

Transelectrica SA

Operatorul de Transport și Sistem
al Sistemului Electroenergetic Național al României

We lead the power

ÎNTÂLNIRE DE LUCRU

CU PARTENERII

București - 15 iulie 2016



Agendă discuții:

- Prezentare generală
- 2015 - Rezultate financiare și operaționale
- Cadru de reglementare
- Mentenanță RET
- Investiții



Management dualist. Plan pe 4 ani

2013-2017

Consiliu de Supraveghere (neexecutiv)
7 membri

Directorat (executiv)
5 membri

Viziune strategică comună

Aspecte strategice

Obiectivele cheie:

- i • Dezvoltarea performanței managementului financiar la un înalt nivel de calitate și profesionalism
- Îmbunătățirea permanentă a performanței managementului operațional pentru a spori calitatea serviciilor și a crește siguranța funcționării pe termen lung a Sistemului Energetic Românesc în cadrul unei Companii sigure, solide și inovatoare

Domenii de interes:

- ii • Investiții: Capex ▲
- Surse de finanțare: piețele de capital de acoperire a datoriei, instituții financiare internaționale

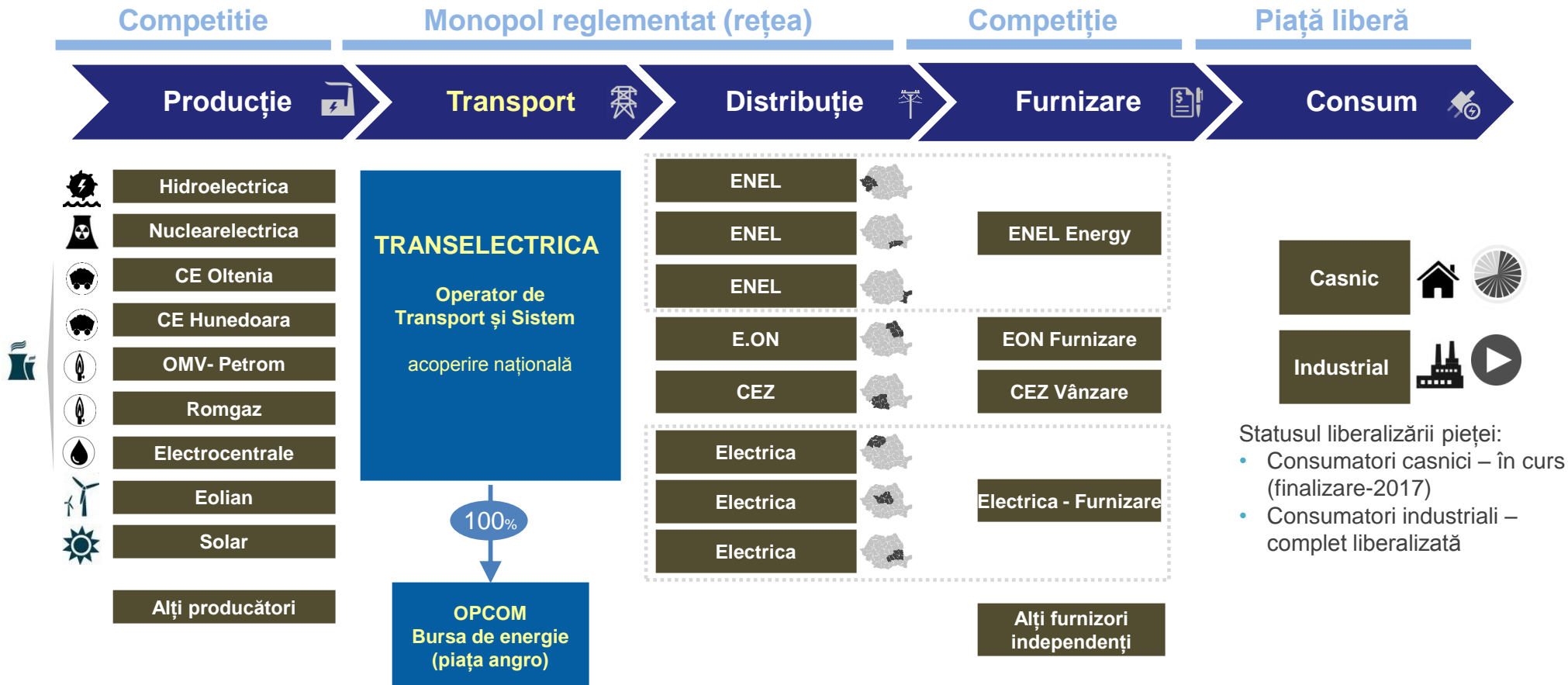
Rezultate estimate:

- iii • Baza reglementată a activelor (BAR) ▲
- Eficiența costurilor: OPEX ▼
- Varietatea finanțării: surse diversificate, costuri previzibile, profil extins al scadenței

