

Prin sentința civilă nr. 127 pronunțată la data de 10.10.2014, Tribunalul Mehedinți a dispus admiterea cererii formulate de Reclamanta RAAN și obligarea Companiei la plata sumei de 1.090.831,70 lei, contravaloare factura nr. 1300215/31.12.2013.

Compania a formulat recurs prin care a solicitat instanței ca, prin hotărârea ce o va pronunța, să dispună admiterea recursului așa cum a fost formulat, casarea deciziei și sentințelor atacate și trimiterea cauzei instanței competente teritorial în vederea judecării ei, constatarea întrunirii cerințelor art. 1616-1617 Cod Civil, motiv pentru care se solicită să se constate intervenirea compensației de drept a datoriilor reciproce și stingerea acestora până la concurența sumei celei mai mici dintre ele, în speță suma totală solicitată de reclamantă prin cererea de chemare în judecată, obligarea intimății - reclamante la plata cheltuielilor făcute cu acest recurs.

Recursul a fost înregistrat pe rolul Înaltei Curți de Casație și Justiție care a decis casarea deciziei nr. 843/2015 și a trimis cauza spre rejudecare în recurs aceleiași instanțe, Curtea de Apel Craiova.

Prin decizia nr. 124/2017, Curtea de Apel Craiova a admis recursul declarat de către Transelectrica și a casat sentința nr. 127/2014 pronunțată de Tribunalul Mehedinți, iar cauza a fost trimisă spre rejudecare la Tribunalul

București – Secția a VI-a Civilă. Pe rolul Tribunalului București, cauza a fost înregistrată sub nr. 40444/3/2017, care prin sentința civilă nr. 4406/04.12.2017 a dispus admiterea cererii formulate de

RAAN și a obligat Transelectrica la plata sumei de 1.090.831.70 lei. Sentința a fost atacată cu recurs.

Termenul de judecată a fost stabilit pentru data de 13.12.2018.

În perioada 2014-2015. Compania a reținut la plată bonusul convenit RAAN pe schema de sprijin, în baza prevederilor din reglementările ANRE, respectiv art.17 alin.5 din Ordinul președintelui ANRE nr.116/2013.

În aceste condiții, RAAN a calculat penalități pentru neîncasarea la termen a bonusului de cogenerare convenit, în sumă de 3.496.914 lei, reținut de la plată de către Companie în contul creanțelor neîncasate. Suma de 3.496.914 lei a fost refuzată la plată de Companie și nu a fost înregistrată ca datorie în cadrul schemei de sprijin.

Obiectul dosarului cu numărul **9089/101/2013/a152** este o contestație împotriva Tabelului suplimentar de creanțe împotriva debitoarei RAAN, valoarea în litigiu fiind de 89.360.986 lei.

Transelectrica SA a fost înscrisă în tabelul debitoarei RAAN cu suma de 11.264.777 lei, în categoria creanțelor ce au rezultat din continuarea activității debitorului, suma solicitată de Companie fiind însă în valoare de 89.360.986 lei. Nu a fost înscrisă în tabelul preliminar de creanțe suma de 78.096.209 lei, pe motiv că “aceasta nu figurează ca fiind datorată în evidențele contabile ale RAAN.” Mai mult decât atât, lichidatorul judiciar a considerat că solicitarea înscrierii în tabel a sumei de 78.096.209 lei este tardiv formulată, fiind aferentă perioadei 2011 – 2013, motiv pentru care declarația de creanță trebuia să fie formulată la momentul deschiderii procedurii insolvenței, respectiv în data de 18.09.2013. S-a depus în termen legal contestație la Tabelul suplimentar de creanțe, tribunalul Mehedinți încuviințând proba cu expertiza contabilă.

La termenul din 14.06.2018 se suspendă judecarea cauzei până la soluționarea dosarului nr. **3014/2/2014** aflat pe rolul ÎCCJ, iar în data de 14.02.2019, Tribunalul Mehedinți a dispus conexarea dosarului la dosarul nr. **9089/101/2013/a140** (având ca obiect pretenții – cerere de plată). Astfel judecarea dosarului a fost amânată, întrucât instanța a considerat că este utilă soluționării cauzei prezentarea Deciziei civile nr. 2969/26.09.2018, pronunțată de Înalta Curte de Casație și Justiție în dosarul nr. 3014/2/2014, având ca obiect anulare decizie Președinte ANRE nr. 743/2014.

Soluția Tribunalului Mehedinți prin Hotărârea 163/20.06.2019 este: Admite excepția decăderii. Admite în parte acțiunea principală precum și contestația conexată. Obligă pârâta la plata către reclamantă a sumei de 16.950.117,14 lei creanță născută în cursul procedurii, dispunând înscrierea acesteia în tabelul creditorilor constituit împotriva debitoarei RAAN cu această sumă. Respinge în rest cererile conexe. În temeiul art. 453 al. 2 C. pr. civ. Obligă pârâta să plătească reclamantei 1.000

lei cheltuieli de judecată. Cu apel. Pronunțată în ședință publică. Document Hotărâre 163/20.06.2019.

La termenul din 06.11.2019 se respinge apelul ca nefondat. Decizie definitivă. Hotărâre 846/06.11.2019.

Transelectrica a formulat cerere de revizuire pentru contrarietate de hotărâri, înregistrată sub numărul de dosar Dosar nr. **1711/54/2019** cu termen de judecată la data de 26.03.2020 la Curtea de Apel Craiova, care urmează să trimită dosarul la Înalta Curte de Casație și Justiție pentru competență soluționare.

În data de 26.03.2020 termenul de judecată a fost preschimbat, următorul fiind în data de 21.05.2020.

La data de 21.05.2020 a fost scoasă cauza de pe rol cu următoarea soluție: s-a admis excepția de necompetență materială a Curții de Apel Craiova și s-a dispus înaintarea cauzei la ICCJ – Secția Contencios Administrativ și Fiscal. Hotărâre 140/21.05.2020. Termen 03.02.2021.

La termenul de judecată din data de 03.02.2021, ICCJ a admis excepția tardivității cererii de revizuire și nu s-a mai pronunțat asupra inadmisibilității acesteia.

De asemenea, între RAAN și Transelectrica mai există și alte 4 dosare aflate în diferite stadii de judecată.

În dosarul de faliment al RAAN înregistrat sub nr. **9089/101/2013**, Tribunalul Mehedinți a amânat cauza la termenele din 08.10.2020 și 04.02.2021. Soluția pe scurt: s-a acordat termen pentru continuarea procedurilor de lichidare, reprezentarea intereselor debitoarei în litigiile aflate pe rolul instanțelor de judecată, consolidarea masei credale, continuarea măsurilor în vederea recuperării creanțelor, continuarea licitațiilor publice având ca obiect valorificarea bunurilor debitoarei.

Următorul termen a fost stabilit pentru data de 14.10.2021.

• CURTEA DE CONTURI

Ca urmare a unui control desfășurat în anul 2013, Curtea de Conturi a dispus anumite măsuri de implementat de către Companie ca rezultat al unor deficiențe constatate cu ocazia respectivului control. Decizia și încheierea emise de către Curtea de Conturi au fost atacate la Curtea de Apel București, fiind format dosarul nr. **1658/2/2014**, care are drept obiect "anulare acte de control" – Încheiere nr. 7/20.02.2014 emisă de Curtea de Conturi.

La data de 13.06.2018 se admite în parte acțiunea reclamantei. Anulează în parte încheierea nr. 7/20.02.2014, decizia nr. 37/9.12.2013 și raportul de control nr. 35521/6.11.2012 emise de pârâtă în ceea ce privește măsurile dispuse prin decizia mai sus indicată la pct. I.1, I.3, I.6, I.8, I.11, II.14, II.15, II.17, II.18, II.20, II.21, II.22 și parțial măsura de la pct. II.13 în sensul

înlăturării sintagmei „inclusiv pentru cele constatate în cazul facturilor emise de FLOREA ADMINSTRARE IMOBILIARĂ SRL”. Respinge în rest, acțiunea reclamantei ca neîntemeiată. Omologhează raportul de expertiză tehnică electroenergetică întocmit în cauză de expert Toaxen Vasile. Obligă pârâta să plătească reclamantei suma de 121.375 lei cheltuieli de judecată (parțial onorării de expert și taxă judiciară de timbru). Document hotărâre 2771/13.06.2018.

În ședința publică din data de 21.10.2020, se respinge recursurile declarate de reclamanta și de pârâta împotriva sentinței nr. 2771 din 13 iunie 2018 a CAB - Secția a VIII-a contencios administrativ și fiscal, ca nefondate. Definitivă.

