



CNTEE TRANSELECTRICA SA

RAPORTUL CONSILIULUI DE SUPRAVEGHERE ASUPRA ACTIVITĂȚII DE ADMINISTRARE

iulie – decembrie 2019

	Structura corporativă	1
	Activitatea Consiliului de Supraveghere	4
	Date financiare	8
	Date operaționale	18
	Investiții	21
	Alte aspecte	22
	Anexe	24

Verificarea situațiilor financiare separate de către Consiliul de Supraveghere

Consiliul de Supraveghere are la bază principiile guvernantei corporative, care impun o atitudine responsabilă, profesionistă și obiectivă a Companiei în raport cu părțile interesate. În cadrul Consiliului se analizează strategia Companiei și premisele mediului în care aceasta funcționează pentru a planifica evoluția și performanțele acesteia, asigurând o formulare riguroasă a obiectivelor.

Situațiile financiare separate aferente anului 2019 au fost prezentate pentru examinare Consiliului de Supraveghere, Directoratul Companiei furnizând informații detaliate asupra rezultatelor anuale. În cadrul ședinței pentru aprobarea situațiilor financiare ale anului 2019, Comitetul de Audit a înaintat Consiliului de Supraveghere o analiză asupra rezultatelor exercițiului financiar 2019 și a recomandat Consiliului de Supraveghere avizarea situațiilor financiare separate, întocmite în conformitate cu OMFP nr. 2844/2016.

Totodată, Raportul semestrial al Consiliului de Supraveghere, elaborat în conformitate cu cerințele legislației pieței de capital, a fost revizuit de membrii Consiliului de Supraveghere. Raportul semestrial oferă o imagine fidelă și corectă asupra rezultatelor Companiei pentru semestrul II al anului 2019.

Comitetul de Audit asistă Consiliul de Supraveghere în îndeplinirea responsabilităților proprii de supraveghere pentru monitorizare a procesului de raportare financiară, raportare de management, sistemul controlului intern, procesul de audit, sistemul de gestiune a riscurilor și procesul organizațional de monitorizare a conformității cu legile, regulamentele și codul de conduită.

Cu deosebită considerație,

Președinte al Consiliului de Supraveghere



Structura corporativă

CONSILIUL DE SUPRAVEGHERE

Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA ("CNTEE Transelectrica SA", "Transelectrica" sau "Compania") este o societate pe acțiuni, care este organizată și funcționează în conformitate cu legile din România, fiind administrată în sistem dualist, în temeiul hotărârii Adunării Generale Extraordinare a Acționarilor din data de 18 iulie 2012, de către un Directorat (format din 5 membri) aflat sub supravegherea unui Consiliu de Supraveghere (format din 7 membri).

La data prezentului raport, componența Consiliului de Supraveghere ("CS" sau "Consiliul") al Transelectrica este următoarea:

Adrian GOICEA – Președinte al Consiliului de Supraveghere

Cu o vastă experiență în domeniul energiei, domnul Adrian Goicea ocupă din 2006 funcția de Director al unei societăți de consultanță în domeniul energiei, conducând de-a lungul carierei diferite proiecte de țară pentru România printre care și proiectul-mamut al Iberdrola Renovables (1200 de MW), dar și diferite proiecte de dezvoltare pentru energia eoliană în România.

În perioada 2001 – 2003, domnul Adrian Goicea a ocupat funcția de Director General al OPCOM SA, filială a CNTEE Transelectrica SA, promovând societatea în cadrul asociațiilor internaționale ale burselor și operatorilor piețelor de energie, APEX (la nivel mondial) și EUROPEX (la nivel European), contribuind la ridicarea prestigiului OPCOM la nivelul celor mai apreciate entități din domeniu. În perioada 1979 – 1985, dl Adrian Goicea a activat în domeniul diplomației, în funcția de Diplomat – Secretar II, fiind responsabil cu problemele economice și consulare în relația cu RPD Coreeană.

Domnul Adrian Goicea este licențiat în economie, absolvind cursurile Academiei de Științe Economice (1972-1977), urmând, de asemenea, cursuri de specializare și perfecționare în domeniul contabilității și în cel al energiei regenerabile.

Luiza POPESCU – Membru în Consiliul de Supraveghere

Având o vastă experiență managerială în domeniul petrolului și gazelor naturale, după o perioadă de 8 ani (2010-2018) în industria petrolieră din Emiratele Arabe Unite, în calitate de Manager de vânzări și dezvoltarea afacerilor – sectorul petrol, gaze și energie, doamna Luiza Popescu ocupă în prezent funcția de Inginer Principal în cadrul societății ELCEN România.

Doamna Luiza Popescu a urmat cursurile unui program de masterat din cadrul Universității Politehnice București, precum și alte cursuri de specializare și formare profesională din mai multe țări cum ar fi: Elveția, Olanda, Cehia, Ontario, Canada, Franța, Danemarca Emiratele Arabe Unite și Anglia.

Jean-Valentin COMĂNESCU – Membru în Consiliul de Supraveghere

Domnul Jean-Valentin Comănescu are o experiență bogată atât în domeniul economiei, cât și al achizițiilor publice, ocupând din 2014 până în prezent poziția de economist – Achiziții Publice din cadrul Registrului Auto Român.

Domnul Jean-Valentin Comănescu este licențiat al Facultății de Științe Economice din cadrul Universității Nicolae Titulescu - București (2017), al Facultății de Management Agroturistic, specializarea Inginerie și Management în Alimentație Publică și Agroturism din cadrul Universității Bioterra, București (2009). De asemenea, deține un master în Inginerie și un master în finanțe publice și politici fiscale.

Oleg BURLACU – Membru în Consiliul de Supraveghere

Domnul Oleg Burlacu are o experiență solidă în domeniul juridic, consolidată în cei peste 19 ani de activitate ca avocat și consilier juridic.

În anul 2000 și-a început parcursul profesional din funcția de Consilier Juridic la Bytel SRL (2000-2003), iar în 2003 a fost numit Director General la CONT LEX SRL, până în anul 2005. În perioada 2007-2014 a fost Avocat Coordonator la SCA Burlacu și Asociații, iar din 2014 este Avocat Coordonator la SCPA Burlacu și Partenerii.

Domnul Oleg Burlacu și-a completat experiența profesională prin redactarea a peste 12 articole de

specialitate apărute în publicațiile specifice domeniului de activitate, dar și prin prezența la conferințele de referință, în calitate de speaker.

Domnul Oleg Burlacu este doctorand în Drept Instituțional, Public și European și absolvent al cursurilor masterale de Științe Politice în cadrul Universității Titu Maiorescu din București. Licența a obținut-o la Facultatea de Drept din cadrul Universității București.

Ciprian Constantin DUMITRU – Membru în Consiliul de Supraveghere

Cu o vastă experiență managerială în domeniul privat, domnul Ciprian Constantin Dumitru a ocupat diferite poziții în cadrul unor organizații multinaționale.

Din anul 2015, deține funcția de director general al companiei New Challenge Marketing Research, anterior activând în zona de management al resurselor umane pentru diferite companii private.

Domnul Ciprian Constantin Dumitru este licențiat în Drept, absolvind cursurile Universității Româno Americane (2000), cursurile post-universitare ale Academiei de Poliție A. I. Cuza, specializarea "Relații Internaționale".

De asemenea, domnul Dumitru a urmat cursuri de specializare și perfecționare cum ar fi: „Business Leadership Practices Course” (2003), „Basic and Methods in Offensive Marketing (2003), „Operations Training Workshop”, la MSPA Europe Berlin (2008).

Mihaela CONSTANTINOVICI, membru în Consiliul de Supraveghere

Doamna Mihaela Constantinovici are o vastă experiență managerială atât în sectorul privat, cât și în sectorul public, ocupând de-a lungul timpului o serie de poziții de top-management.

Din anul 2017 până în prezent doamna Constantinovici este membru în Consiliul de Administrație la C.A.S.A.

O.P.S.N.A.J. De asemenea, în perioada martie – noiembrie 2019, doamna Constantinovici a mai ocupat poziția de Membru în Consiliul de Supraveghere al CNTEE Transelectrica SA.

Licențiată a Academiei de Studii Economice București, Facultatea de Management, doamna Constantinovici a absolvit Cursul Postuniversitar Administrație Publică și Bună Guvernare la Universitatea Babeș Bolyai în parteneriat cu Michigan State University și deține un Master în Științe Politice și Criminalistică. De asemenea, doamna Mihaela Constantinovici a urmat mai multe cursuri în domeniile: Securitate Națională, Bună Guvernare și Diplomatie.

Mircea Cristian STAICU, membru în Consiliul de Supraveghere

Domnul Mircea Cristian Staicu are o experiență solidă în domeniul administrației publice centrale.

De-a lungul timpului domnia sa a ocupat mai multe poziții la nivel guvernamental: consilier personal al Ministrului Transporturilor (iulie - decembrie 2016), Secretar General Adjunct în cadrul Ministerului Transporturilor și Infrastructurii (octombrie 2010 - iunie 2012), Secretar General al Ministerului Culturii, Cultelor și Patrimoniului Național (aprilie 2009-octombrie 2010), precum și cea de consilier personal al Ministrului Culturii (decembrie 2008 - aprilie 2009).

Domnul Mircea Cristian Staicu a absolvit Facultatea de Științe Politice din cadrul Școlii Naționale de Științe Politice și Administrative (2000), Facultatea de Științe Juridice și Administrative din cadrul Universității "Dimitrie Cantemir", specializarea Științe Juridice (2000), precum și cursurile programului de Masterat în Științe Politice și Comunicare Publică, din cadrul SNSPA.

COMITETELE CONSULTATIVE ALE CONSILIULUI DE SUPRAVEGHERE

La data prezentului raport, comitetele consultative ale Consiliului de Supraveghere au următoarele atribuții și componență:

Comitetul de audit

Membrii acestui comitet sunt Jean - Valentin COMĂNESCU (președinte), Adrian GOICEA, Luiza POPESCU.

Comitetul de audit are drept atribuții, între altele, monitorizarea eficacității sistemelor de control intern, de audit intern și de management al riscurilor din cadrul Transelectrica, verificarea și monitorizarea independenței auditorilor externi, a activității de audit statutar al situațiilor financiare anuale și a abordărilor propuse de auditorii externi, coordonând totodată activitatea acestora cu auditul intern.

Comitetul de audit monitorizează procesul de raportare financiară și de management, precum și planul financiar și procesul de elaborare a situațiilor financiare anuale și al situațiilor financiare anuale consolidate, monitorizează și analizează îndeplinirea indicatorilor de performanță ai sistemului de transport și de performanță economico-financiară ai activității societății.

Comitetul de audit are un rol important în verificarea eficienței sistemului de monitorizare a conformității cu legile și regulamentele aplicabile activității Companiei și a rezultatelor investigațiilor conducerii în caz de nerespectare a acestora.

Totodată asistă Consiliul de Supraveghere în îndeplinirea responsabilităților acestuia de supraveghere și supervizare a elaborării și actualizării strategiei generale de dezvoltare a societății, asistă Consiliul de Supraveghere în identificarea direcțiilor majore de dezvoltare din domeniu.

Respectarea principiilor guvernantei corporative stabilite prin Codul de Guvernanță Corporativă al Bursei de Valori București reprezintă un angajament continuu asumat de către Consiliul de Supraveghere. Consiliul de Supraveghere prin Comitetul de audit își propune sporirea transparenței cu privire la activitatea entităților organizatorice din cadrul Companiei prin implementarea unor noi reglementări interne în ceea ce privește activitatea de Audit public intern precum și activitatea de gestiune a riscurilor semnificative din cadrul CNTEE Transelectrica SA.

Comitetul de nominalizare și remunerare

Membrii acestui comitet sunt Luiza POPESCU (președinte), Adrian GOICEA, Jean - Valentin COMĂNESCU, Oleg BURLACU, Ciprian - Constantin DUMITRU, Jean BADEA.

În ceea ce privește aria de nominalizare, Comitetul de nominalizare și remunerare coordonează procesul de numire a membrilor Directoratului și fac recomandări privind atât pentru poziția de membru al Directoratului, cât și pentru ocuparea posturilor vacante în cadrul Consiliului de Supraveghere.

Comitetul de nominalizare și remunerare stabilește cerințele pentru ocuparea unei anumite poziții în administrarea Companiei și actualizează permanent competențele profesionale ale membrilor Directoratului.

În ceea ce privește aria de remunerare, Comitetul de nominalizare și remunerare elaborează politica de remunerare pentru membrii Directoratului și ai Consiliului de Supraveghere și o supune spre aprobarea Adunării Generale a Acționarilor.

Comitetul de nominalizare și remunerare prezintă în raportul anual suma totală a remunerației directe și indirecte a membrilor Directoratului și ai Consiliului de Supraveghere, cu respectarea principiului proporționalității acesteia cu responsabilitatea și timpul dedicat exercitării funcțiilor de către aceștia.

Comitetul privind securitatea energetică

Membrii acestui comitet sunt Oleg BURLACU (președinte), Ciprian - Constantin DUMITRU, Adrian GOICEA, Luiza POPESCU, Jean - Valentin COMĂNESCU, Jean BADEA

Comitetul privind securitatea energetică monitorizează și consiliază Consiliul de Supraveghere, Directoratul și compartimentele de specialitate ale Companiei în implementarea obiectivelor strategice pe linie de operator de sistem și securitate energetică pe ansamblul Sistemului Electroenergetic Național ("SEN"), securitate energetică la nivel RET și securitate energetică și protecție a infrastructurii critice.

O altă atribuție constă în implicarea, sub mandatul Consiliului de Supraveghere, alături de Directorat, în dialogul cu autoritățile publice cu atribuții și competențe pe linie de securitate energetică (Ministerul Energiei, Comisiile de specialitate din Parlament).