Preturile sunt atât reglementate cât și stabilite de piața concurențială

Preturile sunt reglementate

Preturile sunt atât reglementate cât și stabilite de piața concurențială

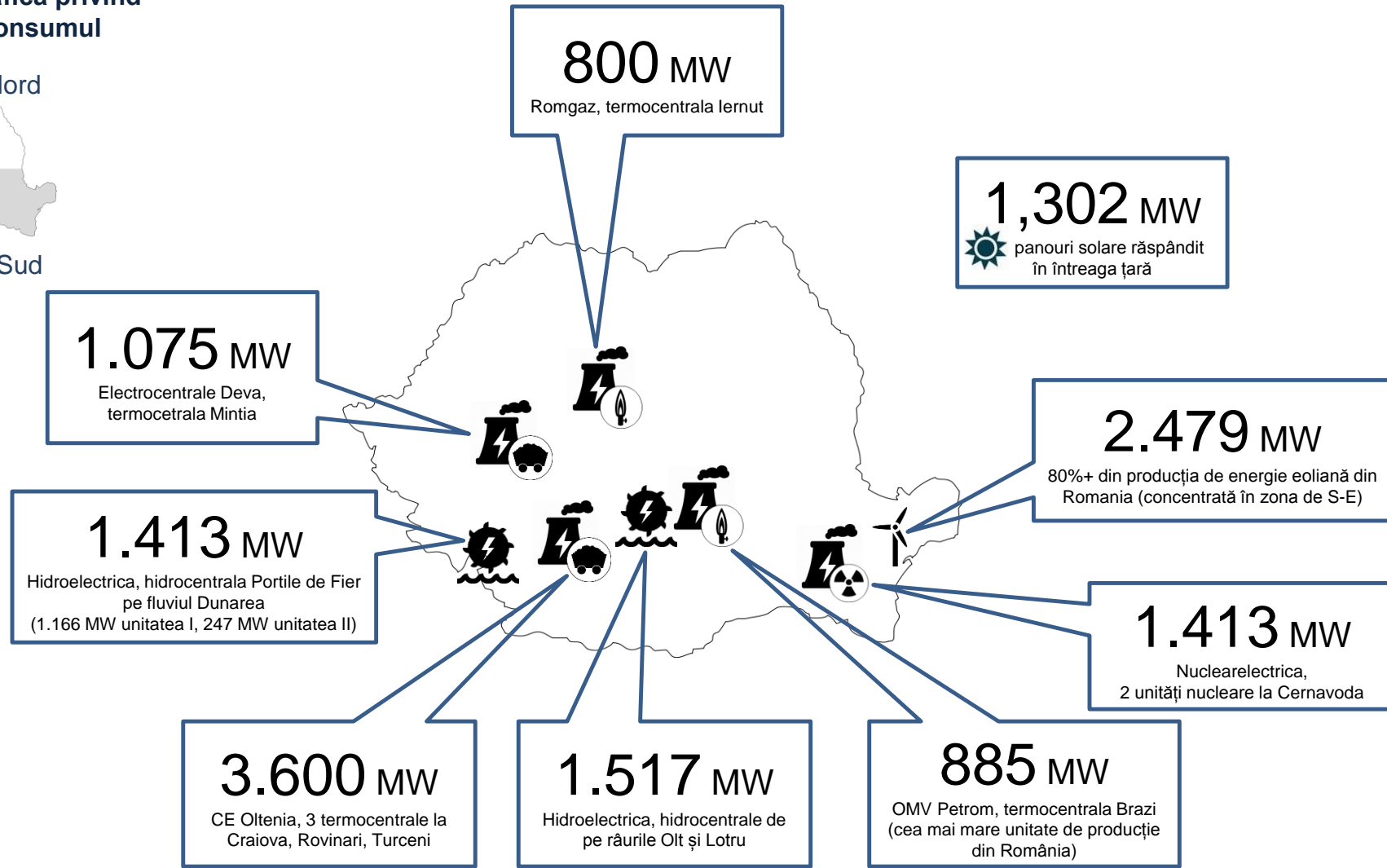


Disimetrie geografică privind producția și consumul

Consum - Nord



Producție - Sud



Financiar

	12L y/y	S1 y/y	S2 y/y
• Venituri	2.985 / 2.817 mil Lei ▲ 5,9%	1.426 mil Lei ▲ 8,1%	1.558 mil Lei ▲ 4,0%
• EBITDA	767 / 774 mil Lei ▼ 0,9%	410 mil Lei ▼ 2,4%	357 mil Lei ▲ 0,9%
• Profit net	360 / 358 mil Lei ▲ 0,7%	210 mil Lei ▼ 7,0%	150 mil Lei ▲ 13,9%
• Dividend pe acțiune	2,6500 / 2,8033 Lei ▼ 5,5%		

Operațional

	12L y/y	S1 y/y	S2 y/y
• Consum*	55,0 / 53,5 TWh ▲ 2,7%	27,4 TWh ▲ 3,0%	27,6 TWh ▲ 2,3%
• Producție*	61,7 / 60,7 TWh ▲ 1,7%	30,5 TWh ▲ 3,6%	31,2 TWh ▼ 0,1%
• Export net	6,72 / 7,12 TWh ▼ 5,6%	3,06 TWh ▲ 8,5%	3,66 TWh ▼ 14,9%

*consumul/producția de electricitate sunt prezentate pe bază netă (nu includ consumul propriu tehnologic al centralelor de producere energie electrică, consumul net include consumul propriu tehnologic al rețelelor de transport și distribuție și consumul pompelor din unitățile hidro); exportul net este calculat ca sold al fluxurilor fizice transfrontaliere (export - import) cumulată pe toate granițele

Cadrul de reglementare

- Tarife revizuite la 1 iulie 2015 (Transport ▼6,8%, SSF ▼17,6%, SST ▲0,3%); scăderi suplimentare de la 1 iulie 2016
- Transport - modificări în sistemul de tarifare: creștere tarif extracție (TL), reducere tarif injecție (TG) conform Ordin ANRE 87/2015. Consumul intern de electricitate a devenit determinantul principal al veniturilor din tariful reglementat

SSF - Servicii de Sistem Funcționale, SST - Servicii de Sistem Tehnologice

PARAMETRI OPERAȚIONALI ÎN CREȘTERE



CONSUM

2015 / 2014
PARAMETRI OPERAȚIONALI

55,0^{TWh} / 53,5^{TWh} ▲ **2,7%**
CONSUM INTERN NET (include pierderile în rețele)
6.276^{MW} / 6.112^{TWh}
CONSUM NET MEDIU ORAR