Ca urmare a unui control desfășurat în anul 2017, Curtea de Conturi a dispus anumite măsuri de implementat de către Companie ca rezultat al unor deficiențe constatate cu ocazia acestui control. Compania a formulat un număr de 8 contestații împotriva măsurilor dispuse de către Curtea de Conturi a României (CCR) prin Decizia nr. 8/27.06.2017, solicitând anularea acestora, precum și a Încheierii nr. 77/03.08.2017, înregistrată la registratura Societății sub nr. 29117/08.08.2017, respectiv a Raportului de control nr. 19211/26.05.2017. Contestațiile sunt în curs de soluționare - pe rolul Curții de Apel București (2 dosare: dosar nr. **6576/2/2017** privind anularea constatărilor de la punctele 7.1, 7.2. și 8, precum și a măsurii dispuse la punctul II.10, termen 20.01.2021, soluție: se resping excepțiile inadmisibilității, invocate prin întâmpinare, se respinge cererea, ca neîntemeiată și dosar nr. **6581/2/2017** privind anularea constatărilor de la punctul 6 precum și a măsurii dispuse la punctul II.9, cu termen de judecată la 17.09.2021), pe rolul Înaltei Curți de Casație și Justiție (4 dosare: dosarul nr. **6577/2/2017**, privind anularea constatărilor de la punctul 13 precum și a măsurii dispuse la punctul II.13, devenit dosar nr. **1614/1/2020**, cu termen de judecată fixat la data de 27.01.2022, dosarul nr. **6578/2/2017**, privind anularea constatărilor de la punctul 9 precum și a măsurii dispuse la punctul II.11, termen de judecată la 08.06.2022, dosarul nr. **6574/2/2017** privind anularea constatărilor de la punctul 5.2 precum și a măsurii dispuse la punctul II.8, termen de judecată la 19.10.2021). Trei dosare au fost soluționate definitiv, prin respingerea cererii în anulare de către Curtea de Apel București și respingerea recursurilor de către Înalta Curte de Casație și Justiție (dosarul nr. **6583/2/2017** privind anularea constatărilor de la punctul 5.1 precum și a măsurii dispuse la punctul II.7 și II.8 și dosarul nr. **6582/2/2017** privind anularea constatărilor de la punctul 11 precum și a măsurii dispuse la punctul I.5, dosarul nr. **6580/2/2017** privind anularea constatărilor de la punctul 10 precum și a măsurii dispuse la punctul II.12).

În perioada ianuarie-iulie 2020, Curtea de Conturi a României a efectuat o acțiune de control la toate Unitățile Teritoriale de Transport ale CNTEE Transelectrica, iar în perioada 25.05-27.08.2020, acțiunea de verificare a continuat la sediul executiv al companiei. Tema acțiunii de control a CCR a fost „controlul situației, evoluției și modului de administrare al patrimoniului public și privat al statului, precum și legalitatea realizării veniturilor și a efectuării cheltuielilor pentru perioada 2017-2019” la CNTEE Transelectrica SA.

Acțiunea de control cu tema enunțată mai sus, începută la data de 25.05.2020 la sediul executiv al Companiei, a fost suspendată de către CCR pe motivul începerii unui alt control cu tema „controlul modului de gestionare a resurselor publice pe perioada stării de urgență”. Controlul a început la data de 02.06.2020 și a fost finalizat la data de 26.06.2020.

Prin Raportul de control încheiat de auditorii CCR pe tema „controlul modului de gestionare a resurselor publice pe perioada stării de urgență”, raport înregistrat în Companie cu nr. 24225/26.06.2020, nu au fost constatate deficiențe, drept urmare nu s-a emis Decizie prin care să se dispună măsuri.

După finalizarea controlului privind modul de administrare al patrimoniului public și privat al statului, precum și legalitatea realizării veniturilor și a efectuării cheltuielilor pentru perioada 2017-2019”contro, finalizat la data de 06.10.2020, a fost emis Raportul de Control cu nr. 40507/06.10.2020 și în data de 09.11.2020, Curtea de Conturi a României, prin Departamentul IV, a emis Decizia nr. 15 care conținea 10 măsuri, cu termen de ducere la îndeplinire 31.05.2021.

Compania a formulat obiecțiuni și a depus Contestatia cu nr. 50090/26.11.2020 înregistrată la Curtea de Conturi cu nr. 139775/26.11.2020, solicitând anularea măsurilor. Urmare a examinării și analizării de către auditorii CCR a Contestatiei depuse de companie, prin Încheierea cu nr.2 din 10.03.2021, s-a admis anularea doar a unei măsuri din cele 10 dispuse. Contestația formulată de companie, este în curs de soluționare - pe rolul Curții de Apel București.

• ANRE

CNTEE Transelectrica SA a formulat o plângere împotriva Ordinului președintelui ANRE nr. 51/ 26.06.2014 înregistrată la ANRE sub nr.47714 / 04.08.2014 și o contestație la Curtea de Apel București, care face obiectul dosarului nr. **4921/2/2014**, prin care solicită fie modificarea Ordinului mai sus indicat, fie emiterea unui nou ordin, în care să se efectueze recalcularea valorii RRR la nivelul de 9,87% (recalculat cu un coeficient (β) de 1,0359, conform analizelor interne Transelectrica) sau, în măsura în care va fi respinsă

această cerere, folosind același procent de 8,52% stabilit de ANRE pentru anul 2013 și semestrul I 2014.

În data de 26.06.2014, a fost emis Ordinul ANRE nr. 51, publicat în Monitorul Oficial nr. 474/27.06.2014, privind aprobarea tarifului mediu pentru serviciul de transport, a tarifului pentru serviciul de sistem și a tarifelor zonale aferente serviciului de transport, practicate de Compania Națională de Transport al Energiei Electrice “Transelectrica” – SA și de abrogare a anexei nr. 1 la Ordinul președintelui ANRE nr. 96 / 2013 privind aprobarea tarifului mediu pentru serviciul de transport, a tarifului pentru serviciul de sistem, a tarifelor zonale aferente serviciului de transport și a tarifelor pentru energia electrică reactivă, practicate de operatorii economici din cadrul sectorului energiei electrice. Valorile luate în calculul ratei reglementate a rentabilității (RRR) de către ANRE conform Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice aprobată prin Ordinul ANRE nr. 53/ 2013 (“Metodologie”), au determinat o valoare a RRR de 7,7%.

La termenul din data de 27.03.2018 onorariul de expert pus în sarcina reclamantei a fost achitat și se va dispune revenirea cu adresă către expert pentru a efectua și depune la dosar raportul de expertiză încuviințat.

La termenul din data de 25.09.2018 soluția pe scurt a fost că se va reveni cu adresă către expert, în vederea efectuării și depunerii la dosar a raportului de expertiză, cu mențiunea de a face dovada imposibilității depunerii raportului de expertiză până la termenul de judecată, sens în care va dispune amânarea cauzei.

La termenul de judecată din data de 22.01.2019 instanța încuviințează în principiu cererea de intervenție accesorie în interesul părții (ANRE), formulată de intervenienta ALRO SA, cu cale de atac odată cu fondul. În data de 25.06.2019 pentru a da posibilitate părților să ia cunoștință de conținutul raportului de expertiză, se dispune amânarea cauzei și acordarea unui nou termen de judecată în data 10.09.2019.

La termenul din data de 10.09.2019 având în vedere solicitarea reprezentantului reclamantei de a lua cunoștință de conținutul obiecțiunilor formulate de intervenienta și pentru a-i da posibilitatea să răspundă acestora, reținând și faptul că reclamanta a depus note de ședință însoțite de înscrisuri ce necesită traducerea acestora, admite cererea de amânare a cauzei și dispune acordarea unui nou termen de judecată stabilit pentru data de 03.12.2019.

Litigiul nu a afectat relația cu ANRE și nici rezultatele financiare ale Companiei.

La termenul din 03.12.2019 s-a dispus amânarea cauzei și acordarea unui nou termen de judecată pentru a se

reveni cu adresă către expert în vederea depunerii la dosar a răspunsului la obiecțiuni, cu mențiunea să se prezinte în instanță la următorul termen de judecată. Va pune în vedere expertului ca mai înaintea termenului de judecată următor să comunice câte un exemplar al răspunsului la obiecțiuni către părți.

La următorul termen în data de 12.05.2020, dosarul a fost suspendat pe toată perioada stării de urgență.

În data de 23.06.2020 a fost amânată cauza pentru a da posibilitate părților să ia la cunoștință de răspunsul la obiecțiuni. De asemenea la termenul din data de 21.07.2020 a fost amânată cauza soluția fiind: adresă la expert să se prezinte în instanță.