Activitatea Consiliului de Supraveghere

ACTIVITATEA CONSILIULUI DE SUPRAVEGHERE

Pe durata celui de-al doilea semestru al anului 2019, membri Consiliului de Supraveghere s-au întrunit în 12 ședințe, din care prezentăm mai jos o selecție a punctelor de discuție aflate pe agenda de lucru.

Cu prioritate au fost abordate următoarele subiecte:

- operațiunile de achiziție având ca obiect atribuirea contractelor “Extinderea stației Brazi Vest” și “Mărirea capacității de transport LEA 220 kV Stejaru-Gheorgheni-Fântânele”;

- asumarea de către Companie a angajamentului de asigurare a fluxului financiar pentru implementarea proiectului de investiții “LEA 400 kV d.c. Gutinaș Smârdan” și acoperirea contravalorii cheltuielilor, altele decât cele finanțate din fonduri europene nerambursabile, inclusiv TVA aferentă;

- reînnoire a scrisorii de garanție pentru creditul BEI, încheierea unui act adițional la contractul de credit încheiat cu BCR având ca obiect acordarea unui plafon pentru emiterea de scrisori de garanție bancară în favoarea ANRE și inițierea achiziționării unei linii de credit bancar revolving pe o perioadă de un an necesară asigurării funcționalității schemei de sprijin în condiții optime;

- operațiunile de achiziție având ca obiect atribuirea contractelor “Extinderea stației Brazi Vest” și “Mărirea capacității de transport LEA 220 kV Stejaru-Gheorgheni-Fântânele”;

- operațiunea de inițiere a procedurii de achiziție având ca obiect atribuirea contractului sectorial de lucrări “R.C. LEA 400 kV d.c. Țânțareni – Kozlodui 1+2”.

În cele ce urmează sunt prezentate detaliat subiectele discutate în ședințele CS din semestrul II 2019 astfel:

- În ședința din data de **05.08.2019** membrii Consiliului de Supraveghere au fost de acord cu efectuarea operațiunilor de achiziție având ca obiect “Racordarea LEA 400 kV Isaccea Varna și LEA 400 kV Isaccea-Dobrudja în stația 400 kV Medgidia Sud Etapa I – Extinderea stației 400 kV Medgidia Sud” și “Retehnologizarea stației 220/110/20 kV Baru Mare”

- au luat act de informarea cu privire la anularea procedurii de atribuire a contractului de lucrări “Retehnologizare stația 220/100 kV Filești”

- au luat act de informarea cu privire la stadiul realizării Programului anual al achizițiilor sectoriale în perioada ianuarie – iunie 2019

- au luat act de informarea cu privire la stadiul realizării Programului anual de investiții în perioada ianuarie - iunie 2019, stabilind modalitatea de raportare/periodicitatea raportării.

- În ședința din data de **12.08.2019** Consiliul de Supraveghere a aprobat forma finală a Raportului de activitate al CS pe semestrul I al anului 2019.

- a luat act de următoarele: Situațiile financiare separate simplificate ale Transelectrica la data și pentru perioada de 6 luni încheiată la data de 30 iunie 2019, Raportul semestrial pentru semestrul I 2019 privind activitatea economico-financiară a Companiei, Raportul de activitate al Directoratului privind rezultatele pentru perioada ianuarie – iunie 2019 și aprobă forma finală a Raportului CS pentru semestrul I 2019.

- a fost de acord cu operațiunile de achiziție având ca obiect atribuirea contractelor “Extinderea stației Brazi Vest” – achiziționare AT4, lucrări de C+M, PT integrator și “Mărirea capacității de transport LEA 220 kV Stejaru-Gheorgheni-Fântânele”.

- În ședința din data de **21.08.2019** Consiliul de Supraveghere și-a exprimat acordul cu privire la asumarea de către Companie a angajamentului de asigurare a fluxului financiar pentru implementarea proiectului de investiții “LEA 400 kV d.c. Gutinaș Smârdan” și acoperirea contravalorii cheltuielilor, altele decât cele finanțate din fonduri europene nerambursabile, inclusiv TVA aferentă .

- a fost de acord cu privire la operațiunea de inițiere a procedurii de achiziție având ca obiect atribuirea contractului sectorial de lucrări “R.C. LEA 400 kV d.c. Țânțareni – Kozlodui 1+2”

- În ședința din data de **17.09.2019** membrii Consiliului de Supraveghere au luat act de informarea cu privire la semnarea Acordului de colaborare și a Contractului de Servicii cu NPC Ukrenergo pentru realizarea studiilor suplimentare pentru interconectarea sincronă a sistemelor din Ucraina și Republica Moldova cu sistemul European Continental ENTSO-E

- au luat act de informarea privind încheierea contractului de lucrări “Stație electrică Stâlp” și “Modernizare celule 110 kV și medie tensiune în stația electrică Stâlp”.

• În ședința din data de **19.09.2019** Consiliul de Supraveghere a revocat din calitățile de membru al Directoratului și de Președinte al Directoratului pe domnul Marius Dănuț Carașol începând cu data prezentei ședințe și alege ca Președinte al Directoratului, denumit alternativ Director General Executiv sau Chief Executive Officer – “CEO” al Transelectrica pe doamna **ANASTASE Claudia-Gina**.

• În ședința din data de **24.09.2019** Consiliul de Supraveghere a luat act de informarea cu privire la situația la zi a litigiilor pe care Compania le are cu foști membri ai Directoratului și Consiliului de Supraveghere având ca obiect valorificarea bonusului de performanță prevăzut în contractele de mandate încheiate cu aceștia.

• În ședința din data de **10.10.2019** se alege ca Președinte al Consiliului de Supraveghere pe domnul **Mircea Gheorghe Dumitru COȘEA**.

Se desemnează în calitate de membri ai Consiliului de Nominalizare și Remunerare următoarele persoane:

- Mihaela CONSTANTINOVICI - președinte
- Adrian MITROI - membru
- Petru TĂRNICERU - membru
- Ionică BĂDILĂ – membru.

În calitate de membri ai Comitetului de Audit din cadrul Consiliului de Supraveghere pe:

- Adrian MITROI - președinte
- Mircea Gheorghe Dumitru COȘEA - membru
- Virginia Mihaela TOADER - membru
- Petru TĂRNICERU - membru
- Ionică BĂDILĂ – membru.

În calitate de membri ai Comitetului de Securitate Energetică din cadrul Consiliului de Supraveghere pe:

- Mircea Gheorghe Dumitru COȘEA - președinte
- Virginia Mihaela TOADER - membru
- Mihaela CONSTANTINOVICI – membru.

• În ședința din data de **16.10.2019** Consiliul de Supraveghere a luat act de ajungerea la termen în data de 20 octombrie 2019 a mandatelor membrilor provizorii ai Directoratului: Claudia-Gina ANASTASE, Georgiana Andreea FLOREA, Adrian SAVU, Alina Elena TEODORU și decide prelungirea cu o durată de 2 luni începând cu data de 21.10.2019 până în data de 20.12.2019, pentru:

- Claudia-Gina ANASTASE
- Georgiana Andreea FLOREA
- Adrian SAVU

A desemnat în calitate de membri provizorii ai Directoratului pe o perioadă de 2 luni începând cu data de 21.10.2019 pe:

- Virgiliu IVAN
- Luca - Nicolae IACOBICI

A ales ca Președinte al Directoratului, denumit alternativ Director General Executiv sau Chief Executive Officer – “CEO” al Transelectrica pe doamna **ANASTASE Claudia-Gina**

În cadrul aceleiași ședințe a desemnat în calitate de membru al Consiliului de Nominalizare și Remunerare și al Comitetului de Securitate Energetică pe domnul Florin-Radu CIOCĂNELEA

- a luat act de informarea cu privire la semnarea contractului de servicii cu IS Moldelectrica pentru realizarea studiilor suplimentare pentru interconectarea sincronă a sistemelor din Ucraina și Republica Moldova cu sistemul European Continental ENTSO-E

• În ședința din data de **14.11.2019** membrii Consiliului de Supraveghere au ales în calitate de Președinte al ședinței Consiliului de Supraveghere pe doamna Mihaela CONSTANTINOVICI. În cadrul acestei ședințe:

- au fost verificate Situațiile financiare interimare separate simplificate la data și pentru perioada de 9 luni încheiată la 30 septembrie 2019
- s-a luat act de Raportul de activitate elaborat de Directorat pentru trimestrul III al anului 2019
- s-a luat act de informarea cu privire la realizarea Programului anual de investiții cumulat la luna septembrie 2019 și stadiul realizării Programului anual al achizițiilor sectoriale în intervalul ianuarie-septembrie 2019.

• În ședința din data de **02.12.2019** Consiliul de Supraveghere a ales ca Președinte al Consiliului de Supraveghere pe domnul **Adrian GOICEA**.

În cadrul aceleiași ședințe au desemnat în calitate de membri ai Consiliului de Nominalizare și Remunerare următoarele persoane:

- Sebastian Ioan BURDUJA - președinte
- Adrian GOICEA - membru
- Jean-Valentin COMĂNESCU - membru
- Oleg BURLACU – membru
- Luiza POPESCU - membru
- Jean BADEA - membru

În calitate de membri ai Comitetului de Audit din cadrul Consiliului de Supraveghere pe:

- Jean-Valentin COMĂNESCU - președinte
- Adrian GOICEA - membru
- Luiza POPESCU - membru

În calitate de membri ai Comitetului de Securitate Energetică din cadrul Consiliului de Supraveghere pe:

- Oleg BURLACU - președinte
- Sebastian Ioan BURDUJA - membru

- Adrian GOICEA - membru
- Luiza POPESCU - membru
- Jean-Valentin COMĂNESCU - membru
- Jean BADEA - membru

Totodată Consiliul de Supraveghere a fost de acord cu următoarele operațiuni: reînnoire a scrisorii de garanție pentru creditul BEI nr.25710/2010, încheierea unui act adițional la contractul de credit nr. 575/2018 încheiat cu BCR având ca obiect acordarea unui plafon pentru emiterea de scrisori de garanție bancară în favoarea ANRE și inițierea achiziționării unei linii de credit bancar revolving pe o perioadă de un an în sumă de 175 milioane lei necesară asigurării funcționalității schemei de sprijin în condiții optime.

- În ședința din data de **13.12.2019** Consiliul de Supraveghere a luat act de ajungerea la termen în data de 20 decembrie 2020 a mandatelor membrilor provizorii ai Directoratului și a desemnat în calitate de membrii provizorii ai Directoratului pe o perioadă de 4 luni începând cu data de 21.12.2019, cu posibilitatea prelungirii pentru încă două luni, pe:

- Cătălin NIȚU
- Ionuț-Bogdan GRECIA
- Adrian MOISE
- Ioan FOLESCU
- Andreea-Mihaela MIU

În cadrul aceleiași ședințe au ales ca Președinte al Directoratului, denumit alternativ Director General Executiv sau Chief Executive Officer – “CEO” al Transelectrica pe domnul **Cătălin NIȚU**.

Totodată, au luat act de comunicarea doamnei Stan-Olteanu Manuela Petronela prin care nu accepta mandatul de membru provizoriu al Consiliului de Supraveghere.

- a fost de acord cu achiziția serviciilor de garantare a creditului BEI nr.25710/2010
- a hotărât amânarea luării unei decizii cu privire la operațiunea de achiziție având ca obiect “Retehnologizarea stației 220/110 kV Filești” solicitând documente suplimentare
- s-a solicitat Directoratului prezentarea tuturor studiilor finalizate și care sunt în curs de implementare în perioada 2019-2020.

- În ședința din data de **18.12.2019** Consiliul de Supraveghere a solicitat Directoratului amânarea luării unor decizii cu impact financiar asupra exercițiului financiar al anului 2020 sub aspectul fondului de salarii, inclusiv amânarea discutării și luării unei decizii cu privire la majorări salariale privind personalul Companiei având în vedere datele existente până la data prezentei cu privire la situația economico-financiară a Companiei,

- a luat act de faptul că, în conformitate cu notificarea domnului Sebastian-Ioan BURDUJA înregistrată la nivelul Companiei în data de 17.12.2019, acesta nu mai are, începând cu data prezentei, calitatea de membru provizoriu al Consiliului de Supraveghere al Transelectrica SA.



Date financiare

Sinteza rezultatelor financiare aferente semestrului II 2019 este prezentată în tabelele de mai jos. Varianta extinsă a acestora pentru aceeași perioadă este prezentată în Anexele la prezentul Raport.

Contul separat de profit și pierdere		
[mil RON]	S2 2019	S2 2018
Volum tarifat de energie [TWh]	27,42	27,82
ACTIVITĂȚI CU PROFIT PERMIS		
Venituri operaționale	612	620
Costuri operaționale	433	410
EBITDA	179	210
Amortizare	138	147
EBIT	41	63
ACTIVITATI ZERO PROFIT		
Venituri operaționale	602	868
Costuri operaționale	567	941
EBIT	35	(73)
TOATE ACTIVITĂȚILE (CU PROFIT PERMIS ȘI ZERO PROFIT)		
Venituri operaționale	1.214	1.488
Costuri operaționale	999	1.352
EBITDA	214	137
Amortizare	138	147
EBIT	76	(11)
Rezultat financiar	(4)	(3)
EBT	72	(14)
Impozit pe profit	6	3
Profit net	66	(17)

Situația separată a poziției financiare		
[mil RON]	2019	2018
Active imobilizate		
Imobilizări corporale	3.440	2.988
Imobilizări necorporale	30	23
Imobilizări financiare	82	80
Total active imobilizate	3.551	3.091
Active circulante		
Stocuri	38	35
Creanțe	706	1.064
Alte active financiare	85	0
Numerar și echivalente	321	482
Total active circulante	1.150	1.581
TOTAL ACTIVE	4.700	4.672
Capitaluri proprii	3.284	2.809
Datorii pe termen lung		
Împrumuturi	123	144
Alte datorii	561	520
Total datorii pe termen lung	684	664
Datorii curente		
Împrumuturi	56	53
Alte datorii	677	1.146
Total datorii curente	732	1.199
Total datorii	1.416	1.863
CAPITALURI ȘI DATORII	4.700	4.672

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.