PRODUCȚIE

61,7^{TWh} / 60,7^{TWh} ▲ **1,7%**
PRODUCȚIE INTERNĂ NETĂ
7.043^{MW} / 6.925^{MW}
PRODUCȚIE NETĂ MEDIE ORARĂ

EXPORT
FLUXURI FIZICE

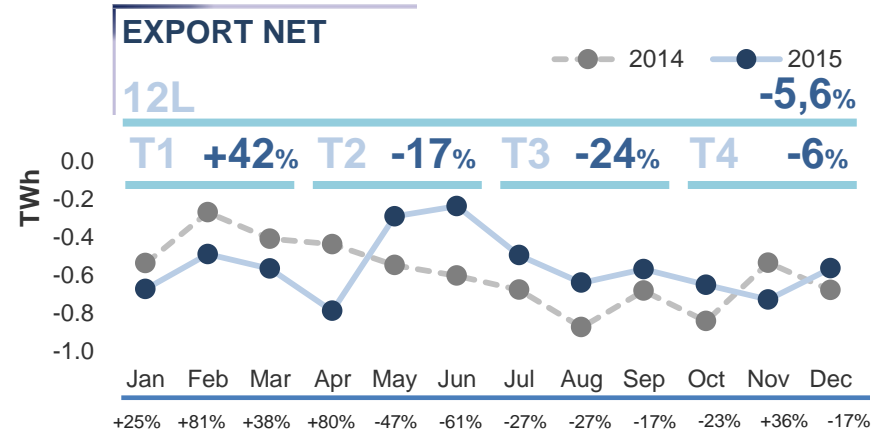
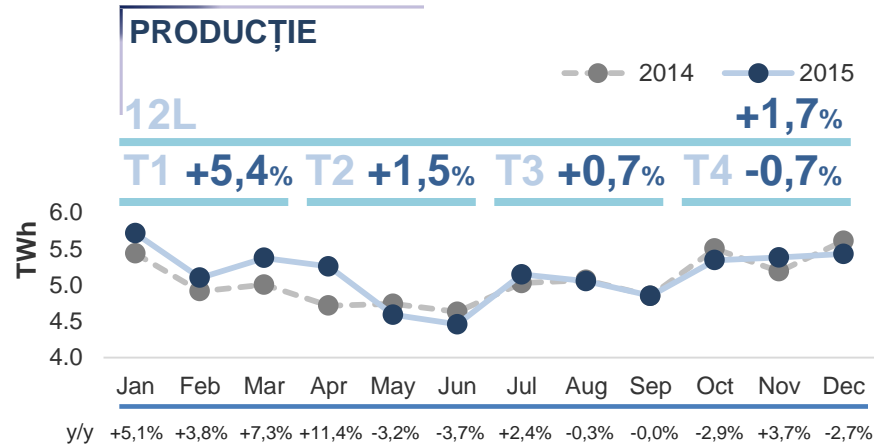
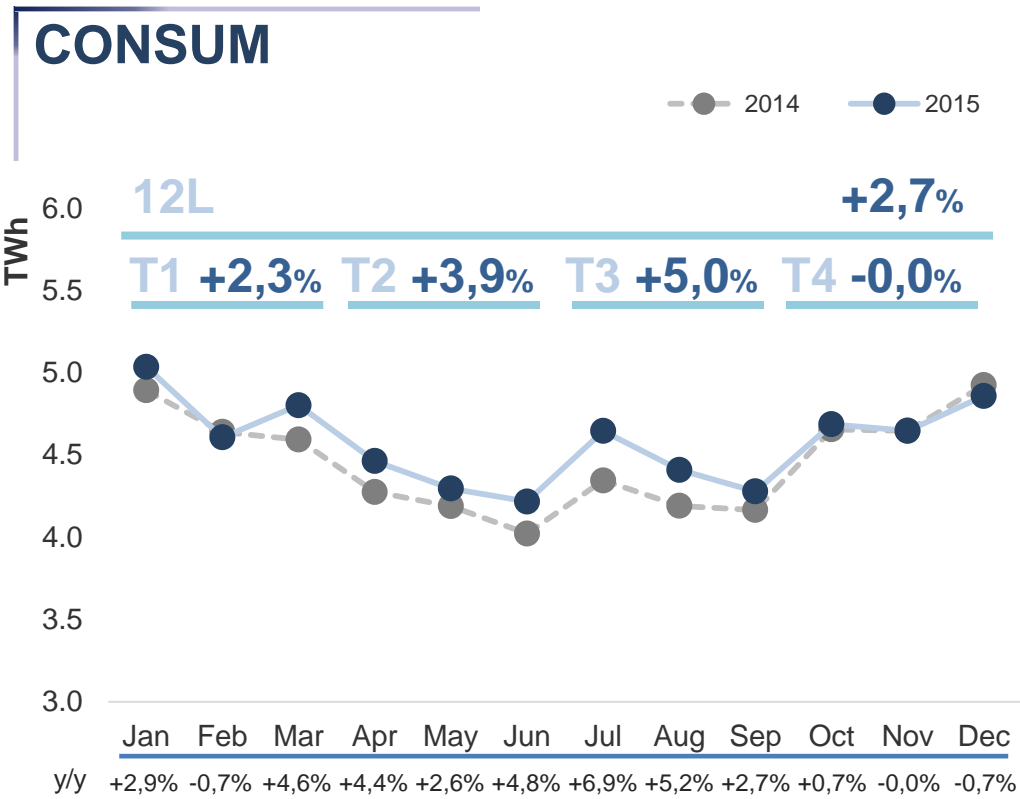
6,72^{TWh} ▼ **5,6%** ▶ **7,12^{TWh}**
EXPORT NET
8,15^{TWh} / 1,43^{TWh} ▶ **8,48^{TWh} / 1,36^{TWh}**
EXPORT / IMPORT

UTILIZARE CAPACITATE
INTERCONEXIUNE

96% RS, 98% HU ▶ **79% RS, 75% HU**
GRAD DE UTILIZARE A CAPACITĂȚII ALOCATE EXPORT

Creșteri ale consumului și producției interne de energie electrică

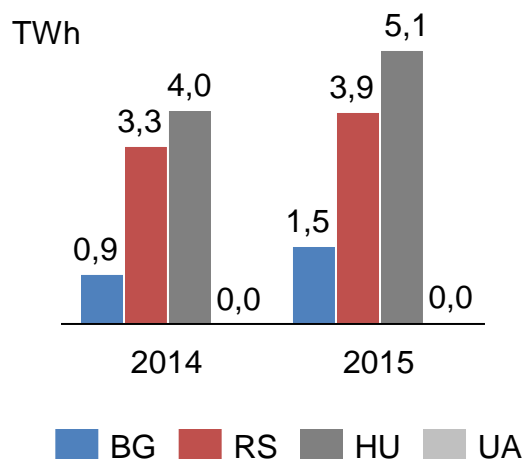
Scădere foarte ușoară a consumului în T4 2015 vs. T4 2014 pe fondul temperaturilor medii mai ridicate



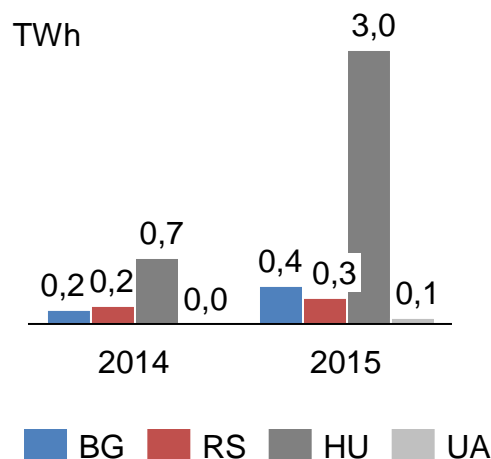
Consumul și producția sunt prezentate pe bază netă, respectiv nu includ consumurile interne de energie electrică ale centralelor electrice. Consumul include pierderile din rețelele de transport și distribuție și consumul pompelor din centralele hidro de acumulare prin pompaj. Exportul este prezentat pe baza netă (import-export)



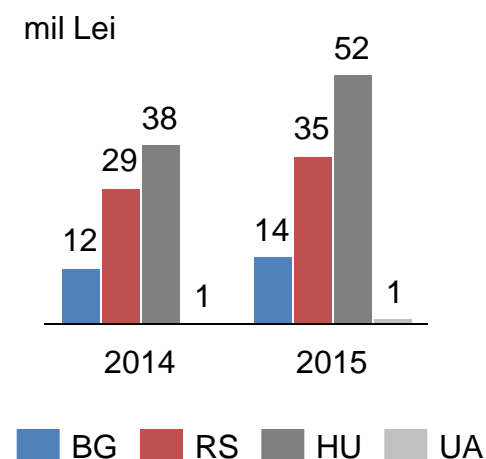
Export și import comercial. Venituri din alocarea capacității de interconexiune