În data de 06.10.2020 a fost respinsă cererea cu următoarea soluție pe scurt: s-a respins excepția inadmisibilității, ca neîntemeiată. S-a respins acțiunea, ca neîntemeiată. Cu recurs în termen de 15 zile de la comunicare. Pronunțată prin punerea soluției la dispoziția părților, prin mijlocirea grefei instanței. Hotărâre 362/2020.

La termenul din 11.01.2021 se admite cererea de completare dispozitiv. Se dispune completarea dispozitivului sentinței civile nr. 362/06.10.2020 cu soluția dată asupra cererii de intervenție accesorie, în sensul că: se admite cererea de intervenție accesorie, formulată de intervenienta ALRO SA în sprijinul pârâtei ANRE. Cu drept de recurs în termen de 15 zile de la comunicare, cererea de recurs urmând a fi depusă la Curtea de Apel București.

• OPCOM

La data de 24.11.2014, Operatorul Pieței de Energie Electrică și Gaze Naturale - OPCOM SA, a chemat în judecată Compania, în vederea obligării acesteia la plata sumei de 582.086,31 euro (2.585.161,72 lei), reprezentând suma achitată de aceasta cu titlu de amendă, din totalul amenzii de 1.031.000 euro, cererea făcând obiectul dosarului nr. **40814/3/2014**.

Anterior, Adunarea Generală a Acționarilor a Filialei OPCOM SA a hotărât, în ședința din data 10.06.2014, plata integrală a amenzii în sumă de 1.031.000 euro aplicată de către Direcția Generală Concurență – Comisia Europeană pentru încălcarea art.102 din Tratatul privind funcționarea Uniunii Europene, conform Deciziei în cazul antitrust AT 39984.

De asemenea, OPCOM SA a mai solicitat instanței de judecată obligarea Companiei la plata sumei de 84.867,67 lei cu titlu de dobândă legală aferentă perioadei 11.06.2014 – 24.11.2014 la care se adaugă cheltuieli de judecată în sumă de 37.828 lei.

Acțiunea depusă de OPCOM SA, face obiectul dosarului nr. 40814/3/2014, aflat pe rolul Tribunalului București,

Secția a VI-a Civilă, având ca obiect pretenții materiale, litigiu cu profesioniști.

În ședința de judecată din data de 24.07.2015, instanța a admis cererea de chemare în judecată formulată de reclamanta Operatorul Pieței de Energie Electrică și Gaze Naturale – OPCOM S.A. în contradictoriu cu pârâta Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica S.A. și a obligat pârâta la plata către reclamantă a sumei de 582.086,31 de euro, reprezentând suma achitată de reclamantă în locul pârâtei din valoarea amenzii de 1.031.000 de euro aplicată prin Decizia Comisiei Europene la data de 05.03.2014 în cazul AT.39984, și a dobânzii legale aferente sumei de 582.086,31 de euro, calculată de la data de 11.06.2014 și până la data plății efective. De asemenea, instanța obligă pârâta la plata către reclamantă a sumei de 37.828 lei, cu titlu de cheltuieli de judecată, cu drept de apel în termen de 30 zile de la comunicare. Împotriva sentinței nr. 4275/2015, pronunțată în dosarul sus-menționat, Transelectrica SA a formulat apel, care a fost înregistrat pe rolul Curții de Apel București.

Soluția Curții de Apel pe scurt: admite apelul, schimbă în tot sentința civilă apelată în sensul că respinge ca neîntemeiată cererea de chemare în judecată. Obligă intimata-reclamantă la plata cheltuielilor de judecată către apelanta-pârâtă în sumă de 16.129 lei, reprezentând taxa judiciară de timbru. Recursul este în 30 de zile de la comunicare și a fost pronunțat în ședința publică din data de 10.10.2016. Document: Hotărâre 1517/2016 din 10.10.2016.

OPCOM S.A a declarat recurs, care a fost înregistrat la Înalta Curte de Casație și Justiție.

Termen de judecată la ICCJ: 13.03.2018. Soluția ICCJ pe scurt: Admite recursul declarat de recurentul-reclamant Operatorul Pieței de Energie Electrică și Gaze Naturale – OPCOM S.A. împotriva deciziei nr. 1517/10.10.2016, pronunțată de Curtea de Apel București – Secția a V-a Civilă. Casează decizia atacată și trimite cauza, spre o nouă judecată, instanței de apel. Definitivă.

La termenul de judecată din data de 01.10.2018, Curtea de Apel București a dispus respingerea apelului ca nefondat și obligarea apelantei pârâte la plata către intimatul reclamant a sumei de 26.070,31 lei, cu titlu de cheltuieli de judecată. Cu recurs în termen de 30 de zile de la comunicare.

În data de 27.11.2018 CNTEE Transelectrica SA a declarat recurs, care se află în procedura de filtru la ICCJ.

Soluția ICCJ din 30.06.2020 a fost următoarea: se va comunica părților raportul asupra admisibilității în principiu a recursului declarat de Transelectrica împotriva deciziei nr. 1813/2018 din 1 octombrie 2018,

pronunțată de Curtea de Apel București – Secția a V-a Civilă, cu mențiunea că au dreptul de a depune un punct de vedere la raport în termen de 10 zile de la comunicare.

La termenul din data de 10.11.2020, soluția ICCJ: a fost admis în principiu recursul declarat de Transelectrica împotriva deciziei nr. 1813/2018 din 1 octombrie 2018, pronunțată de Curtea de Apel București.

La termenul din data de 16.03.2021 completul de judecată a respins, ca nefondat, recursul declarat de Transelectrica împotriva deciziei nr. 1813/2018 din 1 octombrie 2018, pronunțată de Curtea de Apel București – Secția a V-a Civilă. Definitivă.

Compania a înregistrat în anul 2014 un provizion în sumă de 2.670.029 lei pentru litigiul cu Filiala OPCOM SA.

Obiectul dosarului nr. **17765/3/2019** îl constituie obligarea părții OPCOM SA la plata sumei de 4.517.460 lei aferentă facturii seria TEL 16 AAA nr.19533/29.07.2016, reprezentând contravaloare TVA, aferent aportului adus de către CNTEE Transelectrica SA la capitalul social al OPCOM SA, emisă în baza Contractului de împrumut nr. 7181RO/2003, angajament pentru finanțarea proiectului de investiții "Electricity Market Project", obligarea OPCOM SA la plata sumei de 1.293.778,27 lei aferentă facturilor TEL 19 T00 nr.17/28.01.2019 și TEL 19 T00 nr.131/10.07.2019 reprezentând dobânda legală penalizatoare, calculată pentru neplata la termen a facturii seria TEL 16 AAA nr. 19533/29.07.2016.

Suma de 4.517.460 lei, debitul principal ce face obiectul petiției 1 al prezentei acțiuni, reprezintă TVA aferent operațiunii de majorare a capitalului social al OPCOM SA, prin aport în natură, materializat prin imobilizări necorporale recepționate, corespunzătoare fazei I A și a fazei II din contractele nr. P081406-O-C78, nr.P081406-C125 și nr.P081406-C300.

La termenul din data de 27.09.2019 se respinge excepția inadmisibilității și excepția prescripției, ca neîntemeiate. Respinge cererea, ca neîntemeiată. Respinge cererea creditoarei de obligarea a debitoarei la plata cheltuielilor de judecată, ca neîntemeiată. Cu cerere în anulare în termen de 10 zile de la comunicare, cererea în anulare urmând a se depune la sediul Tribunalului București - Secția a VI-a Civilă.

În data de 22.11.2019, dosar nr. **34249/3/2019**, soluția pe scurt: Față de dispozițiile art. 94 alin. 3 din Regulamentul de Ordine Interioară al Instanțelor Judecătorești, aprobat prin hotărârea C.S.M. nr. 1375/2015, potrivit căruia căile de atac declarate împotriva aceleiași hotărâri se soluționează de completul inițial investit și având în vedere că împotriva încheierii de ședință din data de 27.09.2019 pronunțate de Tribunalul București Secția a VI-a Civilă în dosarul nr.

17765/3/2019, având ca obiect ordonanță de plată, au formulat cereri în anulare atât creditoarea, cât și debitoarea, dispune trimiterea prezentului dosar spre soluționare primului complet investit cu soluționarea unei căi de atac împotriva încheierii de ședință din data de 27.09.2019 pronunțate de Tribunalul București Secția a VI-a Civilă în dosarul nr. 17765/3/2019, respectiv Completului 11 AO, investit inițial cu dosarul nr. **34022/3/2019**, având ca obiect cerere în anulare.

În data de 06.05.2020 dosarul a fost suspendat din cauza stării de urgență.