REZULTATE OPERAȚIONALE

Volumul de energie tarifat

În intervalul iulie – decembrie 2019, cantitatea totală de energie electrică tarifată pentru serviciile prestate pe piața de energie electrică (27,42 TWh) a înregistrat o ușoară scădere de 1,4% comparativ cu aceeași perioadă a anului 2018 (diferența între cele două perioade fiind de -0,4 TWh).

Venituri operaționale

Veniturile totale operaționale realizate în semestrul II 2019 au înregistrat o scădere de 18% comparativ cu perioada similară a anului anterior (1.214 mil lei în S2 2019 față de 1.488 mil lei în S2 2018), determinată în principal de veniturile operaționale aferente activității zero profit (servicii tehnologice și piața de echilibrare).

Segmentul **activităților cu profit permis** a înregistrat o ușoară scădere a veniturilor în procent de 1% (612 mil lei în S2 2019 față de 620 mil lei în S2 2018), determinată de scăderea tarifului valabil de la data de 01 iulie 2019 (în vigoare la data raportului conform ordin ANRE nr.81/2019).

În semestrul II 2019 veniturile din alocarea capacității de interconexiune au înregistrat o scădere față de semestrul II 2018, în sumă de 9,7 mil lei, corespunzător nivelului de utilizare a disponibilităților capacității de interconexiune de către traderii de pe piața de energie electrică.

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.

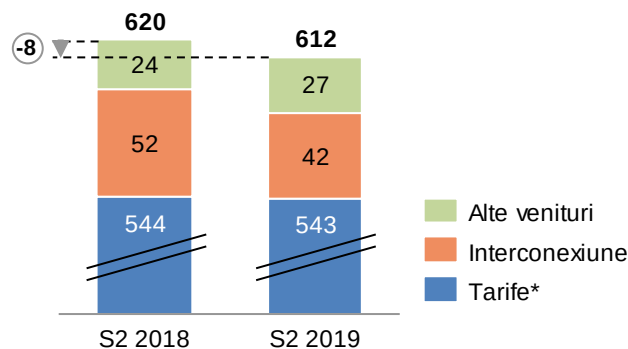
Piața de alocare a capacităților de interconexiune este fluctuantă, prețurile evoluând în funcție de cererea și necesitatea participanților pe piața de energie electrică de a achiziționa capacitate de interconexiune.

Utilizarea veniturilor nete din alocarea capacității de interconexiune se realizează în conformitate cu prevederile din Ordinul ANRE nr.171/2019 și Regulamentul UE nr. 2019/943 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 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.

Veniturile din tranzacții CPT au fost mai mici în semestrul II 2019 comparativ cu semestrul II 2018 cu suma de 0,7 mil lei.

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 scădere de 31% (602 mil lei în S2 2019 față de 868 mil lei în S2 2018) determinată în principal de scăderea veniturilor din piața de echilibrate cu 58% (de la 573 mil lei în S2 2018 la 243 mil lei în S2 2019)

În semestrul II 2019, veniturile din serviciile de sistem tehnologice au înregistrat o creștere comparativ cu semestrul II 2018 cu suma de 63,5 mil lei, determinată de creșterea tarifului reglementat aprobat de ANRE în condițiile unei scăderi a cantității de energie electrică livrată consumatorilor cu 1,4%.

Veniturile pe piața de echilibrare s-au diminuat cu 329,8 mil lei comparativ cu aceeași perioadă a anului precedent urmare a:

- scăderii dezechilibrului negativ înregistrat la nivelul furnizorilor de energie electrică pe piața de echilibrare în urma realizării unei mai bune echilibrări a acestora în anul 2019 comparativ cu anul 2018;
- modului de realizare a contractării pe piețele anterioare pieței de echilibrare și participarea redusă pe piața zilei următoare și pe piața intrazilnică de energie electrică a producătorilor de energie electrică;
- evoluția hidraulicității;
- gradul mare de impredictibilitate și volatilitate al producției din surse regenerabile (în special eoliană);
- evoluția prețului mediu de deficit înregistrat pe piața de echilibrare;
- evoluția cererii de energie electrică în condițiile unei ierni mai blânde decât în anul 2018.

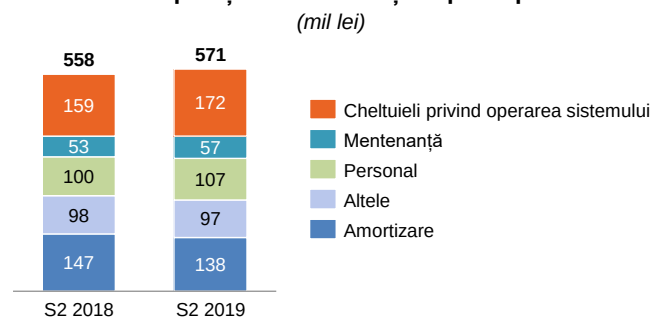
Pentru anul 2020 se estimează o creștere a prețurilor de achiziție a energiei electrice, având în vedere modificările legislative anunțate de ANRE pentru piața de echilibrare de energie electrică. Astfel, începând cu 1 aprilie 2020, piața de echilibrare nu va mai fi obligatorie și va deveni opțională, se vor elimina toate limitele de preț (ceea ce înseamnă că prețul energiei electrice pe această piață poate varia între minus 99.999 euro și 99.000 euro/MWh), decontarea tranzacțiilor pe piața de echilibrare se va face la prețul marginal, apare posibilitatea agregării în această piață, inclusiv cu locurile de consum, iar producătorii din surse regenerabile vor avea parte în continuare de dispacerizare prioritară.

Cheltuieli operaționale

Cheltuielile totale operaționale (inclusiv amortizarea) realizate în semestrul II 2019 au înregistrat o scădere (24%) comparativ cu perioada similară a anului anterior (1.137 mil lei față de 1.499 mil lei în semestrul II 2018), în principal în urma evoluțiilor din segmentul activităților zero profit.

Pe segmentul **activităților cu profit permis**, cheltuielile (inclusiv amortizarea) au înregistrat o creștere de 2% (571 mil lei în S2 2019 față de 558 mil lei în S2 2018).

Costuri operaționale activități cu profit permis



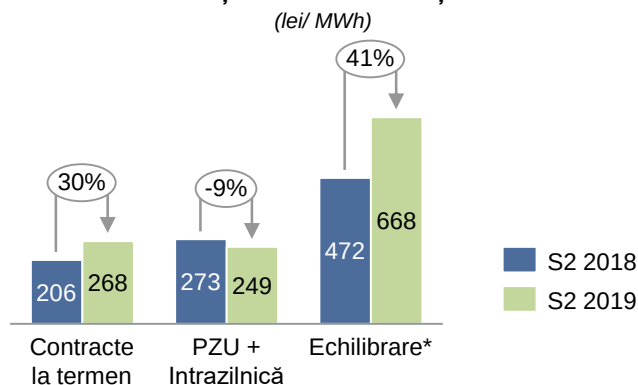
CPT: În semestrul II 2019 cheltuielile privind consumul propriu tehnologic au fost mai mari cu suma de 7,6 mil lei comparativ cu semestrul II 2018, datorită majorării prețului mediu de achiziție al energiei electrice necesare acoperirii CPT în RET.

Aceste cheltuieli reprezintă cheltuieli cu achiziția de energie electrică de pe piața liberă de energie electrică, respectiv Piața Centralizată a Contractelor Bilaterale (PCCB), Piața pentru Ziua Următoare (PZU), Piața de Echilibrare (PE) și Piața Intrazilnică (PI) pentru acoperirea consumului propriu tehnologic (CPT) în RET.

Diferențele dintre cantitățile orare realizate efectiv și cele achiziționate după tranzacționarea pe PCCB, PZU și PI se compensează pe Piața de Echilibrare (PE) în ziua de funcționare.

Începând cu data de 18.01.2018 a intrat în vigoare Contractul de "Achiziție de energie electrică pentru acoperirea dezechilibrelor de la cantitățile notificate aferente pierderilor tehnologice de energie electrică în rețelele electrice de transport prin transferul responsabilității echilibrării", nr. C380/06.10.2014, încheiat între CNTEE Transelectrica SA și CIGA ENERGY SA, prin care s-au redus prețurile de achiziție a energiei de pe piața de echilibrare.

Prețuri medii de achiziție



*Prețul mediu a fost calculat la valoarea netă (achiziții-vânzări) și nu ia în considerare serviciile PRE

Din analiza evoluției prețului mediu aferente contractelor la termen în perioada 2018 – 2019 se observă o tendință clar crescătoare, cu pantă pozitivă, fără oscilații, a prețului înregistrat din 2018. În plus, ofertele de vânzare energie pe PCCB au fost mult mai reduse cantitativ față de ofertele de cumpărare existente, ceea ce face ca cererea să depășească net oferta și prețul de închidere al licitațiilor să fie mai ridicat.

Pentru luna ianuarie 2019 s-au înregistrat cheltuieli cu CPT mai mari având în vedere că prețul mediu al contractelor încheiate pe PCCB cu livrare în luna ianuarie 2019 a fost de 287,44 lei, cu 36% mai mare decât prețul din luna ianuarie a anului 2018. Această tendință a prețului a fost justificată prin creșterea prețului certificatelor pentru emisiile de gaze cu efect de seră (ETS), cu 120% de la începutul anului 2018. De la data de 1 ianuarie 2019 a intrat în vigoare „Rezerva pentru stabilitatea pieței” (MSR), care impune un număr limită de certificate pentru emisiile de gaze cu efect de seră. Această măsură a afectat în principal centralele producătoare de energie pe bază de cărbune, care în multe cazuri stabilesc prețul marginal al pieței.

Acest lucru s-a reflectat în prețul mediu al contractelor încheiate pe această piață cu livrare în semestrul I 2019, care a fost de 278 lei, cu 32% mai mare decât prețul din semestrul I al anului 2018.

La nivel european, prețurile sunt afectate de separarea zonei de licitație Germania – Austria în două zone distincte, începând cu 1 octombrie 2018. Prețul mediu de achiziție a energiei electrice de pe PZU este mai mare în semestrul I al anului 2019 decât în perioada similară a anului trecut, pe fondul unei cereri care depășește oferta de energie la nivel european.

În luna ianuarie 2019, România a fost predominant importatoare de energie electrică, în condițiile indisponibilității unor centrale electrice de producere, ceea ce a condus la o creștere semnificativă a prețurilor pe Piața pentru Ziua Următoare (PZU). Astfel, în luna ianuarie 2019 s-a înregistrat un preț mediu pe PZU de peste două ori mai mare decât prețul înregistrat în luna ianuarie 2018.

Pentru lunile următoare tendința a fost de scădere a prețului mediu al energiei achiziționate pe PZU și de pe piața contractelor bilaterale față de prețul din luna ianuarie 2019. Cu toate acestea, din cauza celorlalți factori care influențează achiziția de energie, costurile cu CPT au rămas mai mari decât cele din perioada similară a anului 2018.

Diferența dintre energia electrică efectiv consumată pentru acoperirea CPT și energia achiziționată reprezintă dezechilibre care sunt acoperite automat de Piața de Echilibrare.

În anul 2018 s-au eliminat plafoanele care limitau prețul minim și prețul maxim al energiei de deficit, ceea ce a condus la o creștere semnificativă a prețului mediu pentru achiziția energiei de deficit.

Astfel luând în considerare prețul mediu total de achiziție pe toate piețele reiese un preț mediu de 279 lei/MWh în S2 2019, comparativ cu prețul mediu de achiziție de 251 lei/MWh, în S2 2018.

Congestii: Congestiile (restricțiile de rețea) reprezintă solicitări de transport al energiei electrice peste limitele de capacitate tehnică ale rețelei, fiind necesare acțiuni corective din partea operatorului de transport și de sistem și apar în situația în care la programarea funcționării sau la funcționarea în timp real, circulația de puteri între două noduri sau zone de sistem conduce la nerespectarea parametrilor de siguranță în funcționarea unui sistem electroenergetic.

În semestrul II al anului curent s-au înregistrat cheltuieli cu congestiile în scădere cu 2,8 mil lei comparativ cu aceeași perioadă a anului 2018, determinate de asigurarea criteriului de siguranță N-1, în condițiile indisponibilității LEA 220 kV Fântânele – Gheorgheni, ca urmare a condițiilor meteorologice defavorabile și de asigurarea criteriului de siguranță N-1 în secțiunea 4, în condițiile retragerii programate din exploatare a LEA 400 kV Iernut – Sibiu Sud.

Cheltuieli privind consumul de energie electrică în stațiile RET: au înregistrat o creștere de 1,5 mil lei în semestrul II 2019 comparativ cu semestrul II 2018, determinată de evoluția crescătoare a prețurilor la energia electrică și, în special, de prețurile ferme mai mari față de anul trecut cu care au fost încheiate contractele pe piața concurențială de furnizare energie electrică pentru anul 2019.

Serviciile de sistem funcționale: Cheltuielile aferente au înregistrat o creștere cu 4,6 mil lei în S2 2019 comparativ cu S2 2018 determinată, în principal, de creșterea cheltuielilor pe piața de echilibrare și pe piața zilei următoare privind schimburile neplanificate de energie electrică cu țările vecine interconectate la SEN.

Cheltuieli 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 al doilea semestru al anului curent aceste cheltuieli au fost mai mari cu 2 mil lei față de perioada similară a anului anterior.

Segmentul **activităților zero-profit** a înregistrat o scădere a costurilor cu 40% (567 mil lei față de 941 mil lei în S2 2018), determinată în principal de scăderea 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.