Export comercial
volume

Nivel mărit de export în special pe granițele cu Ungaria și Serbia

Import comercial
volume

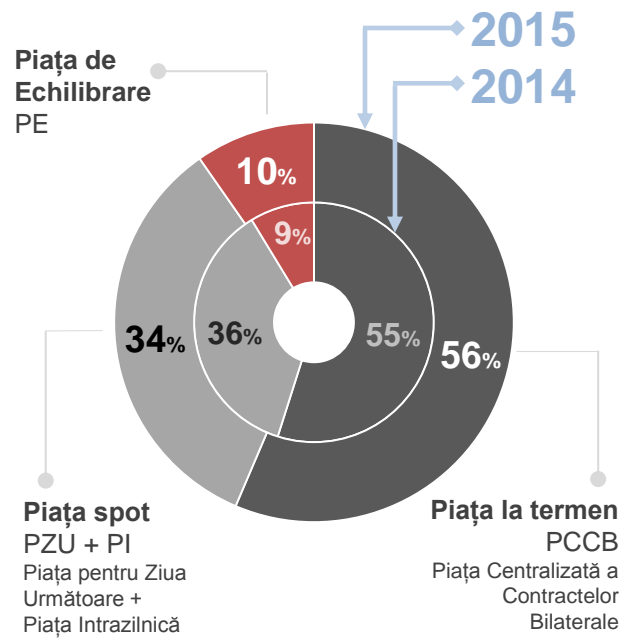
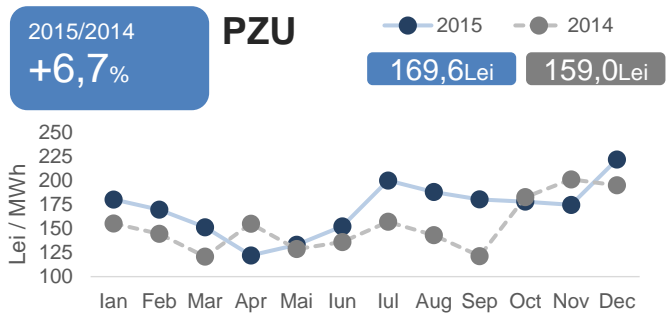
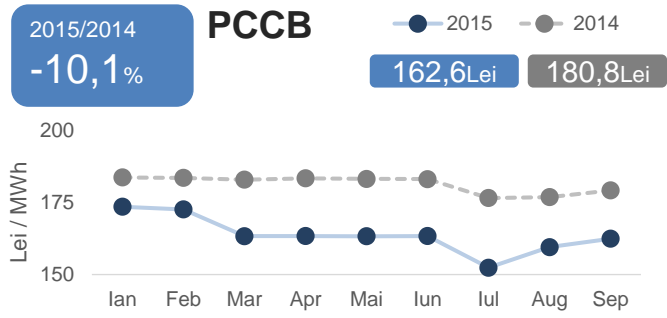
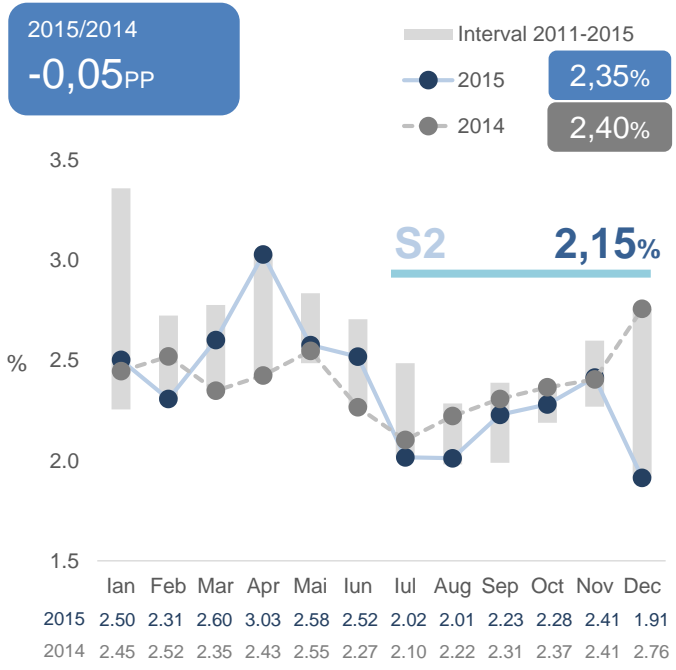
Nivel mărit de import în special pe granița cu Ungaria (pe piața spot cuplată CZ-SK-HU-RO)

Venituri din alocarea capacității
de interconexiune

Venituri mărite din alocarea capacității transfrontaliere în special pe granița cu Ungaria

Cantitățile (TWh) prezentate în grafice reprezintă volume comerciale tranzacționate transfrontalier, cumulat pe toate orizonturile de tranzacționare (piața la termen și piața spot). Veniturile din alocarea capacității de interconexiune reprezintă sumele totale obținute de Transelectrica din mecanismele de alocare explicită pe termen lung și pe termen scurt (licitații anuale, lunare, zilnice și intra-zilnice) și implicită (în cazul graniței RO-HU pe orizontul de timp *pentru ziua următoare*), cumulat pentru export și import.

Operațional | consumul propriu tehnologic



CONSUM PROPRIU TEHNOLOGIC

43,76 TWh
ENERGIE INTRODUSĂ ÎN RET 2015

42,73 TWh
ENERGIE EXTRASĂ DIN RET 2015

2,35% (1,03 TWh)
CPT ÎN RET 2015

PREȚURI CPT PE PIEȚE

162,6 Lei/MWh (▼10,1%)
PREȚ MEDIU PCCB

169,6 Lei/MWh (▲6,7%)
PREȚ MEDIU PZU

332,2 Lei/MWh (▲7,9%)
PREȚ MEDIU PE

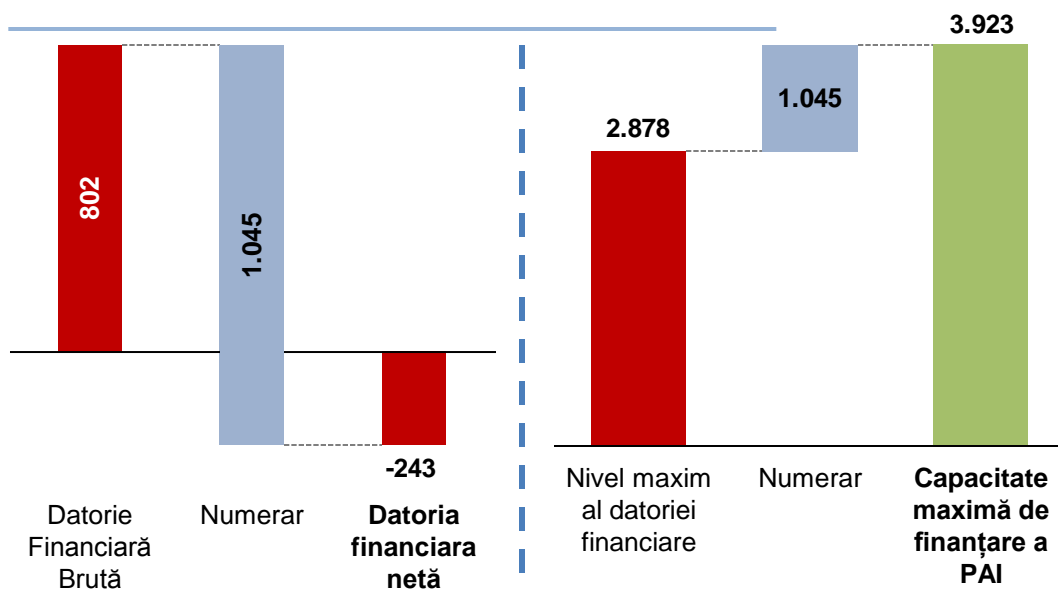
PREȚ MEDIU / MIX ACHIZIȚIE

181,4 Lei/MWh (183,9 Lei/MWh în 2014)
PREȚ MEDIU TOTAL

56%PCCB / 34%SPOT / 10%PE (2015)
MIX ACHIZIȚIE CPT (CANTITATIV)