Soluția TMB în cererea privind acțiunea în anulare: la termenul din data de 17.11.2020 a respins ambele cereri în anulare ca neîntemeiate. A respins cererile de obligare la plata cheltuielilor de judecată formulate de ambele parti, ca neîntemeiate. Definitivă. Pronunțată prin punerea soluției la dispoziția părților prin mijlocirea grefei instanței. Document: Hotărâre 2221/2020 17.11.2020.

• **CONAID COMPANY SRL**

În anul 2013, Conaid Company SRL a dat în judecată CNTEE Transelectrica pentru refuzul nejustificat al acesteia de a semna un act adițional la contractul de racordare sau un nou contract de racordare și a solicitat despăgubiri pentru cheltuielile suportate până la acel moment în sumă de 17.419.508 lei și profiturile nerealizate pe perioada 2013-2033 în sumă de 722.756.000 EUR. Până în acest moment, Compania nu a încheiat un act adițional la contractul de racordare întrucât condițiile suspensive incluse în contract nu au fost îndeplinite de către Conaid Company SRL. Un contract nou de racordare ar fi trebuit încheiat până la data de 11 martie 2014, dată la care avizul tehnic de racordare a expirat. La data acestor situații financiare sumele pretinse de Conaid Company SRL au fost considerate drept datorii contingente întrucât este improbabil ca pentru decontarea acestei obligații vor fi necesare ieșiri de resurse încorporând beneficii economice, iar valoarea obligației nu poate fi evaluată suficient de credibil. Dosarul nr. **5302/2/2013** s-a aflat pe rolul Înaltei Curții de Casație și Justiție. Secția Contencios Administrativ și Fiscal, având ca obiect obligare emitere act administrativ, stadiul procesual – recurs, termenul de judecată fiind 09.12.2015. La acest termen, Înalta Curte de Casație și Justiție a admis, în principiu, recursurile și a fixat termen de judecată, pe fond, a recursurilor la data de 08 aprilie 2016. Complet 4, cu citarea părților.

Judecarea cauzei a fost amânată pentru data de 17.06.2016, când instanța a rămas în pronunțare, amânând pronunțarea la data de 29.06.2016, când a pronunțat Decizia nr. 2148/2016, prin care a dispus următoarele: "Respinge excepțiile invocate de recurenta-reclamantă Conaid Company S.R.L., prin administrator judiciar RVA Insolvency Specialists SPRL și de

recurenta-pârâtă Compania Națională de Transport a Energiei Electrice Transelectrica S.A. Admite recursul declarat de pârâta Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica S.A. împotriva încheierii de ședință din 18 februarie 2014 și a sentinței civile nr. 1866 din 11 iunie 2014, pronunțate de Curtea de Apel București – Secția a VIII-a contencios administrativ și fiscal. Casează încheierea atacată și sentința în parte și trimite cauza la Tribunalul București – Secția a VI-a civilă spre soluționare a acțiunii reclamantei în contradictoriu cu Compania Națională de Transport a Energiei Electrice Transelectrica S.A. Menține celelalte dispoziții ale sentinței în ceea ce privește acțiunea reclamantei împotriva Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei. Respinge recursurile declarate de reclamanta Conaid Company S.R.L., prin administrator judiciar RVA Insolvency Specialists SPRL și de intervenienta Duro Felguera S.A. împotriva sentinței civile nr. 1866 din 11 iunie 2014, pronunțată de Curtea de Apel București – Secția a VIII-a contencios administrativ și fiscal. Respinge recursul declarat de pârâta Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica S.A. împotriva încheierii de ședință din 25 martie 2014, pronunțate de Curtea de Apel București – Secția a VIII-a contencios administrativ și fiscal. Definitivă. Pronunțată în ședință publică, în data de 29 iunie 2016.

Pe rolul Tribunalului București – Secția a VI-a Civilă, cauza a fost înregistrată sub nr. 12107/3/2017. Prin sentința civilă nr. 4364/23.11.2017, Tribunalul admite excepția de inadmisibilitate și respinge ca inadmisibilă cererea. De asemenea, respinge cererea de intervenție în interesul reclamantei. Cu apel în termen de 30 de zile de la comunicare. Apelul a fost depus la Tribunalul București Secția a VI-a Civilă și la dispoziția părților prin intermediul grefei, în data de 23.11.2017.

La data de 02.11.2018, pe rolul Tribunalului București – Secția a VI-a civilă – a fost înregistrată o nouă cerere de chemare în judecată formulată de Conaid Company SRL, în dosarul nr. **36755/3/2018**, prin care reclamanta a solicitat instanței să dispună obligarea Transelectrica SA la „repararea prejudiciului cauzat reclamantei, ca urmare a neexecutării culpabile a obligațiilor de către pârâtă, în cuantum de 17.216.093,43 lei, constând în paguba efectiv suferită și beneficiul nerealizat, estimat provizoriu la 100.000 euro. Având în vedere refuzul nejustificat al Transelectrica SA de a încheia și semna un act adițional la Contractul nr.C154/27.04.2012, și în situația în care instanța va considera că, din punct de vedere formal, nu poate fi considerată îndeplinită de către reclamantă obligația vizând condițiile suspensive, aceasta neexecutare se datorează culpei exclusive a Transelectrica SA, pârâta împiedicând îndeplinirea condițiilor”.

La termenul din 15.10.2019 respinge ca neîntemeiate excepțiile lipsei calității procesuale active și a lipsei de interes. Unește cu fondul excepția prescripției. Cu apel odată cu fondul. Pronunțată prin punerea soluției la dispoziția părților prin mijlocirea grefei instanței.

Acordă termen pentru continuarea cercetării procesului la 26.11.2019, cu citarea părților. Cu apel odată cu fondul. Pronunțată prin punerea soluției la dispoziția părților prin mijlocirea grefei instanței.

În data de 21.01.2020 se amâna cauza pentru a se efectua expertiza și se acordă următorul termen pe 31.03.2020.

La termenul din data de 31.03.2020 dosarul este suspendat pe toată perioada stării de urgență.

*Noul termen de judecată a fost stabilit pentru data de **14.09.2021** – se administrează proba cu expertiza.*

• **FF WIND ENERGY INTERNAȚIONAL SRL**

Dosarul nr. **47332/3/2017** aflat pe rolul Tribunalului București - Secția a VI-a Civilă, prin care Societatea FF Wind Energy Internațional SRL solicită în contradictoriu cu CNTEE Transelectrica SA anularea declarației unilaterale de reziliere a contractului de racordare la RET nr. 85/14.03.2011 emisă la data de 02.03.2016 sub numărul 8295, și obligarea Companiei la plata sumei de 32.777.167.35 lei, prejudiciu ca urmare a rezilierii contractului și la plata sumei de 45.000.000 euro, reprezentând cuantumul devalorizării Societății FF Wind Energy Internațional SRL prin împiedicarea realizării scopului acesteia.

La termenul de judecată din 28.12.2018 instanța respinge cererea de chemare în judecată, astfel cum a fost precizată, ca neîntemeiată. La act că pârâta nu a solicitat cheltuieli de judecată, cu drept de apel în 30 de zile de la comunicare. Conform art. 425 alin. 3 și art. 471 alin. 1 din Codul de procedură civilă, apelul și motivele de apel se depun la Tribunalul București, Secția a VI-a Civilă. Document: Hotărâre 3891/ 28.12.2018.

Societatea FF Wind Energy Internațional SRL a declarat apel, care s-a judecat la data de 18.06.2019, iar pronunțarea a fost amânată pentru data de 23.07.2019, când soluția pe scurt a fost următoarea: „Respinge apelul, ca nefondat. Cu drept de recurs în 30 de zile de la comunicare. Cererea de recurs se depune la Curtea de Apel București - Secția a VI-a Civilă, sub sancțiunea nulității. Pronunțată în ședință publică. Document: Hotărâre 1191/23.07.2019”.

FF Wind a declarat recurs, care se află în procedura de filtru la Înalta Curte de Casație și Justiție.

La termenul de judecată din data de 12.05.2020 se comunică părților raportul asupra admisibilității în principiu a recursului declarat de reclamanta FF Wind Energy International S.R.L. prin administrator judiciar

Aktiv Lex Insolvență S.P.R.L. împotriva deciziei civile nr. 1191 din 23 iulie 2019, pronunțată de Curtea de Apel București - Secția a VI-a Civilă, cu mențiunea că au dreptul de a depune un punct de vedere la raport în termen de 10 zile de la comunicare.

La termenul de judecată din data de 13.10.2020, soluție: filtru – s-a admis în principiu cererea de recurs cu următoarele detalii: s-a respins excepția nulității recursului, invocată de intimata-pârâtă Transelectrica S.A. prin întâmpinare. S-a admis în principiu recursul declarat de reclamanta FF Wind Energy Internațional S.R.L., prin administrator judiciar Aktiv Lex Insolvență S.P.R.L., împotriva deciziei civile nr. 1191 din 23 iulie 2019, pronunțată de Curtea de Apel București.