Cheltuielile privind serviciile de sistem tehnologice au înregistrat o scădere în semestrul II 2019 comparativ cu semestrul II 2018, în sumă de 45 mil lei (de la 368 mil lei în semestrul II 2018 la 323 mil lei în semestrul II 2019)

Valoarea costurilor cu achiziția STS pentru perioada analizată a fost determinată în principal de următorii factori:

- prețurile de achiziție a serviciilor de sistem tehnologice pe piața concurențială s-au menținut în jurul valorilor înregistrate în anul 2018 pentru RS (rezerva secundară) și RTR (rezerva de reglaj terțiar rapid).
- prețurile de achiziție a serviciilor de sistem tehnologice pentru RTL (rezerva de reglaj terțiar lent) pe piața concurențială au fost mai mici comparativ cu prețurile de achiziție din anul 2018, datorită manifestării unei concurențe mai mari pe acest tip de rezervă.

O influență importantă asupra costului de achiziție a STS pe piața concurențială a fost determinată și de nivelul foarte ridicat de concentrare a pieței serviciilor de sistem tehnologice pentru rezerva secundară și rezerva terțiară rapidă în perioada analizată.

În perioada raportată, Compania a achiziționat servicii de sistem tehnologice în regim reglementat conform deciziilor ANRE și reglementărilor legale în vigoare.

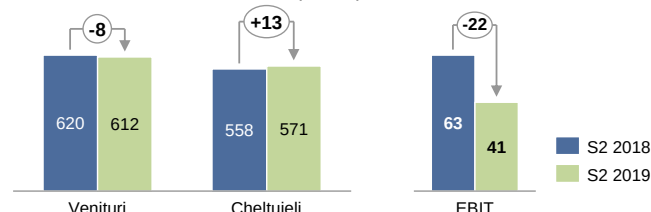
Compania refacturează valoarea serviciilor de sistem tehnologice achiziționate de la producători către furnizorii de energie electrică licențiați de ANRE, care beneficiază în final de aceste servicii.

Pentru anul 2020 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 privind piața de energie vor avea un impact semnificativ privind evoluția costurilor cu achiziția serviciilor de sistem la nivelul Companiei.

Rezultat operațional

Activitățile cu profit permis au înregistrat un rezultat de 41 mil lei în S2 2019 față de 63 mil lei în S2 2018, pe fondul scăderii veniturilor în principal datorită tarifului mediu de transport reglementat, scădere amplificată și de creșterea cheltuielilor totale (inclusiv amortizarea) în perioadele analizate.

Structura EBIT activități profit permis
(mil lei)



EBIT generat de **activitățile zero-profit** a înregistrat un rezultat pozitiv de 35 mil lei față de profitul negativ de (73) mil lei înregistrat în aceeași perioadă a anului trecut.

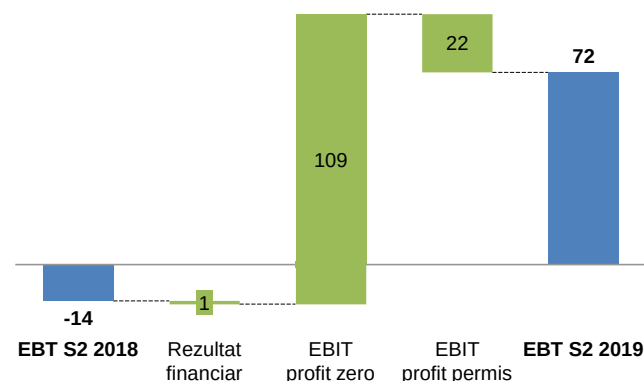
În intervalul iulie-decembrie 2019 veniturile din serviciile de sistem tehnologice au fost mai mari cu 35,3 mil lei comparativ cu cheltuielile privind achiziția serviciilor de sistem tehnologice realizate.

Rezultat brut (EBT)

Profitul brut a înregistrat o creștere semnificativă, de la un rezultat de -14 mil lei în semestrul II 2018, la 72 mil lei în semestrul II 2019.

Dinamica între profitul înregistrat în S2 2018 comparativ cu S2 2019, descompusă pe componentele constitutive ale profitului, este prezentată în graficul următor:

Dinamica elementelor EBT
(mil lei)

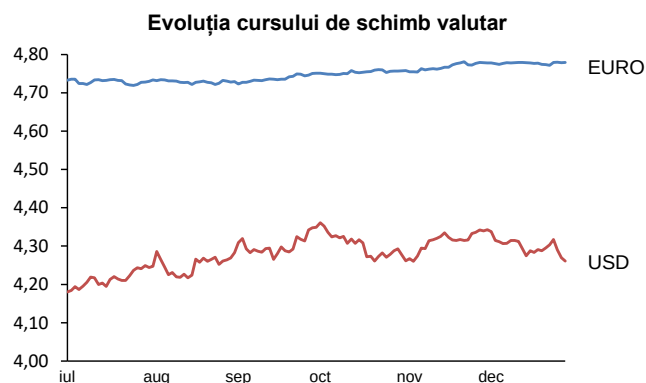


Rezultat Financiar

Rezultatul financiar net înregistrat în semestrul II 2019 a fost negativ în valoare de 4 mil lei. Acesta este influențat în principal, de evoluția cursului de schimb valutar al monedei naționale în raport cu monedele străine în care Compania are contractate împrumuturi bancare pentru finanțarea programelor de investiții.

[mil lei]	S2 2019	S2 2018	Δ	Δ (%)
Venituri financiare	4	10	(6)	(60%)
- din imobilizări financiare	0,00	-0,13	0	101%
- venituri din dobanzi	2,92	6,18	(3)	(53%)
- venituri din diferențe de curs valutar	1,04	3,73	(3)	(72%)
- alte venituri financiare	0,00	0,02	(0)	(77%)
Cheltuieli financiare	8	13	(5)	(35%)
- cheltuieli privind dobanzile	5,83	9,17	(3)	(36%)
- cheltuieli din diferențe de curs valutar	2,46	3,68	(1)	(33%)
- alte cheltuieli financiare	0,00	0,00	0	n/a
Rezultat financiar net	(4)	(3)	(1)	(42%)

Evoluția cursului de schimb leu/euro și leu/usd în semestrul II 2019 este redată în graficul următor.



Rezultat net

Profitul net a înregistrat o creștere, ajungând la 66 mil lei în S2 2019, față de -17 mil lei în S2 2018.

POZIȚIA FINANCIARĂ

Active imobilizate

Activele imobilizate au înregistrat o creștere de 15% la finele anului 2019 față de anul 2018, în urma înregistrării reevaluării imobilizărilor corporale cât și pe fondul unei creșteri imobilizărilor corporale în curs.

Instalațiile speciale, utilajele și echipamentele, aparatele de măsură și control și vehiculele au fost reevaluate în exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2019 de către un evaluator independent autorizat de către Uniunea Națională a Evaluatorilor Autorizați din România (ANEVAR). Aceste imobilizări au fost reevaluate în principal utilizând metoda bazată pe costuri.

În cadrul metodei bazate pe costuri, costul brut de înlocuire a fost stabilit utilizând metoda indirectă. Metoda bazată pe costuri a fost utilizată din considerente care țin de specializarea activelor pentru care s-a constatat insuficiența informațiilor de piață și/sau inexistența unei piețe active.

Imobilizările necorporale au crescut în S2 2019 în principal datorită recunoașterii dreptului de utilizare a spațiilor închiriate de Companie în clădirea de birouri Platinum.

Active circulante

Activele circulante au înregistrat o diminuare de 27% la 31 decembrie 2019 (1.149 mil lei) comparativ cu valoarea înregistrată la 31 decembrie 2018 (1.581 mil lei), determinată în principal de scăderea creanțelor și alte conturi asimilate.

Creanțele comerciale înregistrează o diminuare în procent de 34% (706 mil lei la 31 decembrie 2019 de la 1.064 mil lei la sfârșitul anului 2018), în principal datorită diminuării:

- Creanțelor aflate în sold la data de 31 decembrie 2019, în sumă de 134 mil lei, aferente pieței de echilibrare care au înregistrat o scădere valorică față de 31 decembrie 2018 (400,6 mil lei), urmare a diminuării tranzacțiilor pe această piață.
- Clienților în sold din activitatea operațională care la data de 31 decembrie 2019, înregistrează o creștere față de 31 decembrie 2018 determinată în principal de încasarea creanțelor aferente facturilor emise pentru piața de energie electrică aferente lunii decembrie 2019 în cadrul exercițiului financiar 2020 în cursul lunii ianuarie.
- Principalii clienți în sold pe piața de energie electrică sunt reprezentați de: RAAN, Electrica Furnizare, Enel Energie Muntenia SA, E.ON Energie România SA, Enel Energie SA, OPCOM, MAVIR, MET Romania Energy, Alro SA, Petropod SRL

Ponderea principalilor clienți pe piața de energie electrică este de circa 50% în total creanțe comerciale.

Creanțe de încasat din schema de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență sunt în proporție de 23% la data de 31 decembrie 2019 (19% la 31 decembrie 2018) 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 31 decembrie 2019 o scadere determinată, în principal de încasarea creanței corespunzătoare deciziei ANRE privind supracompensarea activității de cogenerare pentru anul 2016, în sumă de 57 mil lei emisă în luna martie 2017, pentru Electrocentrale București SA, prin constatarea intervenției compensației de drept, validată de administratorul judiciar al Electrocentrale București SA (BPI nr. 20461/29.10.2019).

La data de 31 decembrie 2019, Compania înregistrează creanțe de încasat în sumă de 175 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 76,7 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, 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;
- contribuție pentru cogenerare neîncasată de la furnizorii consumatorilor de energie electrică în sumă de 21,25 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.

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.

Alte creanțe la data de 31 decembrie 2019, în sumă de 115,3 mil lei includ în principal:

- debitori diverși (108 mil lei), din care:
 - penalități de întârziere la plată calculate clienților rău platnici, în sumă de 72,1 mil lei (din care suma de 35,3 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), Total Electric Oltenia (3,2 mil lei), Enol Grup (2,5 mil lei), Also Energ (2,1 mil lei). Pentru penalitățile calculate pentru plata cu întârziere a creanțelor din activitatea operațională au fost înregistrate ajustări de depreciere;
 - compensații în sumă de 3,5 mil lei datorate de furnizori pentru nelivrarea energiei electrice (Arelco Power - 1 mil lei și Enol Grup – 2,5 mil lei). Pentru compensațiile datorate de furnizorii din activitatea operațională au fost înregistrate ajustări de depreciere;

- creanța de recuperat de la OPCOM în sumă de 5,8 mil lei, din care 4,5 mil lei TVA aferent aportului în natură la capitalul social al filialei și suma de 1,3 mil lei reprezentând penalități;

- cheltuieli înregistrate în avans în sumă de 1,05 mil lei din care cele mai relevante: chirie și mentenanță achitată Dagesh Rom SRL pentru luna ianuarie 2020 (0,7 mil lei);
- alte creanțe imobilizate în sumă de 4,6 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).

Datorii

Datoriile pe termen lung în sumă de 588 mil lei la data de 31 decembrie 2019 au înregistrat o scădere de 11% în urma rambursărilor efectuate conform acordurilor de împrumut existente și diminuării veniturilor în avans.

În același timp **datoriile pe termen scurt** au înregistrat de asemenea o scădere de 39% (de la 1.199 mil lei la 31 decembrie 2018 la 734 mil lei la 31 decembrie 2019), în principal pe fondul diminuării datoriilor comerciale și alte datorii după cum urmează:

- La data de 31 decembrie 2019 comparativ cu 31 decembrie 2018, **datoriile aflate în sold pe piața de energie** sunt în sumă de 390,1 mil lei față de 780,3 mil lei fiind influențate de:
 - **scăderea soldului datoriilor aferente pieței de echilibrare** a fost determinată de achitarea obligațiilor de plată aflate în sold pe piața de energie electrică la 31 decembrie 2018 (383 mil lei) și de scăderea volumului tranzacțiilor pe piața de echilibrare din trim. IV 2019 față de trim. IV 2018, cu impact în volumul datoriilor aferente pieței de echilibrare, în sold la 31 decembrie 2019 (77,5 mil lei).

Furnizorii pe piața de energie electrică sunt reprezentați în principal de: Hidroelectrica, MAVIR, Complexul energetic Oltenia, Electrocentrale București, OPCOM, Complexul energetic Hunedoara, Romgaz, Ciga Energy, Veolia Energie Prahova, Electrocentrale Galați. La 31 decembrie 2019, ponderea acestora în totalul tranzacțiilor furnizorilor din piața de energie este de circa 85%.

- **scăderea soldului datoriilor aferente activității operaționale** a fost determinată în principal de achitarea obligațiilor de plată aflate în sold pe piața de energie electrică la 31 decembrie 2018;

- *scăderea datoriilor aferente schemei de sprijin* către furnizori (producători) a fost determinată de în principal de achitarea datoriei corespunzătoare bonusului lunar reținut, suma de 57 mil lei pentru Electrocentrale București SA, prin constatarea intervenției compensației de drept, validată de administratorul judiciar al Electrocentrale București SA (BPI nr. 20461/29.10.2019). La data de 31 decembrie 2019 se înregistrează obligații de plată către furnizori (producători) în sumă de 54,6 mil lei (RAAN – 51,2 mil lei, și CET Govora SA – 3,4 mil lei, reprezentând bonusul lunar de cogenerare, ante-supracompensarea pentru anii 2014 și 2015, bonusul neacordat pentru anii 2015 și 2016.

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.

- alte datorii au scăzut semnificativ de la 159,9 mil lei la decembrie 2018 la 68,7 mil lei la 31 decembrie 2019, pe fondul plății dividendelor în prima parte a anului 2019 și scaderii creditorilor diverși (la 31 decembrie 2019 sunt în sumă de 1,5 mil față de 24,9 mil lei la decembrie 2018)

Dividendele cuvenite acționarilor Companiei la data de 31 decembrie 2019 și neplătite sunt în sumă de 0,7 mil lei, fiind aferente anilor 2016 și 2017.

Aceste sume se află la dispoziția acționarilor prin intermediul agentului de plată.