55%PCCB / 36%SPOT / 9%PE (2014)
MIX ACHIZIȚIE CPT (CANTITATIV)

Rezultate financiare - 31 Dec 2015

802 mil Lei**Datoria financiară brută**
(porțiunea curentă inclusă)**-243 mil Lei****Datoria financiară netă (de numerar)****2.878 mil Lei****Nivel maxim al datoriei financiare conform covenanților bancari pe acordurile curente de împrumut în vigoare**

Consecințe și beneficii

- Capacitate semnificativă de finanțare
- Posibilitatea diversificării metodelor de finanțare (credite bancare, emisiune de obligațiuni corporative naționale și internaționale)
- Posibilitatea setării unor programe de investiții ambițioase.
- Garanția respectării obligațiilor către furnizori
- Rating de credit îmbunătățit



Implicații în relația cu furnizorii

- Planul de investiții pentru perioada următoare (2016-2018) este în valoare de **1.569 mil lei**, adică o medie anuală de **523 mil lei**. Acesta poate fi acoperit în totalitate pentru anul 2016 și parțial pentru 2017 din numerarul existent. Prin utilizarea capacității maxime de îndatorare acesta poate fi acoperit în totalitate.
- Posibilitatea implementării de către furnizori a programelor de tip “reverse factoring” (“factoring fără regres”) cu următoarele avantaje:
 - furnizorii se pot finanța pe baza profilului de risc al Transelectrica
 - reprezintă o vânzare propriu zisă de creanță fără impact bilanțier, astfel nu este credit și prin urmare, nu crește gradul de îndatorare

7,7%

Venituri din BAR

- pre-impozit, real*
- o singură rată la toate activele
- fix pe 5 ani



RRR | WACC reglementat

EVOLUȚIA ISTORICĂ A RRR (WACC)

6,50%

1^a perioadă de reglementare (2005-2007)

7,50%

2^a perioadă de reglementare (2008-2012)

8,52%

Perioadă de reglementare de tranziție (2013 și 2014 - semestrul 1)

7,70%

3^a perioadă de reglementare (2014 semestrul 2 – 2019 semestrul 1)

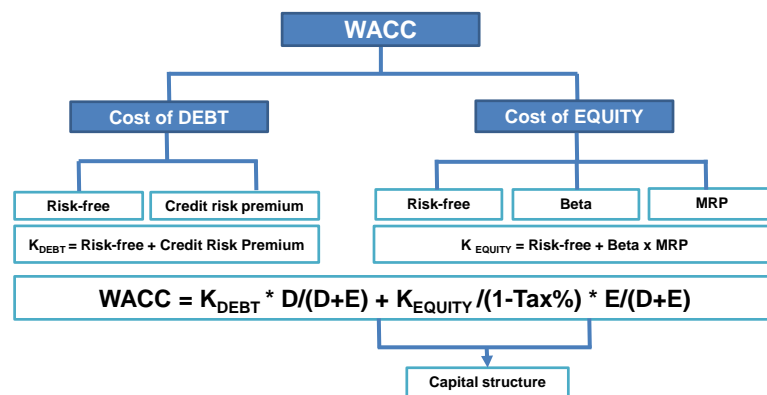
CALCULAREA RRR (WACC)

Ipoteze de reglementare incluse în **pre-impozitul pe WACC de 7,70%** aplicat în perioada actuală de reglementare (2014 semestrul 2- 2019 semestrul 1)

Rată fără riscuri:	5,05%
Prima riscului de capital:	5,00%
Beta:	0,43
Riscul de credit repartizat:	1,35%
Datorie Capital propriu:	40% 60%

- RRR (WACC reglementat) rămâne neschimbat în perioada de reglementare de 5 ani, adică nu e supus ajustărilor intermediare. Modificările în parametrii intrinseci (de ex. fără risc) nu atrag actualizări intermediare ale WACC
- RRR (WACC reglementat) este o singură cifră aplicată în toate investițiile BAR (nu există diferențe între diferitele tipuri / categorii de investiții)

* Cifrele de intrare de mai sus nu includ inflația (în formula RRR nu s-au introdus estimări ale inflației)