S-a stabilit următorul termen de judecată la 14.09.2021.

- **ANAF**

La sediul Transelectrica SA a fost desfășurată inspecția fiscală generală, care a vizat perioada decembrie 2005 – decembrie 2010. Inspecția fiscală generală a început la data de 14.12.2011 și s-a încheiat la 26.06.2017, data discuției finale cu Transelectrica SA.

ANAF – DGAMC a stabilit obligații fiscale suplimentare de plată de către Companie, respectiv impozit pe profit și TVA, precum și obligații fiscale accesorii (dobânzi/majorări de întârziere și penalități de întârziere) aferente cu privire la serviciile de sistem tehnologice de sistem (STS) facturate de furnizorii de energie, considerate nedeductibile în urma inspecției fiscale.

Potrivit Deciziei de impunere nr. F-MC 439/30.06.2017 în sumă totală de 99.013.399 lei, ANAF – DGAMC a stabilit obligații fiscale suplimentare de plată de către Companie, în sumă de 35.105.092 lei, precum și obligații fiscale accesorii (dobânzi/majorări de întârziere și penalități de întârziere), în sumă de 63.908.307 lei.

În principal, Raportul de inspecție fiscală al ANAF consemnează următoarele obligații de plată suplimentare: impozit pe profit în sumă de 13.726.800 lei, precum și accesorii, datorate pentru un număr de facturi neutilizate identificate ca fiind lipsă (acestea au fost distruse în incendiul izbucnit în noaptea de 26-27 iunie 2009, la punctul de lucru din clădirea Millenium Business Center din str. Armand Călinescu nr. 2-4, sector 2, unde Compania își desfășura activitatea), documente cu regim special.

Aceste facturi au făcut obiectul unui litigiu cu ANAF care a emis un raport de inspecție fiscală în data de 20 septembrie 2011 prin care a fost estimată TVA colectată pentru un număr de facturi neutilizate identificate ca fiind lipsă.

Compania a contestat în termenul legal, conform OG nr.92/2003 privind Codul de procedură fiscală, Decizia de impunere nr. F-MC 439/30.06.2017.

ANAF a emis titlul executoriu nr. 13540/22.08.2017 în baza căruia au fost executate obligațiile suplimentare de plată stabilite prin Decizia de impunere nr. F-MC 439/30.06.2017.

Compania a solicitat anularea titlului executoriu nr. 13540/22.08.2017 la Curtea de Apel – dosar nr. 7141/2/2017. Soluția pe scurt: Admite excepția necompetenței materiale a Curții de Apel București – SCAF. Declină în favoarea Judecătorei Sector 1 București competența materială de soluționare a cauzei. Fără cale de atac. Pronunțată în ședință publică din 08.02.2018. Document: Hotărâre 478/2018 din 08.02.2018.

În urma declinării competenței, pe rolul Judecătorei Sector 1 a fost înregistrat dosarul nr. 8993/299/2018, prin care Compania a contestat executarea silită pornită în temeiul titlului executoriu nr. 13540/22.08.2017, care are la bază Decizia de impunere nr. F-MC 439/30.06.2017.

Ulterior contestării de către Companie a actului administrativ fiscal Decizia nr.F-MC 439/30.06.2017, ANAF a comunicat Companiei Decizia nr. 122/13.03.2018 prin care respinge ca nemotivată contestația formulată de CNTEE Transelectrica SA, decizia fiind primită la data de 16.03.2018, ulterior depunerii cererii de chemare în judecată care face obiectul dosarului nr.1802/2/2018.

Soluția pe scurt: Admite cererea de suspendare a judecării formulate de contestatoare. În baza art. 413 alin. (1) pct. 1 cod proc. civilă suspendă judecata până la soluționarea definitivă a dosarului nr. 1802/2/2018, aflat pe rolul Curții de Apel București, Secția a VIII-a contencios administrativ și fiscal. Cu recurs pe toată durata suspendării, cererea de recurs urmând a se depune la judecătoria sectorului 1 București. Pronunțată în ședință publică - Document: Încheiere - Suspendare 17.04.2018.

Pe rolul Curții de Apel se află dosarul nr. 1802/2/2018 prin care Compania a contestat actul administrativ fiscal Decizia nr.F-MC 439/30.06.2017.

La termenul de judecată din 06.11.2018 a fost admisă administrarea probei cu expertiza în specializarea contabilitate - fiscalitate.

La termenul de judecată al CAB din data de 21.07.2020 se amână pronunțarea.

În data de 30.07.2020 cauza a fost repusă pe rol, pentru lămuriri suplimentare.

La termenul din data de 20.10.2020 s-a admis în parte cererea cu următoarea soluție pe scurt: s-au admis în parte cererile litispendate, s-a anulat în parte Decizia nr.122/13.03.2018, privind soluționarea contestației

formulată împotriva Deciziei de impunere nr.F-MC 439/30.06.2017, emisă de Agenția Națională de Administrare Fiscală – Direcția Generală de Soluționare a Contestațiilor, Decizia de impunere nr.F-MC 439/30.06.2017, emisă la data de 12.07.2017, de Agenția Națională de Administrare Fiscală – Direcția Generală de Administrare a Marilor Contribuabili, Decizia de impunere nr.F-MC 439/30.06.2017, emisă de Agenția Națională de Administrare Fiscală – Direcția Generală de Administrare a Marilor Contribuabili și Raportul de Inspecție fiscală nr.F-MC 222 încheiat la data de 30.06.2017, care a stat la baza emiterii deciziei de impunere, în sensul că: - înlătură obligația de plată a impozitului pe profit în sumă de 18.522.280 lei, TVA în sumă de 5.694.636 lei și accesoriile fiscale aferente acestor debite fiscale principale, în cuantum de 48.436.653 lei, obligații fiscale stabilite pentru cele 349 facturi fiscale cu regim special constatate lipsă din gestiunea reclamantei - înlătură caracterul nedeductibil la calculul profitului impozabil a sumei de 27.001.727 lei, reprezentând serviciile tehnologice de sistem facturate de furnizorii de energie, considerate nedeductibile în urma inspecției fiscale și obligația de plată a creanțelor fiscale principale și accesorii în legătură cu această sumă - înlătură caracterul nedeductibil la calculul profitului impozabil a sumei de 343.629,91 lei, reprezentând “servicii de înlăturare a buruienilor” și obligația de plată a creanțelor fiscale principale și accesorii în legătură cu această sumă - înlătură caracterul nedeductibil la calculul profitului impozabil a sumei de 230.685,491 lei, reprezentând cheltuieli cu produse de natură promoțională și de protocol și obligația de plată a creanțelor fiscale principale și accesorii în legătură cu această sumă - înlătură caracterul nedeductibil a TVA în cuantum de 46.417,1 lei, aferentă sumei de 343.629,91 lei, reprezentând “servicii de înlăturare a buruienilor” și obligația de plată a creanțelor fiscale principale și accesorii în legătură cu această sumă - înlătură caracterul nedeductibil a TVA în cuantum de 37.693,88 aferentă sumei de 230.685,49 lei, reprezentând cheltuieli cu produse de natura promoțională și de protocol și obligația de plată a creanțelor fiscale principale și accesorii în legătură cu această sumă - înlătură mențiunea referitoare la obligația Sucursalei de Transport Sibiu din cadrul CNTEE Transelectrica S.A de a înregistra suma de 576.846,80 lei ca și venit impozabil, cel târziu la data de 30.06.2010, data la care a fost acceptată înscrierea unității verificate la masa credală cu această sumă, mențiunea referitoare la caracterul de venit impozabil la calculul profitului a sumei de 576.846,80 în conformitate cu prevederile art. 19 alin. 1 din Legea nr. 571/2003 privind Codul Fiscal cu modificările și completările ulterioare, coroborat cu pct. 23 lit. d din HG 44/2004 cuprinzând Normele metodologice de aplicare a Legii nr. 571/2003, capitolul