Provizioanele au înregistrat o descreștere de la 95,6 mil lei la 31 decembrie 2018 la 67,9 mil lei la 31 decembrie 2019, determinată în principal de reversarea provizionului în sumă de 31,18 mil lei constituit pentru litigiul cu ASITO KAPITAL SA referitor la dosarul nr. 35865/3/2018 (dosar vechi nr. 24552/3/2017), aflat pe rolul Tribunalului București, Secția a VI –a Civilă.

La termenul din 19.02.2019 după încheierea cercetării judecătorești și acordarea cuvântului părților pe excepții, probe și fondul cauzei, instanța a rămas în pronunțare, amânând pronunțarea de două ori până la termenul din 20.03.2019. După deliberare, Tribunalul București a pronunțat următoarea soluție pe scurt:

- Respinge capătul de cerere având ca obiect întoarcerea executării silite, ca inadmisibil.
- Respinge cererea de restituire a taxei de timbru aferentă capătului de cerere având ca obiect întoarcerea executării silite, ca neîntemeiată.
- Respinge cererea în anulare formulată de contestatoarea-debitoare ASITO KAPITAL S.A. împotriva Sentinței Civile nr. 4067/07.11.2017

pronunțate de Tribunalul București – Secția a VI-a civilă în dosarul nr. 24552/3/2017, în contradictoriu cu intimata - creditoare Compania Națională de Transport al Energiei Electrice TRANSELECTRICA S.A, ca nefondată. Definitivă.

Pronunțată în ședință publică în data de 20.03.2019. Document: Hotărârea nr. 743/20.03.2019.

Prin Certificatul de grefă, emis la data de 18.04.2019 de Tribunalul București – Secția a VI-a civilă, se certifică Hotărârea nr. 743/20.03.2019.

La data de 04.10.2019 Asito Kapital a declarat apel împotriva Sentinței civile nr. 3840/19.12.2018, dosarul fiind înaintat Curții de Apel București pentru soluționarea căii de atac cu termen de judecată nefixat la acest moment. Transelectrica a formulat întâmpinare în termenul legal, urmând a se fixa termenul de judecată.

În data de 06.11.2018, ASITO KAPITAL SA a achitat Companiei suma de 31,2 mil lei astfel:

- suma de 21,2 mil lei - conform Hotărâre Civilă nr. 4067/2017 (4.821.022,53 EUR la cursul de 4,4041);
- suma de 9,9 mil lei - conform Hotărâre Civilă nr. 4067/2017 (2.237.750,83 EUR la cursul de 4,4458).

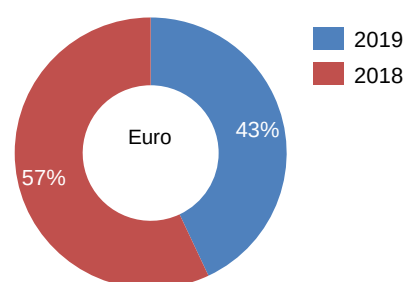
La termenul din 11.11.2019 s-a amânat cauza. Soluția pe scurt: Admite cererea. Eșalonează taxa judiciară de timbru datorată de petenți în prezenta cauză, în cuantum de 185,8 mil lei, în 3 rate lunare egale, scadente în data de 20 a fiecărei luni, începând cu luna noiembrie 2019, în cuantum de 61,9 mil. lei fiecare. Cu drept de cerere de reexaminare în termen de 15 zile de la comunicare.

Următorul termen a fost fixat în data de 18.05.2020.

Datoriile purtătoare de dobândă

La data de 31 decembrie 2019 valoarea împrumuturilor pe termen lung s-a diminuat față de 31 decembrie 2018 în principal datorită rambursărilor efectuate conform acordurilor de împrumut existente.

Structura pe monedă



Capitaluri proprii

Capitalurile proprii au înregistrat o creștere de 17% determinată în principal de creșterea rezervei din reevaluare (922,4 mil lei la 31 decembrie 2019 față de 522,6 mil lei la 31 decembrie 2018) și a rezultatului reportat cu 9% pe baza surplusului realizat din rezervele din reevaluare neimpozabil/ impozabil la modificarea destinației.

EVOLUȚIA ACȚIUNILOR

(01-Iul-2019 la 31-Decembrie-2019)

În intervalul iulie - decembrie al anului 2019 acțiunea Transelectrica (simbol BVB: TEL) a înregistrat o depreciere față de principalul indice al Bursei de Valori București (BET) dar și față de indicele BET-NG, în cea mai mare parte a perioadei analizate.

Semestrul al doilea al anului 2019 a debutat cu un preț de tranzacționare de 21 lei/acțiune, capitalizarea bursieră fiind de 1.448 mil lei, finalul perioadei (30 decembrie 2019) găsind acțiunea la un preț de 19,75 lei. Prețul minim de tranzacționare de 19,60 lei/acțiune în a doua parte a anului 2019 a fost înregistrat în data de 11.12.2019, maximul de 21,20 lei/acțiune fiind atins în data de 12.07.2019.

Tranzacționarea acțiunilor TEL pe piața de capital din România în a doua jumătate a anului 2019 a înregistrat 5.925 de tranzacții cu un număr mediu de 46,29 tranzacții/zi și 1.851.965 acțiuni tranzacționate, cu o valoare totală de 37.358 mii lei.

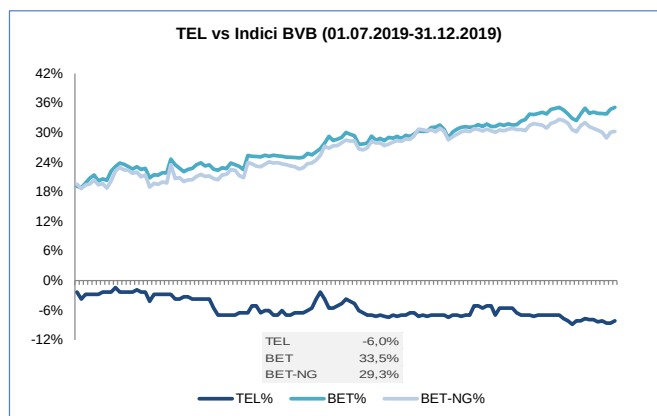
Acțiunile Transelectrica fac parte din structura următorilor indici bursieri: BET, BET-BK, BET-NG, BET-TR, BET-XT, BET-XT-TR, BETPlus.

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 16 companii listate pe piața reglementată a BVB)
- indicele BET-NG (Bucharest Exchange Trading Energy & Related Utilities - indice sectorial care reflectă evoluția companiilor din domeniul energiei și utilităților aferente listate pe piața reglementată a BVB).

Conform ultimei date de ajustare înregistrată în data de 13.12.2019, acțiunile TEL dețin o pondere de 1,42% în indicele BET și 4,06% în indicele BET-NG.

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



PRINCIPALELE RISCURI ȘI INCERTITUDINI

În mediul în care Compania acționează există incertitudini de natura amenințărilor în realizarea obiectivelor sau de natura oportunităților.

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,
- 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,
- 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 nicio notificare de rambursare anticipată pentru neîndeplinirea obligațiilor asumate,
- 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.

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.

În S1 2019 Compania nu a fost în imposibilitatea de a-și respecta obligațiile financiare.

Astfel nu există riscuri și incertitudini pentru următoarele luni ale exercițiului financiar 2019, altele decât cele prezentate anterior, care să afecteze lichiditatea Companiei.

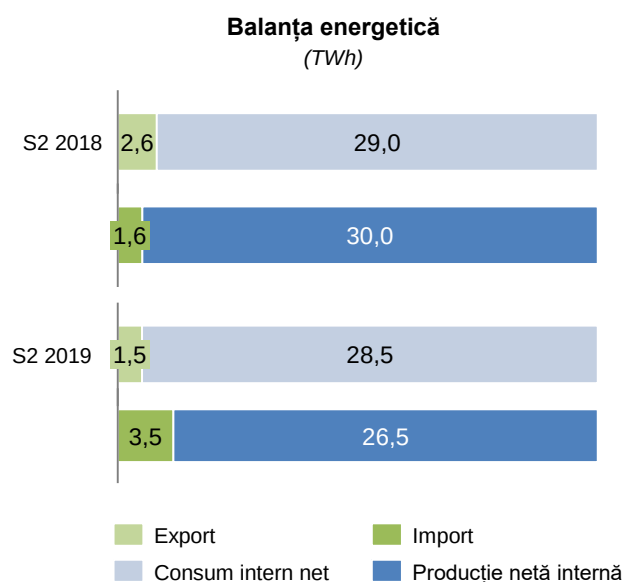


Date operaționale

BALANȚA ENERGETICĂ SEN

Analizând evoluția componentelor balanței energetice, în perioada iulie – decembrie 2019 față de aceeași perioadă a anului precedent, consumul intern net¹ a scăzut cu 2% iar producția netă de energie cu 11,6%.

Schimbările fizice transfrontaliere de export au scăzut cu 41,1% față de perioada similară din 2018, iar fluxurile transfrontaliere de import au înregistrat o creștere de 115,6%.



MIXUL DE PRODUCȚIE

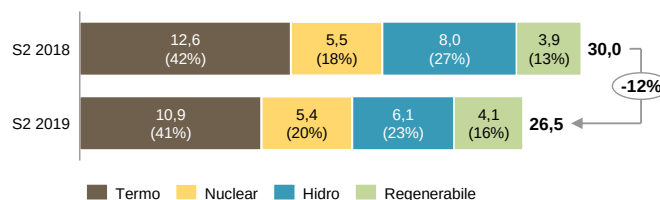
În structura mixului de producție, în perioada iulie – decembrie 2019 comparativ cu perioada similară 2018, s-a înregistrat o scădere a componentei termo de aproximativ 13,9%, a producției din surse nucleare cu 0,8%, și a componentei hidro cu 24,2%.

Aportul din surse regenerabile a cunoscut o creștere de 6,8%.

Analizând ponderile componentelor mixului de producție netă pentru intervalul iulie - decembrie 2019 se observă că cea mai mare pondere (41%) este reprezentată de componenta termo urmată de componenta hidro (23%), iar energia produsă din surse regenerabile și nucleară au o pondere de aproximativ 15,6% și respectiv 20,5%.

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)



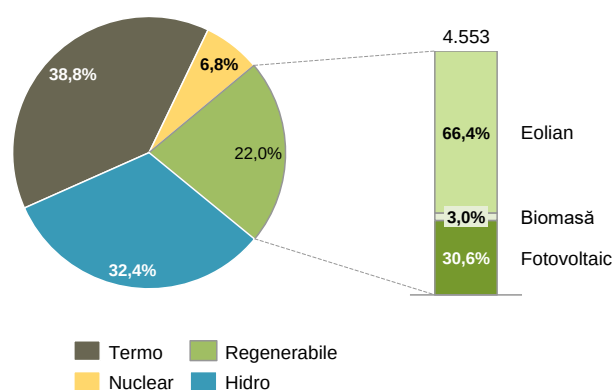
PARCUL NAȚIONAL DE PRODUCȚIE

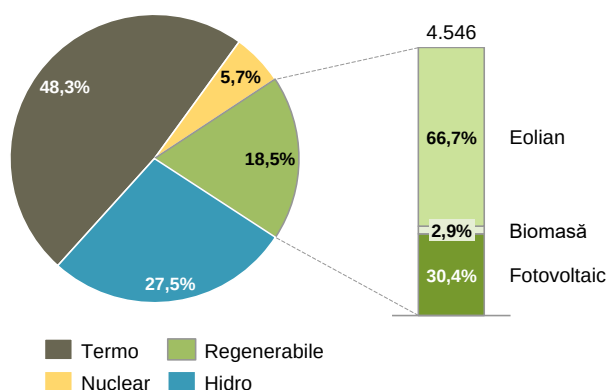
În semestrul II 2019, puterea instalată pe surse regenerabile a crescut cu aproximativ de 0,2%, comparativ cu aceeași perioadă a anului 2018.

Puterea instalată la nivelul Sistemului Electroenergetic Național de aproximativ 24.600* MW nu reflecta realitatea deoarece în multe centrale electrice erau grupuri indisponibile, aflate în imposibilitatea de a mai funcționa din motive, precum: uzura tehnică ridicată, nerespectarea cerințelor de mediu, eficiență redusă, costuri de producție ridicate, respectiv dificultăți financiare ale entităților care le dețin.

Dinamica puterii instalate aferente perioadei iulie – decembrie 2019 versus 2018, este redată în cele ce urmează:

Putere instalată 2019 (20.696 MW, valoare brută)



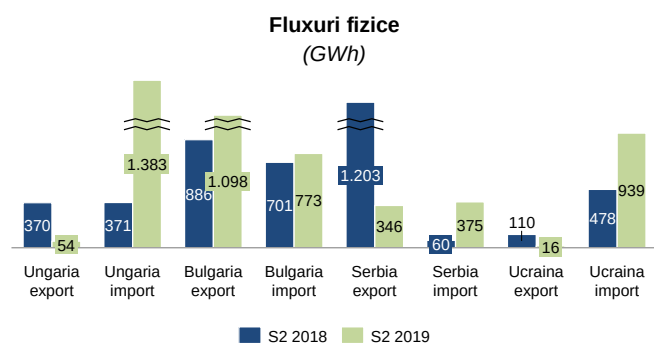
Putere instalată 2018 (24.606 MW, valoare brută)**FLUXURI TRANSFRONTALIERE**

Distribuția fluxurilor fizice de import/export pe liniile de interconexiune în semestrul II 2019 față de aceeași perioadă din 2018 se prezintă astfel:

- a scăzut exportul pe granițele cu Serbia, Ungaria și Ucraina și a crescut pe granița cu Bulgaria iar importul a crescut pe granița cu Bulgaria, cu valori semnificative pe liniile de interconexiune situate în zonele deficitare în producție de energie electrică (pe granițele cu Ungaria și cu Ucraina), dar și o creștere de 523% pe linia de interconexiune situată în zona excedentară în producție de energie electrică, respectiv granița cu Serbia.).