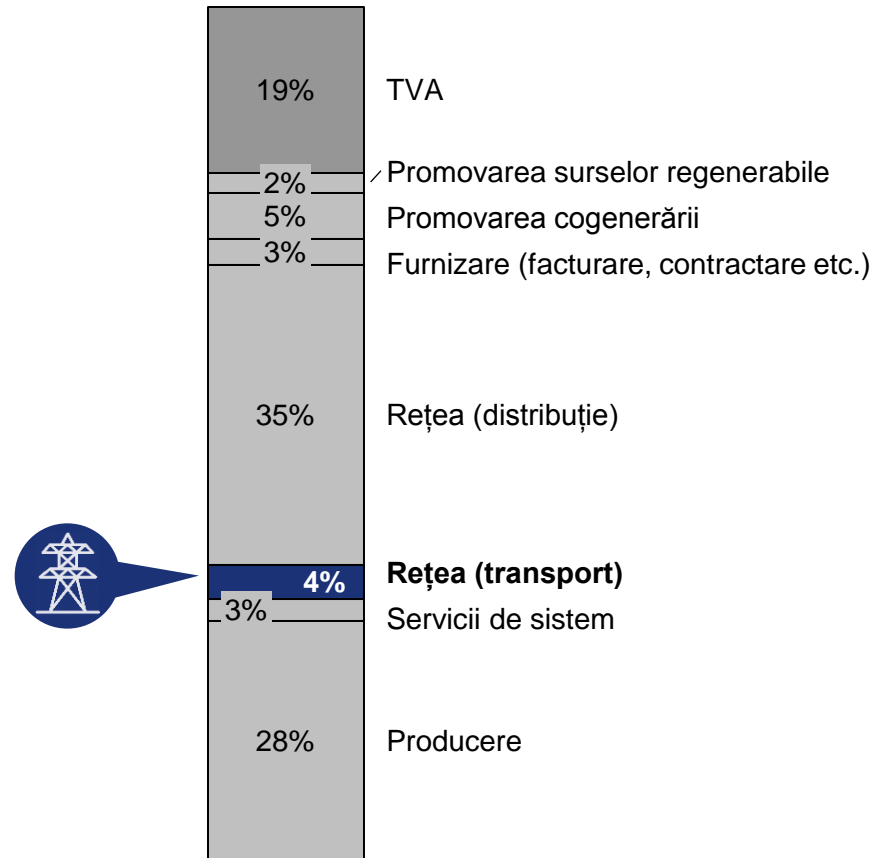


Cotă transport în factură utilizator final

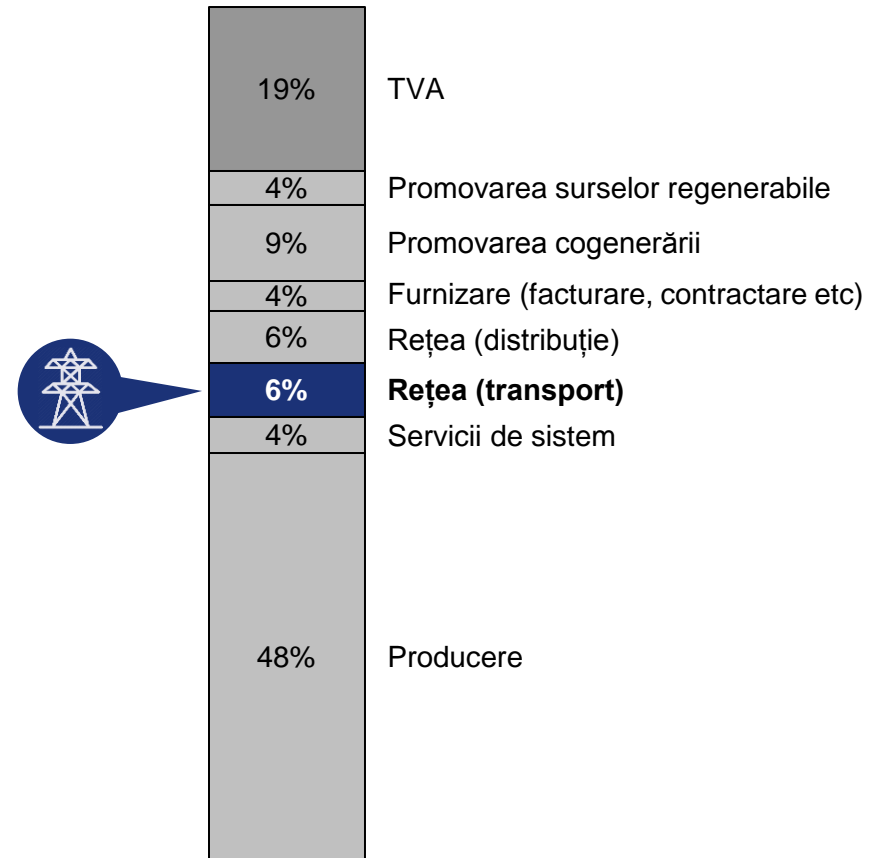
Anul 2014



Casnici



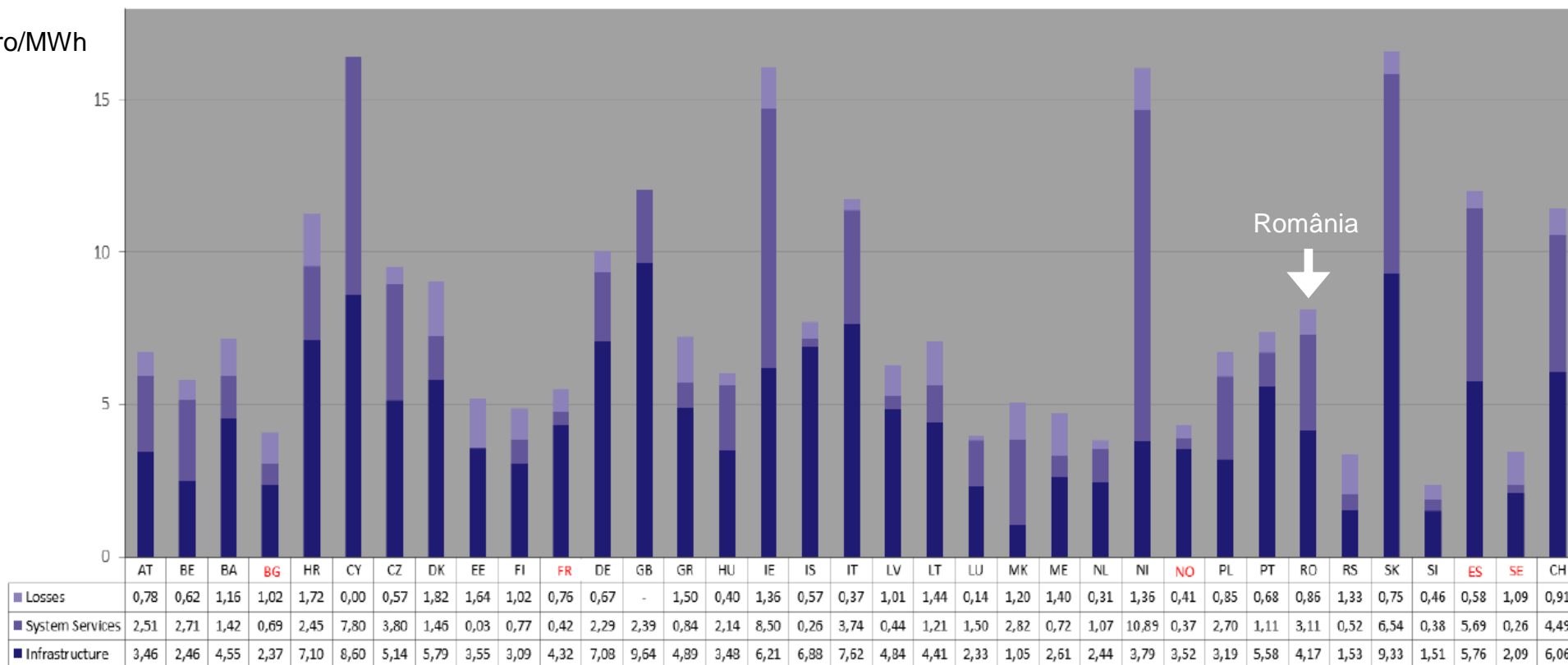
Industriali



Sursa: studiul Boston Consulting Group (2015) la însărcinarea Asociației Companiilor Publice de Energie din România (ACUE)

Încercarea OTS de a compara taxele de rețea „mere cu mere” (2015)

Euro/MWh



România



Sursa: Studiul anual ENTSO-E asupra tarifelor (www.entsoe.eu)