referitor la impozitul pe profit, respectiv capitolul VII funcțiunea conturilor din Ordinul nr.3055 din 29 Octombrie 2009 pentru aprobarea Reglementărilor contabile conforme cu directivele europene și obligația de plată a creanțelor fiscale principale și accesorii în legătură cu această sumă - înlătură din Procesul-Verbal constatarea făcută cu privire la “determinarea taxei pe valoare adăugată deductibilă mai mică decât cea înregistrată de reclamantă, rezultând astfel o diferență în sumă de 13.141 lei”(anexa nr.15) și obligația de plată a creanțelor fiscale principale și accesorii în legătură cu această sumă - înlătură obligația de plată a penalităților de întârziere care au regim juridic sancționator, calculate pentru o perioadă mai mare de 6 luni de la data începerii inspecției fiscale, cu privire la obligațiile fiscale principale care au fost menținute către instanța de judecată prin prezenta hotărâre, astfel cum au fost stabilite prin Decizia de impunere nr.F-MC 439/30.06.2017, emisă la data de 12.07.2017, de Agenția Națională de Administrare Fiscală – Direcția Generală de Administrare a Marilor Contribuabili, Decizia de impunere nr.F-MC 439/30.06.2017, emisă de Agenția Națională de Administrare Fiscală – Direcția Generală de Administrare a Marilor Contribuabili și prin Decizia nr.122/13.03.2018, privind soluționarea contestației formulată împotriva Deciziei de impunere nr.F-MC 439/30.06.2017, emisă de Agenția Națională de Administrare Fiscală – Direcția Generală de Soluționare a Contestațiilor. Menține celelalte dispoziții din cuprinsul Deciziei nr.122/13.03.2018, privind soluționarea contestației formulată împotriva Deciziei de impunere nr.F-MC 439/30.06.2017, emisă de Agenția Națională de Administrare Fiscală – Direcția Generală de Soluționare a Contestațiilor, Decizia de impunere nr.F-MC 439/30.06.2017, emisă la data de 12.07.2017, de Agenția Națională de Administrare Fiscală – Direcția Generală de Administrare a Marilor Contribuabili, Decizia de impunere nr.F-MC 439/30.06.2017, emisă de Agenția Națională de Administrare Fiscală – Direcția Generală de Administrare a Marilor Contribuabili. Respinge, în rest, cererile litispendate ca neîntemeiate. Respinge ca neîntemeiată cererea de acordare a cheltuielilor de judecată constând în taxa judiciară de timbru. Obligă pârâții, în solidar, la plata către reclamantă a cheltuielilor de judecată în sumă de 4000 lei, reprezentând onorariu pentru efectuarea expertizei în specialitatea contabilitate-fiscalitate, proporțional cu admiterea cererii. Cu drept de recurs în termen de 15 zile de la comunicare, cererea de recurs urmând a fi depusă la Curtea de Apel București. Hotărâre 382/20.10.2020.

• **ROMENERGY INDUSTRY**

Dosarul nr. **2088/107/2016** pe rolul Tribunalului Alba, are ca obiect “Faliment - Cerere de înscriere la masa credală”. Transelectrica a depus cerere înscriere la masa

credală cu suma de 16.112.165,18 mil lei, iar creanța a fost admisă și înscrisă în Tabelul preliminar.

Soluția pe scurt: Stabilesc termen la 14.10.2019, pentru continuarea procedurii falimentului, prin valorificarea bunurilor și recuperarea creanțelor. Lichidatorul judiciar va întocmi și depune la dosar: - în fiecare dată de 15 a lunii, pentru luna anterioară, rapoartele lunare de activitate prevăzute de alin. 1 din art. 59 Legea 85/2014; - pentru termenul de verificare, cu 5 zile înaintea termenului, raportul de sinteză la 120 de zile, prevăzut de partea finală a alin. 3 din art. 59 Legea 85/2014.

La termenul din 27.01.2020 se fixează termen de verificare la data de 11.05.2020, pentru continuarea procedurii falimentului, prin valorificarea bunurilor și recuperarea creanțelor. Lichidatorul judiciar va întocmi și depune la dosar: - în fiecare dată de 15 a lunii, pentru luna anterioară, rapoartele lunare de activitate prevăzute de alin. 1 din art. 59 Legea 85/2014; - pentru termenul de verificare, cu 5 zile înaintea termenului, raportul de sinteză la 120 de zile, prevăzut de partea finală a alin. 3 din art. 59 Legea 85/2014.

În data de 11.05.2020 judecata a fost suspendată de plin drept, pe durata stării de urgență, instituită pe teritoriul României.

La termenul din data de 22.06.2020 a fost amânată cauza. Soluția pe scurt: s-a aprobat raportul asupra fondurilor obținute din lichidarea averii debitoarei și planul de distribuire din 03.06.2020.

La termenul din data de 18.01.2021 a fost amânată cauza. Soluția pe scurt: a fost aprobat Raportul nr. 1334 asupra fondurilor obținute din lichidarea averii debitoarei și Planul nr. 1335 de distribuire a fondurilor.

*A fost fixat termen la **27.09.2021**, pentru continuarea procedurii falimentului, prin valorificarea bunurilor și recuperarea creanțelor.*

• **MUNICIPIUL REȘIȚA**

Dosarul nr.**2494/115/2018***, înregistrat pe rolul Tribunalului Caraș Severin, are ca obiect cererea de chemare în judecată, prin care reclamantul Municipiul Reșița solicită obligarea pârâtei Transelectrica SA la plata următoarelor sume:

- 2.129.765,86 lei, reprezentând chiria pentru suprafața de teren ocupată temporar din fondul forestier aferentă anului 2015;

- 2.129.765,86 lei, reprezentând chirie teren aferentă anului 2016;

- 2.129.765,86 lei, reprezentând chirie teren aferentă anului 2018;

- dobândă legală penalizatoare de la scadență și până la plata efectivă.

Soluția pe scurt: Admite excepția de necompetență teritorială a Tribunalului Caraș-Severin. Declină competența de soluționare a cererii formulate de reclamantul Municipiul Reșița - prin primar, în contradictoriu cu pârâta Compania Națională de Transport a Energiei Electrice "Transelectrica" SA, în favoarea Tribunalului București. Fără cale de atac, conform art.132 alin.3 Cod procedură civilă. Pronunțată în ședință publică. Hotărâre 313/11.03.2019.

La termenul din data de 25.10.2019 se admite excepția necompetenței teritoriale a Tribunalului București. Declină competența de soluționare a cauzei în favoarea Tribunalului Caraș-Severin. Constată ivit conflictul negativ de competență între Tribunalul București și Tribunalul Caraș-Severin. Suspendă cauza și înaintea dosarului Înaltei Curți de Casație și Justiție, în vederea soluționării conflictului negativ de competență. Fără nicio cale de atac.

Pronunțarea se va face prin punerea soluției la dispoziția părților prin mijlocirea grefei instanței. Hotărâre 2376/25.10.2019.

Înalta Curte de Casație și Justiție la termenul din data de 16.07.2020 prin decizia nr.1578 a stabilit competența de soluționare a cauzei în favoarea Tribunalului Caraș Severin – Secția I civilă. Definitivă.

Dosar **2494/115/2018****. Termen: 22.03.2021 la Tribunalul Caraș Severin. Soluția: Suspendă judecarea cererii de chemare în judecată formulată de reclamantul Municipiul Reșița, prin Primar, în contradictoriu cu pârâta Transelectrica SA, având ca obiect pretenții, în temeiul art. 413 alin.(1) pct.1 C.pr.civ. Cu recurs cât timp durează suspendarea cursului judecării procesului, la instanța ierarhic superioară. Document: Încheiere – Suspendare.

Totodată, Compania este implicată și în litigii cu foști membri ai Directoratului și Consiliului de Supraveghere, iar pentru aceste litigii Compania a actualizat provizioanele reprezentând contravaloarea OAVT-urilor (opțiuni pentru acțiuni virtuale).



Anexe

ANEXA 1: Situația separată a poziției financiare - neauditat

[mil RON]	S1 2021	2020	Δ	Δ (%)
	1	2	3=1-2	4=1/2
ACTIVE				
Active imobilizate				
Imobilizări corporale	3.685	3.561	124	3%
Imobilizări af. drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri	34	38	(4)	(11%)
Imobilizări necorporale	6	7	(1)	(10%)
Imobilizări financiare	82	82	0	0%
Total active imobilizate	3.807	3.687	119	3,2%
Active circulante				
Stocuri	38	38	(1)	(2%)
Creanțe	1.006	847	159	19%
Impozit pe profit de recuperat	0	1	(1)	(100%)
Numerar și echivalente	461	554	(93)	(17%)
Total active circulante	1.505	1.442	64	4%
Total active	5.312	5.129	183	4%
CAPITALURI PROPRII ȘI DATORII				
Capitaluri proprii				
Capital social ,din care	733	733	0	0%
<i>Capital social subscris</i>	733	733	0	0%
Primă de emisiune	50	50	0	0%
Rezerve legale	138	138	0	0%
Rezerve din reevaluare	805	842	(36)	(4%)
Alte rezerve	28	17	10	60%
Rezultat reportat	1.693	1.616	77	5%
Total capitaluri proprii	3.447	3.395	51	2%
Datorii pe termen lung				
Venituri în avans pe termen lung	392	352	40	11%
Împrumuturi pe termen lung	91	102	(11)	(11%)
Alte împrumuturi și datorii asimilate - Leasing clădiri pe termen lung	26	31	(5)	(16%)
Datorii privind impozitele amânate	116	119	(3)	(2%)
Obligații privind beneficiile angajaților	73	73	0	0%
Total datorii pe termen lung	697	676	21	3%
Datorii curente				
Datorii comerciale și alte datorii	1.026	888	138	16%
Alte împrumuturi și datorii asimilate - Leasing clădire	8	7	0	6%
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale	11	17	(6)	(33%)
Împrumuturi pe termen scurt	25	25	0	1%
Provizioane	70	91,6	(21)	(23%)
Venituri în avans pe termen scurt	26	29	(3)	(10%)
Impozit pe profit de plată	2	0	2	n/a
Total datorii curente	1.168	1.058	111	10%
Total datorii	1.865	1.733	132	8%
Total capitaluri proprii și datorii	5.312	5.129	183	4%