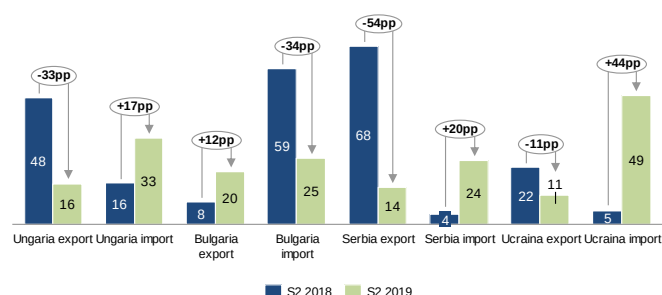
Concret, comparativ cu semestrul II 2018, fluxurile fizice de export au scăzut cu Serbia (71,2% -857 GWh) cu Ungaria (85,4% -316 GWh) și Ucraina (85,4% -94 GWh), au crescut cu Bulgaria (23,9% -212 GWh) concomitent cu creșterea semnificativă a fluxurilor fizice de import pe liniile de interconexiune cu Ungaria (272,8% +1.012 GWh), Ucraina (96,5% +461 GWh), Serbia (523,4% +315 GWh), și Bulgaria (10,4% +73 GWh).

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



În intervalul iulie - decembrie 2019 gradul de utilizare a capacității total alocate pe liniile de interconexiune pentru export a scăzut față de aceeași perioadă a anului

2018 pe granițele cu Ungaria, Serbia și Ucraina și a crescut pe granița cu Bulgaria .

Grad de utilizare a capacității total alocate (%)

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.

CONSUMUL PROPRIU TEHNOLOGIC

Comparativ cu semestrul II 2018, în semestrul II 2019 CPT-ul în RET a scăzut cu cca. 2,6%, în timp ce CPT procentual a scăzut de la 2,24% la 2,20%.

Factorii care au influențat semnificativ CPT-ul în semestrul II 2019, ca exemplu precipitațiile și distribuția fluxurilor fizice transfrontaliere, nu sunt sub controlul Transelectrica.

FACTORI EVOLUȚIE CPT

În luna iulie 2019 CPT-ul în valoare absolută a scăzut față de luna iulie 2018 cu cca.13,2%, datorită fluxurilor fizice import/export mai avantajoase, care au condus la reducerea transportului de energie la distanță față de surse și datorită condițiilor meteo favorabile care au determinat reducerea pierderilor corona. Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a scăzut de la 2,29% în anul 2018 la 1,93% în anul 2019. Energia intrată în contur a crescut cu cca. 2,8% (97GWh) în luna iulie 2019, față de perioada similară din 2018, ca urmare a creșterii cu 525% a importului (397GWh), pe fondul scăderii cu 2,3% (69GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET și cu cca. 60% (231GWh) a energiei primite din RED.

În luna august 2019 CPT-ul în valoare absolută a crescut față de luna august 2018 cu cca. 9%, în special din cauza structurii mai dezavantajoase a producției și a condițiilor meteo defavorabile care au determinat creșterea pierderilor corona. Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET crescut de la 2,04% în 2018 la 2,26% în 2019. Energia intrată în contur a scăzut cu cca. 1,6% (58GWh) în luna august 2019, față de perioada similară din anul 2018, ca urmare a scăderii cu cca.14% (441GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET și cu cca. 34% (84GWh) a energiei primite din RED, în condițiile creșterii cu 252% a importului (467GWh).

În luna septembrie 2019 CPT-ul în valoare absolută a crescut față de luna septembrie 2018 cu cca.2,4%, din cauza structurii de producție defavorabile. Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a crescut de la 2,07% în 2018 la 2,11% în 2019. Energia intrată în contur a crescut cu cca.0,5% (16GWh) în luna septembrie 2019, față de perioada similară din 2018, ca urmare a creșterii cu cca. 211% a importului (429GWh), pe fondul scăderii cu cca. 12% (370GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET și cu cca. 21% (42GWh) a energiei primite din RED. Condițiile meteo au fost similare cu cele din anul anterior.

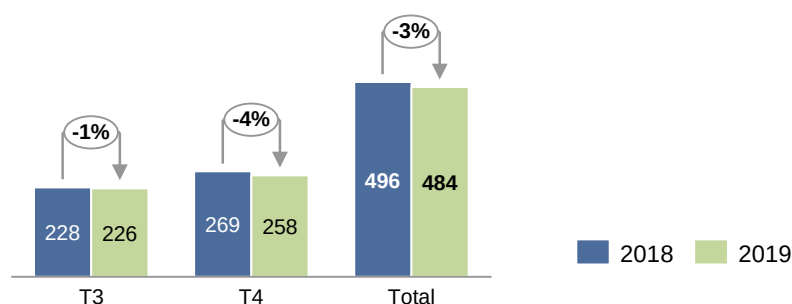
În luna octombrie 2019 CPT-ul în valoare absolută a scăzut față de luna octombrie 2018 cu cca.1,5%, datorită fluxurilor fizice import/export mai avantajoase, care au condus la reducerea transportului de energie la distanță față de surse. Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a scăzut de la 2,07% în 2018 la 2,04% în 2019. Energia intrată în contur a scăzut cu cca.0,02% (0,7GWh) în luna octombrie 2019, față de perioada similară din 2018, ca urmare a scăderii cu 11,2% a energiei primite de la producătorii racordați la RET (371GWh) și cu cca.25,1% (49GWh) a energiei primite din RED, pe fondul creșterii cu 175,3% (419GWh) a energiei importate. Condițiile meteorologice au fost defavorabile, cantitatea mare de precipitații din luna octombrie 2019 determinând pierderi corona mai mari în comparație cu luna octombrie 2018.

În luna noiembrie 2019 CPT-ul în valoare absolută a crescut față de luna noiembrie 2018 cu cca. 0,3%, în

special din cauza structurii mai dezavantajoase a producției și a condițiilor meteo defavorabile care au determinat creșterea pierderilor corona, fluxurile fizice fiind mai favorabile în anul 2019 față de anul anterior. Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a crescut de la 2,35% în 2018 la 2,45% în 2019. Energia intrată în contur a scăzut cu cca.3,6% (144GWh) în noiembrie 2019, față de perioada similară din anul 2018, ca urmare a scăderii cu cca.7,5% (252GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET și cu cca.1% (2GWh) a energiei primite din RED, în condițiile creșterii cu 30% a importului (110GWh).

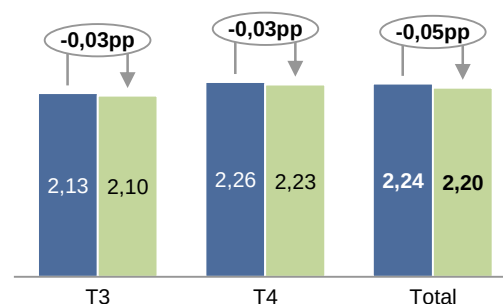
În luna decembrie 2019 CPT-ul în valoare absolută a scăzut față de luna decembrie 2018 cu cca.9,8%, datorită fluxurilor fizice mai favorabile pe liniile de interconexiune și a condițiilor meteorologice caracterizate de precipitații reduse. Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a scăzut de la 2,34% în 2018 la 2,20% în 2019. Energia intrată în contur a scăzut cu cca.4% (169GWh) în luna decembrie 2019, față de perioada similară din anul 2018, ca urmare a scăderii cu cca.6,5% a energiei primite de la producătorii racordați la RET (222GWh), pe fondul creșterii importului cu 7,5% (40GWh) și cu cca.5,6% (13GWh) a energiei primite din RED. Condițiile meteo au fost mai favorabile decât cele din anul anterior, cantitățile de precipitații mai scăzute determinând reducerea pierderilor corona.

CPT realizat *
(GWh)



În concluzie, în trimestrul III 2019 CPT-ul în RET a avut o valoare cu doar cca. 1% mai mică față de cea din 2018, în condițiile în care la nivelul celor trei luni, cumulativ, efectul pozitiv al fluxurilor fizice a fost în mare parte anulat de impactul negativ al structurii de producție mai dezavantajoase, iar cantitățile de precipitații cumulate în intervalele respective au fost comparabile. Raportat la energia intrată în contur pierderile au scăzut de la 2,13% la 2,1%. Astfel raportat la energia intrată în contur

CPT
(%)



pierderile au scăzut de la 2,55% la 9L 2018 la 2,29% la 9L 2019.

În trimestrul IV 2019 CPT-ul în RET a avut o valoare cu cca.3,9% mai mică decât cea din perioada similară a anului 2018, datorită structurii favorabile a fluxurilor fizice pe liniile de interconexiune. Raportat la energia intrată în contur pierderile au scăzut de la 2,26% la 2,23%.



Investiții

MIJLOACELE FIXE ÎNREGISTRATE ÎN CONTABILITATE

În perioada analizată au crescut investițiile în curs de execuție fiind în derulare proiecte majore de investiții aflate în diverse stadii de execuție urmând a fi recepționate ca mijloace fixe în următoarea perioadă de reglementare.

Valoarea mijloacelor fixe înregistrate în contabilitate în anul 2019 este de 170,9 mil lei (247,8 mil lei în anul 2018) în scădere cu 31%, respectiv 76,9 mil lei.

La 31 decembrie 2019, instalațiile speciale, utilajele și echipamentele, aparatele de măsură și control și vehiculele au fost reevaluate de către un evaluator independent autorizat de către Uniunea Națională a Evaluatorilor Autorizați din România (ANEVAR). Aceste imobilizări au fost reevaluate în principal utilizând metoda bazată pe costuri.

În cadrul metodei bazate pe costuri, costul brut de înlocuire a fost stabilit utilizând metoda indirectă. Metoda bazată pe costuri a fost utilizată din considerente care țin de specializarea activelor pentru care s-a constatat insuficiența informațiilor de piață și/sau inexistența unei piețe active.

În anul 2019, 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:

- Retehnologizarea Stației 220/110 kV Turnu Severin Est (Hot. CA nr. 10/08.09.2009) – 42,7 mil lei;
- Retehnologizarea Stației 400/110/20 kV Domnești – 35,8 mil lei;
- Retehnologizarea Stației 400 kV Isaccea - Etapa I - Înlocuire bobine compensare, celule aferente și celula 400 kV Stupina – 30,6 mil lei;
- Retehnologizarea Stației 400/220/110/20 kV Bradu – 12,3 mil lei;
- Modernizarea instalațiilor de 110kV și 400(220 kV) din Stația Focșani Vest – 7,9 mil lei;
- Celule mobile de 110 kV, 220 kV și 400 kV – 7,1 mil lei;
- Modernizarea stațiilor 110kV Bacău Sud și Roman Nord aferente axului 400kV Moldova – 6,9 mil lei;
- Înlocuire AT2 220/110 kV în Stația Gheorgheni – 6,1 mil lei;
- Autovehicule pentru reîntregirea parcului auto CNTEE Transelectrica SA - LOT2 – 2,8 mil lei;
- Înlocuire AT și Trafo în stațiile electrice - Etapa 2, faza 2 - LOT 1 - LOT 2 – 2,6 mil lei;
- Tehnică de calcul - Hardware și Software - Desktop PC – 1,9 mil lei;
- Soluție de securitate pentru implementarea măsurilor de securitate a informațiilor clasificate – 1,5 mil lei;
- Realizare sistem teleprotecție pe LEA 220 kV Tg Jiu Nord-Urechești și pe LEA 400 kV Urechești – Țanțăreni- 1,2 mil lei;
- Relocarea rețelelor de înaltă tensiune 220 kV Autostrada Sebeș - Turda, lot 1, km 0 + 000 – km 17+ 000 - Secțiunea C – km 0 + 300 – 1,1 mil lei;
- Relocarea rețelelor de înaltă tensiune Autostrada Brașov - Târgu Mureș - Cluj – Oradea, secțiunea 2A Ogra- Câmpia Turzii, lot 2 Iernut - Chețani, km 3 + 600 km 21 + 500 - LEA 400 kV Iernut - Sibiu Sud – 1,1 mil lei;
- Relocarea rețelelor de înaltă tensiune Autostrada Brașov - Târgu Mureș - Cluj – Oradea, secțiunea 2A Ogra- Câmpia Turzii, lot 2 Iernut - Chețani, km 3 + 600 km 21 + 500 - LEA 400 kV Iernut - Sibiu Sud – 1,1 mil lei;
- Relocarea rețelelor de înaltă tensiune Autostrada Brașov-Târgu Mureș - Oradea, Secțiunea 2A: Ogra- Câmpia Turzii, Lot 2 Iernut - Chețani, km 3+600+21+500 - LEA 220kV Iernut - Câmpia Turzii, km 13+580 – 1 mil lei;
- Racordarea la RET a Stației 400/110 kV Rahmanu – 1 mil lei;
- Înlocuire întreruptoare din stații electrice – 0,7 mil lei;
- Mobilier specific pentru dispeceri pentru DET Bacău, DET Cluj, DET Craiova și DET Timișoara – 0,6 mil lei;
- Înlocuire grup diesel nr. 1 și nr. 2 în Stația 400/110 kV Dârste – 0,5 mil lei;
- Baterii acumulate Bacău Sud, Roman Nord, FAI – 0,4 mil lei;
- Înlocuirea stâlpului nr. 826 din LEA 400 kV Urechești Domnești – 0,4 mil lei;
- Separatoare hidrocarburi (ulei) pentru platforme betonate în stația Medgidia Sud – 0,4 mil lei;
- Mobilier specific pentru dispeceri pentru DET Bacău, DET Cluj, DET Craiova și DET Timișoara – 0,4 mil lei;
- Racordare la RED a Stației electrice 110 KV Ulmi, aparținând Societății de Distribuție a Energiei

Electrice Muntenia Nord SA cu realizarea lucrărilor din celula de linie aferentă LEA 110 KV Târgoviște - Titu (Ulmi) din Stația electrică 220/110 KV Târgoviște aparținând C.N.T.E.E. Transelectrica SA – 0,3 mil lei;

- Realizarea condițiilor de coexistență între LEA 220kV Alba Iulia - Șugag și Alba Iulia - Gâlceag cu drum interior – 0,3 mil lei;
- Lucrări de instalații apă în Stația 110/220 kV Suceava – 0,3 mil lei;
- Stâlpi speciali de intervenție, tip Portal Ancorat Universal pentru tensiunea de 220-400 kV, inclusiv fundații prefabricate – 0,3 mil lei;
- Separator hidrocarburi (ulei) pentru platforma betonată în stația Lacu Sărat – 0,2 mil lei;
- Teleprotecție LEA 400 kV Arad (România) – Sandorfalva (Ungaria) – 0,2 mil lei;
- Separatoare hidrocarburi (ulei) pentru platforma betonată, trafo 1250 MVA 400/110 kV, trafo 2250 MVA 400/110 kV din Stația 400/110 kV Constanța Nord – 0,2 mil lei;
- Vehicul pentru intervenția rapidă în zone greu accesibile – UTV și platformă auto – 0,2 mil lei;
- Înlocuire baterie acumulatori nr. 2 în Stația 220/110 kV Pitești Sud – 0,2 mil lei.