Cadrele de stabilire a tarifelor în rețea – foarte eterogene în Europa

- Modele diferite de cost (pe bază de cost, reglementare plafon, etalon)
- Setări diferite ale încasărilor
- Bază de costuri diferită (componentele costului)
- Prețuri de intrare diferite (specifice în fiecare țară)
- Cicliuri diferite de control al prețurilor (1/3/4/5 ani)
- Bază diferită de facturare (energie vs. capacitate)

Linii directoare Plan de administrare / Plan de management

Plan de administrare (PA)

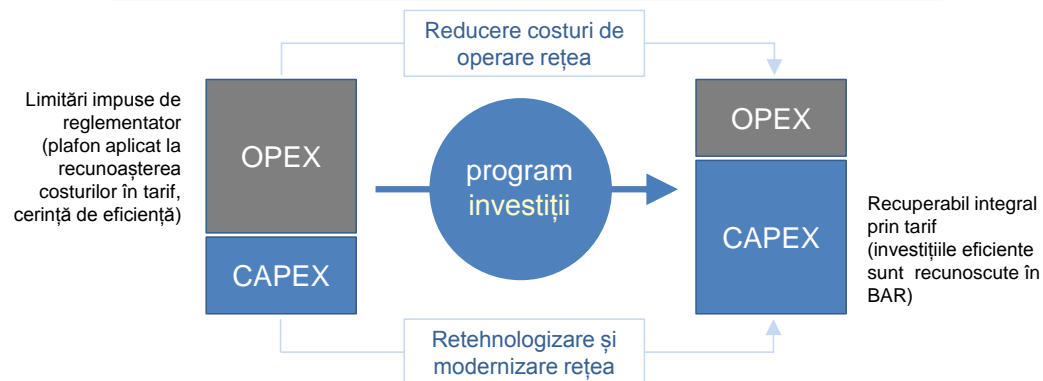
Strategia operațională avută în vedere de către Consiliul de Supraveghere se bazează pe scăderea constantă a cheltuielilor operaționale (în special cele cu mentenanța și reparațiile) pe fondul programului de investiții accelerat în vederea modernizării și re tehnologizării RET.

Tendința de scădere a bazei de active reglementate (BAR), manifestată pe durata ultimilor ani, va continua și pe durata primilor doi ani de mandat (2014-2015) datorită nivelului redus al investițiilor din ultimii ani. Efortul investițional sporit, luat în calcul de către Consiliul de Supraveghere, va produce efecte abia în a doua jumătate a mandatului (2016-2017) datorită duratei mari de execuție a proiectelor de investiții. Introducerea de echipamente performante, pe lângă faptul că asigură un grad sporit de fiabilitate și siguranță în exploatare, are avantajul reducerii cheltuielilor operaționale cu reparațiile, personalul și pierderile tehnologice.

Codul Fiscal

Sunt considerate mijloace fixe amortizabile investițiile efectuate la mijloacele fixe existente, sub forma cheltuielilor ulterioare realizate în scopul îmbunătățirii parametrilor tehnici inițiali și care conduc la obținerea de beneficii economice viitoare, prin majorarea valorii mijlocului fix

Optimizare structura Opex vs. Capex



- Un parc de echipamente modernizat cu costuri de întreținere mai mici (OPEX redus: mentenanță, personal, pierderi tehnice)
- Echipamente noi cu fiabilitate superioară care să asigure un nivel înalt al calității serviciului
- Investițiile eficiente recunoscute în tariful reglementat prin BAR (comparativ cu OPEX a cărui recunoaștere în tarif este limitată prin cerințele de eficiență impuse)
- Lucrările majore de reabilitare cu componentă de modernizare/re tehnologizare - reclasificate din OPEX în CAPEX (vezi notă Cod fiscal)

Rețeaua de transport



8.834,4 km linii electrice aeriene

- ciclu de viață lung
- mentenanță: tratament anticoroziv stâlpi, verificare periodică ancoraj și structură rezistență stâlpi (detectare puncte slabe) prin metode moderne de diagnosticare, întreținere culoare (vegetație)

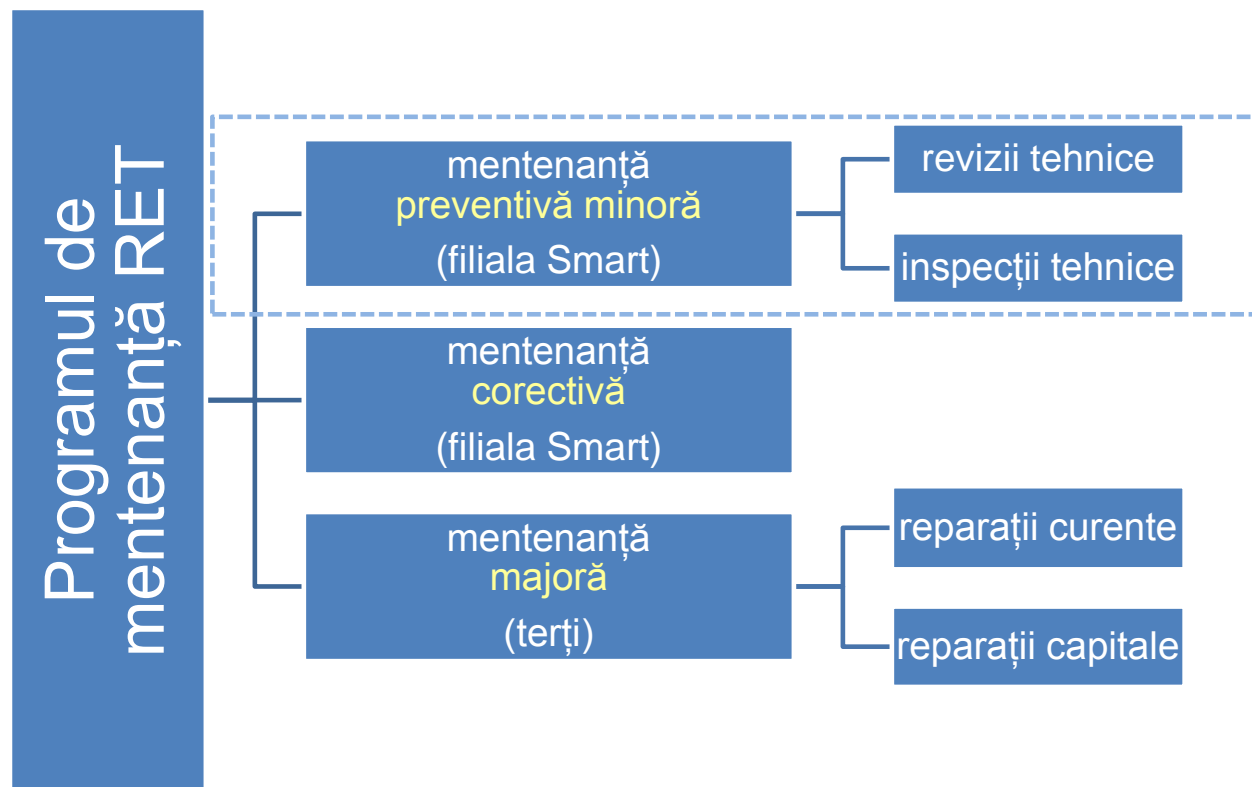


81 stații de transformare

(din care 40 sunt retehnologizate)