ANEXA 2: Contul separat de profit și pierdere - neauditat

[mil RON]									
Indicator	2020	T1 2021	S1 2021	S1 2020	Bugetat S1 2021	Realizat S1 2021 vs S1 2020	Realizat S1 2021 vs S1 2020 (%)	Realizat vs Bugetat S1 2021	Realizat vs Bugetat S1 2021 (%)
0	1	2	3	4	5	6=3-4	7=3/4	8=3-5	9=3/5
Venituri din exploatare									
Venituri din serviciile de transport	1.035	323	612	507	602	105	21%	10	2%
Venituri din serviciile de sistem	795	173	321	392	312	(71)	(18%)	10	3%
Venituri din piața de echilibrare	495	220	469	166	240	303	182%	229	95%
Alte venituri	42	10	19	24	21	(5)	(21%)	(2)	(10%)
Total venituri din exploatare	2.367	726	1.422	1.090	1.175	332	30%	247	21%
Cheltuieli din exploatare									
Cheltuieli privind operarea sistemului	310	109	202	143	180	59	41%	22	12%
Cheltuieli cu piața de echilibrare	495	212	456	166	240	290	175%	216	90%
Cheltuieli privind serviciile de sistem tehnologic	566	143	291	298	294	(7)	(2%)	(2)	(1%)
Amortizare	268	64	130	136	135	(6)	(4%)	(5)	(3%)
Cheltuieli cu personalul	273	49	113	108	118	5	4%	(6)	(5%)
Reparații și mentenanță	98	15	37	37	48	0	1%	(11)	(24%)
Materiale și consumabile	8	2	3	3	6	(0)	(7%)	(3)	(51%)
Alte cheltuieli din exploatare	170	37	66	53	87	13	24%	(21)	(25%)
Total cheltuieli din exploatare	2.188	631	1.299	945	1.109	354	37%	190	17%
Profit din exploatare	180	96	123	145	66	(22)	(15%)	57	86%
Venituri financiare	10	2	3	5	4	(1)	(29%)	(0)	(2%)
Cheltuieli financiare	15	3	5	7	7	(2)	(22%)	(1)	(20%)
Rezultat financiar net	(5)	(1)	(2)	(2)	(3)	0	3%	1	41%
Profit înainte de impozitul pe profit	175	94	121	143	63	(22)	(15%)	58	92%
Impozit pe profit	30	12	17	28	9	(11)	(39%)	8	85%
Profitul exercițiului	145	82	104	116	54	(11)	(10%)	50	93%

ANEXA 3: Situația separată a fluxurilor de trezorerie - neauditat

[Mil RON]	S1 2021	S1 2020	Δ	S1 2021 vs 2020 (%)
Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare				
Profitul perioadei	104,4	115,5	(11)	(10%)
Ajustări pentru:				
Cheltuiala cu impozitul pe profit	16,9	27,7	(11)	(39%)
Cheltuieli cu amortizarea	130,2	131,9	(2)	(1%)
Cheltuieli cu ajustările pentru deprecierea creanțelor comerciale	1,5	0,7	1	103%
Reversarea ajustărilor pentru deprecierea creanțelor comerciale	(1,9)	(1,5)	(0)	(27%)
Chelt/Venituri nete cu ajustările pentru deprecierea debitorilor diverși	(0,3)	0,9	(1)	n/a
Cheltuieli nete cu ajustările pentru deprecierea stocurilor	1,1	0,2	1	n/a
Profit/Pierdere netă din vânzarea de imobilizări corporale	0,37	0,0	0	n/a
Cheltuieli nete cu ajustările de valoare privind imobilizările corporale	0,3	0,6	(0)	(50%)
Chelt/Venituri nete privind provizioanele pentru riscuri și cheltuieli	(21,6)	(0,0)	(22)	n/a
Cheltuieli cu dobânzile, veniturile din dobânzi, cheltuieli și venituri nerealizate din diferențe de curs valutar	2,2	2,2	0	1%
Fluxuri de trezorerie înainte de modificările capitalului circulant	233,1	278,2	(45)	(16%)
Modificări în:				
Clienți și conturi asimilate - energie și alte activități	(96,2)	72,1	(168)	n/a
Clienți – echilibrare	(84,2)	21,5	(106)	n/a
Clienți – cogenerare	21,7	(0,1)	22	n/a
Stocuri	0,7	(4,0)	5	n/a
Datorii comerciale și alte datorii - energie și alte activități	48,5	(49,0)	98	n/a
Datorii – echilibrare	73,1	(19,2)	92	n/a
Datorii – cogenerare	(76,2)	(86,0)	10	11%
Datorii plătite Decizie impunere ANAF	(2,1)	0,0	(2)	n/a
Alte împrumuturi și datorii asimilate - Leasing clădiri	(4,4)	0,0	(4)	n/a
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale	(5,6)	0,7	(6)	n/a
Venituri în avans	47,0	(7,6)	55	n/a
Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare	155,4	206,5	(51)	(25%)
Dobânzi plătite	(2,3)	(4,2)	2	45%
Impozit pe profit plătit	(16,4)	(19,4)	3	15%
Numerar net generat din activitatea de exploatare	136,7	182,9	(46)	(25%)
Fluxuri de trezorerie din activitatea de investiții				
Achiziții de imobilizări corporale și necorporale	(213,7)	(111,6)	(102)	(92%)
Titluri de participare deținute la SELENE CC Societe Anonyme	0,0	(0,2)	0	100%
Dobânzi încasate	1,4	3,7	(2)	(61%)
Dividende încasate	0,02	0,0	0	n/a
Alte active financiare	0,0	(7,0)	7	100%
Numerar net utilizat în activitatea de investiții	(212,3)	(115,1)	(97)	(84%)
Fluxuri de trezorerie utilizate în activitatea de finanțare				
Rambursări ale împrumuturilor pe termen lung	(11,8)	(13,2)	1	10%
Utilizare linie de credit cogenerare	0,0	117,4	(117)	(100%)
Rambursare linie de credit cogenerare	0,0	(29,5)	30	100%
Plăți leasing clădire	(5,2)	0,0	(5)	n/a
Dividende plătite	(0,01)	(35,2)	35	100%
Numerar net utilizat în activitatea de finanțare	(17,1)	39,5	(57)	n/a
Diminuarea netă a numerarului și echivalentelor de numerar	(92,7)	107,3	(200)	n/a
Numerar și echivalente de numerar la 1 ianuarie	554,0	320,8	233	73%
Numerar și echivalente de numerar la sfârșitul perioadei	461,3	428,1	33	8%

ANEXA 4: Indicatorii economico-financiari aferenți perioadei de raportare - neauditat

Indicatori	Formula de calcul	S1 2021	2020
Indicatorul lichidității curente (x)	$\frac{\text{Active curente}}{\text{Datorii curente}}$	1,29	1,36
Indicatorii gradului de îndatorare (x):			
(1) Indicatorul gradului de îndatorare	$\frac{\text{Capital împrumutat} \times 100}{\text{Capital propriu}}$	3,4%	3,7%
(2) Indicatorul gradului de îndatorare	$\frac{\text{Capital împrumutat} \times 100}{\text{Capital angajat}}$	3,3%	3,6%
Viteza de rotație clienți (zile)	$\frac{\text{Sold mediu clienți}^* \times \text{nr.zile}}{\text{Cifra de afaceri}}$	75,56	83,51
Viteza de rotație active imobilizate (x)	$\frac{\text{Cifra de afaceri}}{\text{Active imobilizate}}$	0,37	0,63

*S-au luat în considerare la calcularea soldului mediu clienții care au aport în cifra de afaceri (energie, echilibrare, alți clienți, clienți facturi de întocmit). Valorile corespunzătoare clienților incerti, schema de cogenerare și supracompensarea nu au fost incluse în soldul mediu.