ACHIZIȚII DE IMOBILIZĂRI

Achizițiile de immobilizări corporale și necorporale în intervalul ianuarie - decembrie 2019 sunt în sumă de 241,7 mil lei comparativ cu aceeași perioadă a anului 2018 când achizițiile au fost în sumă de 170,6 mil lei.

Soldul immobilizărilor corporale și necorporale în curs de execuție la 31 decembrie 2019 este reprezentat de proiectele în derulare, cele mai semnificative fiind enumerate mai jos:

- 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;
- 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 – 39,4 mil lei;
- Racordarea LEA 400 kV Isaccea - Varna și a LEA Isaccea - Dobrudja în Stația 400 kV Medgidia Sud – 35 mil lei;
- Modernizarea Stației electrice 220/110/20 kV Arefu – 16,8 mil lei;
- Retehnologizarea Stației 400/110/20 kV Domnești (H.CA nr. 5 / 19.05.2010) – 14,9 mil lei;
- Extindere servicii de asigurare a continuității afacerii și recuperare în urma dezastrelor la Executiv -14,4 mil lei;

- Retehnologizarea Stației 220/110 kV Hășdat – 14,4 mil lei;
- Celule mobile de 110 kV, 220 kV și 400 kV – 14,3 mil lei;
- Modernizarea Stației 220/110/20 kV Râureni – 13 mil lei;
- LEA 400 kV d.c. Cernavodă - Stâlp și racord în Gura Ialomiței – 12,9 mil lei;
- Retehnologizarea Stației 220 kV Oțelărie Hunedoara – 11,6 mil lei;
- Modernizarea Stației 220/110 kV Dumbrava – 11,5 mil lei;
- Înlocuire componente sistem EMS SCADA AREVA - componenta software, componenta Hardware – 11,4 mil lei;
- Retehnologizarea Stației 220/110/20 kV Ungheni – 9,8 mil lei;
- Modernizarea stațiilor 110kV Bacău Sud și Roman Nord aferente axului 400kV Moldova – 8,2 mil lei;
- Sistem integrat de securitate la stații electrice, etapa IV – 8 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 – 6,6 mil lei;
- Retehnologizarea Stației 220/110 kV Craiova Nord – 6,5 mil lei;
- LEA 400 kV Gădălin - Suceava, inclusiv interconectarea la SEN – 6 mil lei;
- HVDC Link 400 kV (Cablu submarin România - Turcia) – 5,9 mil lei;
- Centru de cercetare și dezvoltare a tehnologiilor LST și intervenție rapidă în SEN - Clădire centru – 4,8 mil lei;
- Modernizarea Stației 400 (220)/110/20 kV Munteni – 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 – 3,9 mil lei;
- Înlocuire întreruptoare din stații electrice -3,5 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;
- Modernizare sistem teleprotecții, telecomunicații în Stația Cernavodă – 3,2 mil lei;
- Extindere cu noi funcționalități a sistemului de control și evidență informatizată a accesului în obiectivele CNTEE Transelectrica SA – 3,2 mil lei;
- Racordarea 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;
- Deviere LEA 110 kV Cetate 1 și 2 în vecinătatea Stației 110/20/6 kV Ostrovul Mare – 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;
- Retehnologizarea Stației 400/110/20 kV Smârdan – 2,5 mil lei;
- Modificări LEA 400,220,110kV pentru realizarea obiectivului Străpungere B-dul N.Grigorescu - Splai Dudescu – 2 mil lei;
- Modernizarea instalațiilor de 110kV și 400(220 kV) din stația Focșani Vest – 2 mil lei;
- Înlocuire AT 3 - ATUS-SF 400/400/160MVA 400/231/22kV, din stația 400/220kV Porțile de Fier - 1,7 mil lei;
- Consolidare, modernizare și extindere sediu CNTEE "Transelectrica" la Executiv – 1,6 mil lei;
- Înlocuire AT și Trafo în stații electrice- etapa 2 – 1,6 mil lei;
- LEA 220 kV dublu circuit Ostrovu Mare - RET (H.CA nr. 17/2007) – 1,5 mil lei;
- Retehnologizare stația 220/110 kV Iaz – 1,5 mil lei;
- Extinderea stației 400 kV Cernavodă - Etapa I+II, înlocuirea a 2 bobine de compensare, Racordare linii noi – 1,2 mil lei;
- Sistem integrat de securitate la noua Stație de 400/220/110 kV Banca – 1,1 mil lei;
- Realizare comunicație fibră optică între Stația 220/110/20 kV Pitești Sud și centru de telecomandă și supraveghere instalații al ST Pitești (SF) – 1,1 mil lei;
- Modernizare clădire DET Timișoara – 1,1 mil lei;
- LEA 400 kV Oradea - Beckescsaba – 1 mil lei;

Soldul imobilizărilor necorporale în curs de execuție la 31 decembrie 2019 este reprezentat în principal de:

- Înlocuire componente sistem EMS SCADA AREVA - componenta software, componenta Hardware – 14,8 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.

Creșterea imobilizărilor necorporale la 31 decembrie 2019 este reprezentată în principal de recunoașterea dreptului de utilizare, în sumă de 10,5 mil.lei, a spațiilor închiriate de Companie în clădirea de birouri Platinum (contract nr. C217/2015 încheiat cu Dagesh Rom SRL), conform prevederilor IFRS 16 – Contracte de leasing.

În anul 2019, cele mai mari transferuri din imobilizări necorporale în curs la imobilizări necorporale sunt reprezentate în principal de punerea în funcțiune a obiectivelor de investiții, astfel:

- Upgrade soluție antimalware existent ;
- Programe (software) cu licența pentru SCADA - Stația 220/110 kV Turnu Severin;

Licența Windows Server 2019 (24 core) 6 bucăți

ASPECTE CONTRACTUALE

Cele mai importante contracte de investiții semnate în perioada anul 2019 sunt:

- LEA 400 Kv dublu circuit Cernavodă – Stâlp și racord în stația Gura Ialomiței – 287,6 mil lei
- Retehnologizare stația 110 kV Timișoara și trecere la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier-Anina-Reșița-Timișoara-Săcălaz-Arad, etapa II: Stația 400 kvTimișoara – 87,7 mil lei,
- Retehnologizare stația 220/110 kV Iaz – 54,8 mil lei,
- Montare AT2 400MVA și celulă aferentă în stația Iernut și modernizarea sistemului de comandă-control al Stației 400/220/110/6kV Iernut, racordare la RET a loc. de prod. CCC430MW Iernut aparținând Romgaz SA și lucrări de proiectare și execuție a sistemului de protecție aferente liniei electrice de racordare ale grup. noi SPEE Iernut– 30,7 mil lei.



Alte aspecte

TARIFE

Tarifele aprobate de ANRE (Ordinul nr. 81/2019) sunt prezentate în tabelul de mai jos:

Index	Tarif	u.m	Tarif aplicat 1 iul-31 dec 2018	Tarif aplicat 1 iul-31 dec 2019	Diferență %
A	Transportul energiei electrice	lei/MWh	18,13	17,68	-2,5%
B	Serviciul funcțional de sistem	lei/MWh	1,11	1,84	+65,9%
C	Serviciul tehnologic de sistem	lei/MWh	10,44	13,05	+25,0%

În continuare sunt prezentați factorii care au avut un aport semnificativ la modificarea tarifelor în cadrul ultimei revizuirii operate de către ANRE.

Serviciul de transport al energiei electrice

Scăderea tarifului **(-2,5%)** este explicată, în principal, de doi factori:

1. Corecțiile ex-post - corecțiile aplicate pentru compensarea diferențelor între valorile prognozate utilizate în calculul tarifului în anii tarifari precedenți și valorile efective înregistrate (corecții finale aferente diferenței dintre costurile și veniturile estimate și cele realizate pentru anul 1 iulie 2017 - 30 iunie 2018, corecția inflației utilizată la stabilirea tarifului aferent perioadei tarifare 1 iulie 2017 - 30 iunie 2018 și corecția aferentă diferenței de recuperare dintre inflația utilizată la stabilirea tarifului aferent perioadei tarifare 1 iulie 2016 - 30 iunie 2017 și cea realizată au fost pozitive. Contribuția corecțiilor ex-post la creșterea tarifului nou aprobat față de tariful aflat în vigoare este de **+1,9%**;

Dintre elementele de calcul care au făcut obiectul corecțiilor ex-post aplicate în calculul noului tarif aprobat, cele mai importante sunt: (i) prețul achiziționării energiei electrice pentru acoperirea consumului propriu tehnologic, (ii) costurile de operare și mentenanță necontrolabile, (iii) costurile aferente transportului de energie electrică între OTS-uri, (iv) costurile necesare eliminării congestiilor, (v) veniturile obținute din alte activități ce utilizează resursele recunoscute pentru desfășurarea activității de transport (venituri din alocarea capacității de interconexiune, venituri din alte prestații, venituri din energia reactivă venituri din tranzite țări perimetrice și reducerea nivelului contribuției Companiei la bugetul ANRE pentru anul 2020, de la 2% la 0,2% din cifra de afaceri a Companiei (Ordin ANRE 1/2020).

2. Corecțiile ex-post - corecțiile aplicate aferente programului de investiții și câștigului de eficiență pentru costurile de operare și mentenanță controlabile. Prin aplicarea prevederilor Ordinului ANRE nr. 57/08.05.2019 corecția luată în considerare la calculul tarifelor valabile de la 1 iulie 2019 a fost de 1/10 pentru corecția rezultată ca diferență dintre valoarea programului de investiții aprobată și cea realizată în perioada 01.07.2014-30.06.2018 și de 1/8 din valoarea totală a corecției câștigului de eficiență pentru costurile de operare și mentenanță controlabile. Contribuția corecțiilor ex-post la modificarea tarifului nou aprobat față de tariful aflat în vigoare este de **-6,6%**;

Pe lângă corecțiile prezentate anterior (pct. 1 și 2) care au impactat cu -4,7% tariful nou aprobat față de tariful anterior, prognoza anuală de costuri recunoscute în noul tarif aprobat este mai mare decât prognoza anuală de costuri inclusă în tariful anterior. Contribuția creșterii prognozei anuale de costuri la modificarea tarifului nou aprobat față de tariful aflat în vigoare este de **+3,3%**.

Un alt factor care a contribuit la stabilirea valorii tarifului aprobat cu intrare în vigoare la 01.07.2019 față de valoarea tarifului în vigoare până la 30.06.2019, și anume Cantitatea de energie electrică tarifabilă la extracția din rețele. Aceasta a fost majorată de la 55,4 TWh pe an (27,7 MWh pentru un semestru) la 56 TWh (28TWh pentru semestrul II 2019). Contribuția modificării cantității tarifabile la modificarea tarifului nou aprobat față de tariful în vigoare este în procent de **-1,1%**.

Serviciul funcțional de sistem

Creșterea tarifului a fost determinată de următoarele elemente de calcul individuale:

- Corecția ex-post aplicată venitului reglementat rezultată din închiderea perioadei tarifare 2017-2018 și corecția rezultată din estimarea perioadei tarifare 2018-2019 pozitivă inclusă în noul tarif a fost mai mică în mărime absolută față de corecția negativă aplicată în tariful anului precedent. Contribuția corecției ex-post la modificarea tarifului nou aprobat față de tariful aflat în vigoare este de **+27,3%**;
- Prognoza anuală de costuri recunoscute în noul tarif aprobat este mai mare decât prognoza anuală de costuri inclusă în tariful anterior. Contribuția creșterii prognozei anuale de costuri la modificarea tarifului nou aprobat față de tariful aflat în vigoare este de **+40,7%**;
- Cantitatea de energie electrică tarifabilă la extracția din rețele, a fost majorată de la 55,4 TWh la 56 TWh. Contribuția modificării cantității tarifabile la modificarea tarifului nou aprobat față de tariful aflat în vigoare este de **-2,04%**.

Serviciul tehnologic de sistem

Creșterea tarifului (25%) a fost determinată de:

- Corecția ex-post pozitivă inclusă în noul tarif aprobat, stabilită conform metodologiei aplicabile pentru compensarea pierderii acumulate în perioada tarifară 2018-2019. Contribuția corecției ex-post la creșterea tarifului nou aprobat față de tariful aflat în vigoare este de **11,7%**;
Prognoza anuală de costuri recunoscute în noul tarif pentru achiziționarea serviciilor tehnologice de sistem în anul tarifar 1 iulie 2019 - 30 iunie 2020 este mai mare decât prognoza de costuri recunoscută în anul tarifar anterior. Creșterea prognozei de costuri a fost determinată de creșterea prețurilor de achiziție prin licitație a serviciilor tehnologice de sistem în perioada tarifară în curs față de prețurile prognozate de ANRE. Contribuția scăderii prognozei anuale de costuri la creșterea tarifului nou aprobat față de tariful aflat în vigoare este de **14,43%**;
- Cantitatea de energie electrică tarifabilă la
- Extracția din rețele, a fost majorată de la 55,4 TWh la 56 TWh. Contribuția modificării cantității tarifabile la scăderea tarifului nou aprobat față de tariful aflat în vigoare este în procent de **-1,1%**.