ANEXA 5: Acte constitutive modificate în anul 2021

La momentul elaborării prezentului raport nu există acte constitutive modificate în anul 2021.

ANEXA 6: Acte de numire/revocare emise în ianuarie-iunie 2021

Directorat

- Conform Decizie CS nr.13/21.04.2021
 - Membrii Consiliului de Supraveghere au desemnat în calitate de membru provizoriu al Directoratului pe domnul Ovidiu ANGHEL, începând cu data de 21.04.2021 pe o durată de 4 luni.
- Conform Decizie CS nr.25/25.06.2021
 - Membrii Consiliului de Supraveghere au decis începând cu data de 25 iunie 2021 revocarea mandatelor pentru următorii membri ai Directoratului: Cătălin NIȚU, Ovidiu ANGHEL, Andreea-Mihaela MIU, Corneliu-Bogdan MARCU și Marius Viorel STANCIU.
- Conform Decizie CS nr.26/25.06.2021
 - au desemnat în calitate de membri provizorii al Directoratului următoarele persoane: Bogdan TONCESCU, Ionuț-Bogdan GRECIA, Adrian MORARU, Cătălin-Constantin NADOLU și Marius Viorel STANCIU, pe o durată de patru luni începând cu data de 25 iunie 2021 cu posibilitatea prelungirii, pentru motive temeinice, pentru încă două luni, durată a mandatului ce nu va depăși data finalizării procedurii de selecție a membrilor Directoratului Companiei, în condițiile OUG nr.109/2011.
 - se alege ca Președinte al Directoratului domnul Bogdan TONCESCU.

Consiliul de Supraveghere

- Conform Hotărâre AGOA nr.4/22.06.2021
 - AGOA a decis revocarea mandatelor pentru următorii membri ai Consiliului de Supraveghere: Adrian GOICEA, Luiza POPESCU, Jean-Valentin COMĂNESCU, Oleg BURLACU, Mircea Cristian STAIU, Mihaela POPESCU, Ciprian Constantin DUMITRU și au desemnat în calitate de membri provizorii ai Consiliului de Supraveghere următoarele persoane: Adina-Loredana DOGARU-TULICĂ, Mihaela POPESCU, Marius Vasile MORARIU, Claudiu Constantin NĂSTASĂ, Adrian Nicolae BLĂJAN, cu o durată a mandatului de 4 luni, începând cu data de 23 iunie 2021 și până la data de 22 octombrie 2021.
- Conform Decizie CS nr.22/23.06.2021
 - se alege ca Președinte al Consiliului de Supraveghere domnul Marius Vasile MORARIU.
- Conform Decizie CS nr.27/25.06.2021
 - a fost numit în calitate de membru provizoriu al Consiliului de Supraveghere domnul Victor Florin DUMITRU, cu o durată a mandatului de până la data de 22 octombrie 2021, dar nu mai târziu de data numirii unui membru al Consiliului de Supraveghere de către Adunarea Generală a Acționarilor.

ANEXA 7 RAPORT (conform HAGEA nr. 4/29.04.2015) privind contractele semnate în S1 2021 pentru achiziția de bunuri, servicii și lucrări, a căror valoare este mai mare de 500.000 Euro/achiziție (pentru achizițiile de bunuri și lucrări) și respectiv de 100.000 Euro/achiziție (pentru servicii)

Nr. Crt.	Număr Contract	Obiectul Contractului	Durată	Valoarea		Tip Contract	Temeiul Legal	Procedura de Achiziție
				Mii Lei	Mii Euro			
0	1	2	3	4	5	6	7	8
1	C 25/2021	Modernizare stație electrică 220/110/20 kV Arefu	30	38.634	-	Lucrări	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitație deschisă
2	C 45/2021	Retehnologizare stația 220/110 kV Filești	31	37.512	-	Lucrări	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitație deschisă
3	C 67/2021	Achiziția și montajul a 21 sisteme de monitorizare pentru unitățile de transformare din stațiile Transelectrica	42	10.658	-	Lucrări	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitație deschisă
4	C 47/2021	Modernizare electroalimentare la sediile UNO-DEN	12	8.751	-	Lucrări	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitație deschisă
5	C 27/2021	Combustibil auto pentru parcul auto, grupurile diesel și alte scule și echipamente aparținând Transelectrica	24	5.347	-	Furnizare	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitație deschisă
6	C 21/2021	Consolidare servere și rețea stocare date (cloud privat)	7	4.671	-	Furnizare	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitație deschisă
7	C 22/2021	Inspecție aeriană multispectrală a liniilor electrice aeriene (LEA) 110-220-400-750 kV	36	2.887	-	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitație deschisă
8	PT 04/1175/2021	Servicii specializate de pază, intervenție și intervenție în situații deosebite la obiectivele UTT Pitești	9	2.292	-	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Negociere fără invitație prealabilă
9	CT 808/2021	Servicii de cosire și îndepărtare a vegetației în stațiile UTT Constanța, lot 1 - Zona CE Constanța, lot 2 - Zona CE Tulcea și lot 3 - Zona CE Galați	24	564	-	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitație deschisă
10	C 89/2018 AA3	Act adițional nr. 3 la contractul nr. C89/2018 "Servicii de subînchiriere spații birouri de la OPCOM SA"	36	-	111	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Procedură Proprie
11	C 156/2021	LEA 400 KV D.C. Gutinaș-Smârdan	24	247.805	-	Lucrări	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitație deschisă
12	C 5/2021	Retehnologizarea Stației electrice de transformare 400/110 KV Pelicanu	35	96.388	-	Lucrări	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitație deschisă

Nr. Crt.	Număr Contract	Obiectul Contractului	Durată	Valoare		Tip Contract	Temeiul Legal	Procedura de Achiziție
				Mii Lei	Mii Euro			
0	1	2	3	4	5	6	7	8
13	C 113/2021	Mentenanța sistemului de contorizare locală la nivelul stațiilor electrice CNTEE "TRANSELECTRICA" SA	36	4.270	-	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitație deschisă
14	BC 2/2021	Modernizare în vederea diminuării efectelor galopării pe LEA 400 KV din zona Bărăgan - Fetesti. Diminuarea efectelor galopării pe LEA 400 KV București Sud - Gura Ialomiței și LEA 400 KV Cernavodă - Gura Ialomiței (circuitul 2)	5	3.745	-	Lucrări	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitație deschisă
15	C 86/2021	Linie de credit bancar revolving	12	2.580	-	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Procedură proprie

Anexa 6 – Glosar de termeni

„ANRE”	Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei Electrice
„BAR”	Baza reglementată a activelor
„BVB”	Bursa de Valori București, operatorul pieței reglementate pe care sunt tranzacționate Acțiunile
„CEE”	Comunitatea Economică Europeană
„Companie”. „CNTEE”. „TEL”	Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA
„CPT”	Consum Propriu Tehnologic
„CS”	Consiliul de Supraveghere
„DEN”	Dispecerul Energetic Național
„EBIT”	Profit operațional înainte de dobânzi și impozit pe profit
„EBITDA”	Profit operațional înainte de dobânzi, impozit pe profit și amortizare
„EBT”	Profit operațional înainte de impozitul pe profit
„ENTSOE”	Rețeaua Europeană a Operatorilor de Transport și de Sistem pentru Energie Electrică
„HG”	Hotărâre a Guvernului
„IFRS”	Standardele Internaționale de Raportare Financiară
„LEA”	Linii electrice aeriene
„Leu” sau „Lei” sau „RON”	Moneda oficială a României
„MFP”	Ministerul Finanțelor Publice
„MO”	Monitorul Oficial al României
„OG”	Ordonanță a Guvernului
„OPCOM”	Operatorul Pieței de Energie Electrică din România OPCOM SA
„OUG”	Ordonanță de Urgență a Guvernului
„PZU”	Piața pentru Ziua Următoare
„RET”	Rețeaua Electrică de Transport, rețea electrică de interes național și strategic cu tensiunea de linie nominală mai mare de 110 kV
„SEN”	Sistemul Electroenergetic Național
„RS”	Reglaj secundar
„RTL”	Reglaj terțiar lent
„SMART”	Societatea Comercială pentru Servicii de Mentenanță a Rețelei Electrice de Transport SMART SA
„SSF”	Serviciul de sistem funcțional
„SST”	Serviciul de sistem tehnologic
„TEL”	Indicator bursier pentru Transelectrica
„TSR”	Randament total pentru acționari
„UE”	Uniunea Europeană
„u.m.”	Unitate de măsură
„USD” sau „dolari US”	Dolarul american, moneda oficială a Statelor Unite ale Americii
„WACC”	Costul Mediu Ponderat al Capitalului