Anexe

ANEXA 1: Situația separată a poziției financiare

[mil RON]	2019	2018	Δ	Δ (%)
	1	2	3=1-2	4=1/2
ACTIVE				
Active imobilizate				
Imobilizări corporale	3.440	2.988	451	15%
Imobilizări necorporale	30	23	7	31%
Imobilizări financiare	82	80	1	2%
Total active imobilizate	3.551	3.091	460	15%
Active circulante				
Stocuri	38	35	3	8%
Creanțe	706	1.064	(357)	(34%)
Alte active financiare	85	0	85	n/a
Numerar și echivalente	321	482	(161)	(33%)
Total active circulante	1.150	1.581	(431)	(27%)
Total active	4.700	4.672	29	1%
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	129	124	5	4%
Rezerve din reevaluare	922	523	400	77%
Alte rezerve	16	67	(51)	(76%)
Rezultat reportat	1.434	1.313	121	9%
Total capitaluri proprii	3.284	2.809	475	17%
Datorii pe termen lung				
Venituri în avans pe termen lung	361	411	(51)	(12%)
Împrumuturi pe termen lung	123	144	(21)	(15%)
Datorii privind impozitele amânate	137	56	81	144%
Obligații privind beneficiile angajaților	64	52	11	22%
Total datorii pe termen lung	684	664	21	3%
Datorii curente				
Datorii comerciale și alte datorii	563	1.021	(458)	(45%)
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale	9	10	(1)	(13%)
Împrumuturi pe termen scurt	56	53	2	4%
Provizioane	70	96	(26)	(27%)
Venituri în avans pe termen scurt	37	19	18	93%
Impozit pe profit de plată	-2,0	0,2	-2,3	n/a
Total datorii curente	732	1.199	(467)	(39%)
Total datorii	1.416	1.863	(446)	(24%)
Total capitaluri proprii și datorii	4.700	4.672	29	1%

ANEXA 2: Contul separat de profit și pierdere

[mil RON]									
Indicator	S2 2019	S2 2018	Bugetat S2 2019	Bugetat S2 2018	An 2018	Realizat S2 2019 vs S2 2018	Realizat S2 2019 vs S2 2018 (%)	Realizat vs Bugetat S2 2019	Realizat vs Bugetat S2 2019 (%)
0	1	2	3	4	5	6=1-2	7=1/2	8=1-3	9=1/3
Venituri din exploatare									
Venituri din serviciile de transport	530	565	562	533	1.070	(35)	(6%)	(32)	(6%)
Venituri din serviciile de sistem	414	326	428	363	702	88	27%	(14)	(3%)
Venituri din piața de echilibrare	243	573	459	483	904	(330)	(58%)	(216)	(47%)
Alte venituri	27	24	19	23	46	3	11%	8	42%
Total venituri din exploatare	1.214	1.488	1.468	1.402	2.722	(275)	(18%)	(254)	(17%)
Cheltuieli din exploatare									
Cheltuieli privind operarea sistemului	172	159	181	133	309	13	8%	(9)	(5%)
Cheltuieli cu piața de echilibrare	243	573	459	483	904	(330)	(58%)	(216)	(47%)
Cheltuieli privind serviciile de sistem tehnologic	323	368	381	343	678	(45)	(12%)	(57)	(15%)
Amortizare	138	147	151	161	298	(9)	(6%)	(13)	(8%)
Cheltuieli cu personalul	107	100	109	102	189	7	7%	(2)	(2%)
Reparații și mentenanță	57	53	57	50	91	4	8%	0	0%
Materiale și consumabile	5	7	7	9	12	(2)	(29%)	(2)	(23%)
Alte cheltuieli din exploatare	92	91	100	68	141	0	0%	(9)	(9%)
Total cheltuieli din exploatare	1.137	1.499	1.444	1.349	2.620	(361)	(24%)	(307)	(21%)
Profit din exploatare	76	(11)	23	53	101	87	n/a	53	n/a
Venituri financiare	4	10	2	5	17	(6)	(60%)	2	122%
Cheltuieli financiare	8	13	5	10	25	(5)	(35%)	4	79%
Rezultat financiar net	(4)	(3)	(3)	(5)	(8)	(1)	(42%)	(1)	(52%)
Profit înainte de impozitul pe profit	72	(14)	20	48	93	86	n/a	51	n/a
Impozit pe profit	6	3	4	10	12	3	96%	2	46%
Profitul exercițiului	66	(17)	16	38	81	83	n/a	50	n/a

ANEXA 3: Situația separată a fluxurilor de trezorerie

[Mil RON]	2019	2018	Δ
Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare			
Înregistrare pierdere în rezultatul reportat provenit din corectarea erorilor contabile			
Profitul perioadei	96,0	81,3	15
Ajustări pentru:			
Cheltuiala cu impozitul pe profit	11,0	11,8	(1)
Cheltuieli cu amortizarea	271,6	298,3	(27)
Cheltuieli cu ajustările pentru deprecierea creanțelor comerciale	5,9	12,1	(6)
Reversarea ajustărilor pentru deprecierea creanțelor comerciale	(10,0)	(8,3)	(2)
Pierderi din debitori diverși	9,3	0,03	9
Venituri nete cu ajustările pentru deprecierea debitorilor diverși	(3,5)	(32,9)	29
Cheltuieli nete cu ajustările pentru deprecierea stocurilor	0,02	0,4	(0)
Profit/Pierdere din vânzarea de imobilizări corporale, net	0,4	(0,1)	0
Cheltuieli nete cu ajustările de valoare privind imobilizările corporale	10,4	1,6	9
Cheltuieli/Venituri nete privind provizioanele pentru riscuri și cheltuieli	(27,6)	54,0	(82)
Cheltuieli cu dobânzile, veniturile din dobânzi și venituri nerealizate din diferențe de curs valutar	9,0	8,3	1
Fluxuri de trezorerie înainte de modificările capitalului circulant	372,5	426,3	(54)
Modificări în:			
Clienți și conturi asimilate - energie și alte activități	64,5	(79,7)	144
Clienți – echilibrare	267,3	(157,0)	424
Clienți - cogenerare	24,1	20,2	4
Stocuri	(2,8)	(2,8)	0
Datorii comerciale și alte datorii - energie și alte activități	(73,1)	110,3	(183)
Datorii – echilibrare	(305,8)	178,5	(484)
Datorii – cogenerare	(38,1)	(15,2)	(23)
Datorii plătite conform decizie impunere ANAF	(2,8)	0,0	(3)
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale	(1,3)	1,4	(3)
Venituri în avans	(29,1)	(23,0)	(6)
Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare	275,6	459,1	(183)
Dobânzi plătite	(8,9)	(20,3)	11
Impozit pe profit plătit	(15,6)	(12,5)	(3)
Numerar net generat din activitatea de exploatare	251,1	426,3	(175)
Fluxuri de trezorerie utilizate în activitatea de investiții			
Titluri de participare deținute la Joint Allocation Office SA	(1,2)	0,0	(1)
Achiziții de imobilizări corporale și necorporale	(241,7)	(170,6)	(71)
Încasare din finanțare nerambursabilă CE	0,0	11,6	(12)
Dobânzi încasate	5,0	9,9	(5)
Titluri de participare deținute la TSC NET	0,0	(2,2)	2
Încasări din vânzarea de imobilizări corporale	0,01	0,7	(1)
Dividende încasate	0,1	1,1	(1)
Alte active financiare	(85,0)	0,0	(85)
Numerar net utilizat în activitatea de investiții	(322,8)	(149,5)	(173)
Fluxuri de trezorerie utilizate în activitatea de finanțare			
Trageri din împrumuturi pe termen scurt	29,5	0,0	30
Rambursări ale împrumuturilor pe termen lung	(52,2)	(113,9)	62
Rambursare obligațiuni	0,0	(200,0)	200
Dividende speciale plătite cf. OG 29/2017	0,0	0,0	0
Dividende plătite	(67,0)	(1,5)	(66)
Numerar net utilizat în activitatea de finanțare	(89,7)	(315,4)	226
Diminuarea netă a numerarului și echivalentelor de numerar	(161,4)	(38,6)	(123)
Numerar și echivalente de numerar la 1 ianuarie	482,2	520,7	(39)
Numerar și echivalente de numerar la sfârșitul perioadei	320,8	482,2	(161)

ANEXA 4: Indicatorii economico-financiari aferenți perioadei de raportare

Indicatori	Formula de calcul	2019	2018
Indicatorul lichidității curente (x)	$\frac{\text{Active curente}}{\text{Datorii curente}}$	1,57	1,32
Indicatorii gradului de îndatorare (x):			
(1) Indicatorul gradului de îndatorare	$\frac{\text{Capital împrumutat} \times 100}{\text{Capital propriu}}$	5,4%	7,0%
(2) Indicatorul gradului de îndatorare	$\frac{\text{Capital împrumutat} \times 100}{\text{Capital angajat}}$	5,2%	6,6%
Viteza de rotație clienți (zile)	$\frac{\text{Sold mediu clienți}^* \times \text{nr.zile}}{\text{Cifra de afaceri}}$	98,45	90,96
Viteza de rotație active imobilizate (x)	$\frac{\text{Cifra de afaceri}}{\text{Active imobilizate}}$	0,66	0,87

*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 RAPORT (conform HAGEA nr. 4/29.04.2015) privind contractele semnate în semestrul II/ 2019 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 862/2019	Înlocuire AT3-ATUS-FS 400/400/160 MVA 400/231/22 KV din stația 400/220 KV Porțile de Fier	14	-	2.830	Lucrari	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitație deschisă
2	C 870/2019	Servicii de asigurare auto RCA și CASCO pentru autovehiculele proprietatea CNTEE "TRANSELECTRICA" SA (acord cadru)	36	1.903	-	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Procedura Simplificata
3	C 849/2019	servicii de telefonie publică/operativă, comunicații integrate (VPN) și servicii internet (acord cadru)	36	-	924	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitație deschisă
4	C 816/2019	Servicii de monitorizare a calității apelor uzate din stațiile electrice de transport/conexiune, sediile CNTEE "TRANSELECTRICA" SA și soluții de reducere a poluării	36	486	-	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Procedura Simplificata
4	C 812/2019	Servicii de transport aerian intern și extern pentru 24 de luni (acord cadru)	24	2.627	-	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitație deschisă
6	CT 755/2019	Servicii de întreținere a culoarului de trecere a LEA care trec prin zone cu vegetație arboricolă	36	1.289	-	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitație deschisă
7	C 919/2019	LEA 400 kV dublu circuit Cernavodă – Stâlp și racord în stația Gura Ialomiței	24	287.649	-	Lucrari	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitație deschisă
8	C 920/2019	Stația electrică 400 kV Stâlp și modernizare celule 110 kV și medie tensiune în stația electrică Stâlp	36	73.940	-	Lucrari	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitație deschisă
9	C 892/2019	Celule mobile 400 kV pentru conectarea BC în stațiile 400 kV Bradu și Sibiu Sud	12	-	2.446	Furnizare	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitație deschisă
10	C 924/2019	Autovehicule pentru reîntregirea parcului auto al Transelectrica SA – autovehicule de oraș cu capacitatea cilindrică între 1.300 cc și 1.600 cc	1	2.777	-	Furnizare	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitație deschisă
11	C 05/2009 AA7	Act adițional nr. 7 la contractul 05/2009 – „Servicii de asigurare a continuității afacerii și recuperare în urma dezastrelor”	12	-	626	Servicii	Legea 114/2011	Negociere fără invitație prealabilă
12	C 952/2019	Mentenanța sistemului de monitorizare a calității energiei electrice (SMCENEL)	36	2.776	-	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitație deschisă
13	C 944/2019	Reparația bobinei de compensare 100 MVar, 400kV București Sud	11	-	370	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitație deschisă
14	PT 75/15210/2019	Servicii specializate de pază, intervenție, monitorizare și intervenție în situații deosebite la obiectivele ST Pitești	6	1.471	-	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Negociere fără invitație prealabilă
15	TM 69/2019	Servicii de întreținere a culoarelor de trecere a LEA din zone cu vegetație arboricolă	24	1.459	-	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitație deschisă

Nr. Crt.	Număr Contract	Obiectul Contractului	Durată	Valoarea		Tip Contract	Temeiul Legal	Procedura de Achiziție
				Mii Lei	Mii Euro			
16	C 997/2019	Contract de garantare credit BEI/2010	36	814	-	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Procedură proprie
17	C 886/2019	Instalarea a două mijloace moderne de compensare a puterii reactive în stațiile 400/220/110/20 kV Sibiu Sud și 400/220/110/20 kV Bradu (proiectare)	12	768	-	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitație deschisă
18	CR 45/2019	Servicii specializate de pază, monitorizare și intervenție la obiectivele ST Craiova pentru o durată de 4 luni	4	714	-	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Negociere fără invitație prealabilă
19	C 993/2019	Subscripție pentru licența de utilizare și suport tehnic pentru program de modelare a pieței de energie electrică	36	-	142	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Negociere fără invitație prealabilă
20	BA 764/2019	Servicii de curățenie în sediile ST Bacău și DET	24	650	-	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitație deschisă
21	C 887/2019	Contract subsecvent nr. 2 la acordul cadru nr. C 161/2018 - "Servicii de telefonie mobilă și internet mobil"	12	-	127	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Reofertare
22	PT 62/12745/2019	Servicii de cosire și îndepărtare a vegetației în scopul prevenirii incendiilor în stațiile electrice din gestiunea ST Pitești	36	531	-	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitație deschisă
23	C 950/2019	Contract subsecvent nr. 1 la acordul cadru nr. C 870/2019 - "Servicii de asigurare auto RCA și CASCO pentru autovehiculele proprietatea CNTEE "Transelectrica" SA"	12	483	-	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Reofertare