- ciclu de viață mai mic decât liniile electrice (reînnoiri mai dese)
- echipamente: transformatoare, SCP, auxiliare
- vârstă înaintată a echipamentelor într-un număr însemnat de stații
- parcul de echipamente din stații reprezintă centrul de greutate valoric al programului de mentenanță

Tensiunea superioară (kV)	Stații (nr.)	Puterea instalată (MVA)	LEA (km)
750	1	2.500	3
400	38	21.185	4.856
220	42	14.093	3.876
110	-	-	40
Total	81	37.778	8.775



Mentenanță preventivă

profilactică, pentru prevenirea defectelor sau degradărilor

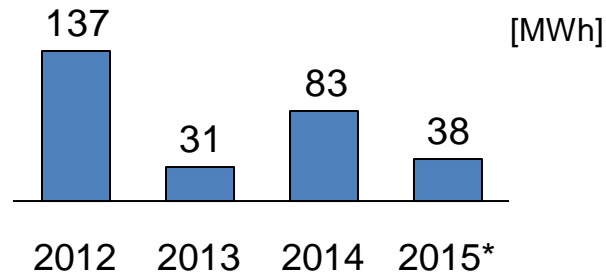
Mentenanță corectivă

după detectarea defectării, repune instalația în funcțiune

Principalii indicatori de continuitate stabiliți în standardul de performanță a serviciului de transport

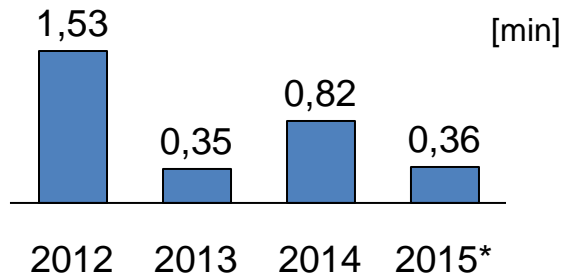
(raportați anual la ANRE)

energia nelivrată consumatorilor



*valori preliminare

timpul mediu de întrerupere



*valori preliminare

Mentenanța executată a asigurat condiții optime de funcționare a rețelei și alimentare a consumatorilor

- Energia nelivrată (EN) = energia nelivrată consumatorilor, din cauza întreruperilor în RET

- Timpul mediu de întrerupere (TMI) = perioada medie echivalentă de timp, exprimată în minute, în care a fost întreruptă alimentarea cu energie electrică, pentru situațiile cauzate de incidentele din RET

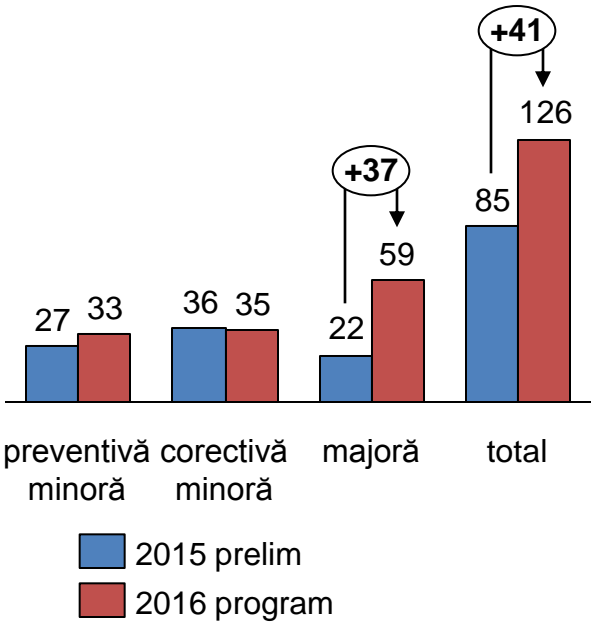
- Formula de calcul pentru perioada anuală:

$$TMI = 8.760 \times 60 \times EN / AD \text{ [min/ an]}$$

EN = energie nelivrată

AD = cererea anuală de consum din rețeaua de energie electrică, fără pierderile din rețelele de transport și distribuție, inclusiv exportul (din eng. Annual Demand)

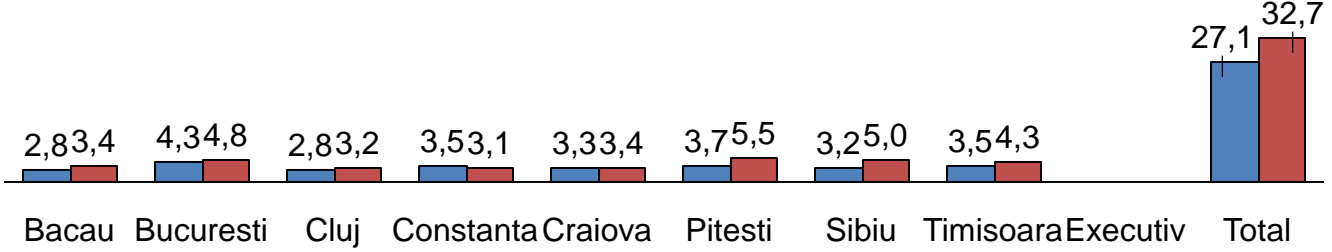
Total companie



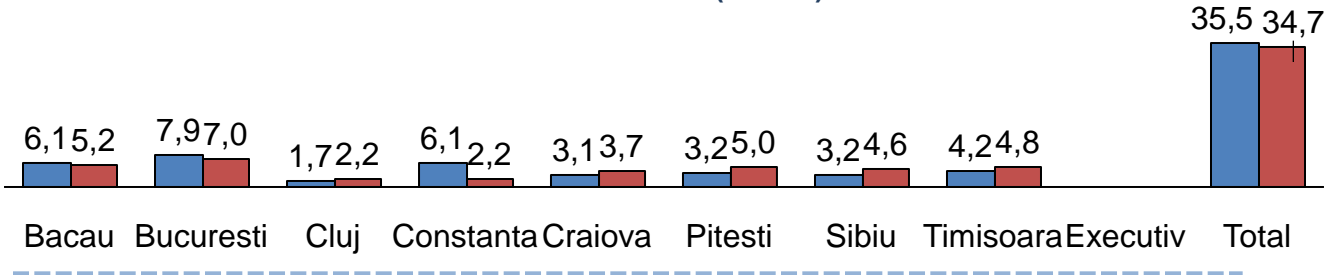
Mentenanță majoră
 Programele care nu s-au realizat în 2015 din cauza problemelor repetate în procesele de achiziție publică s-au reportat în 2016

Defalcare pe sucursale

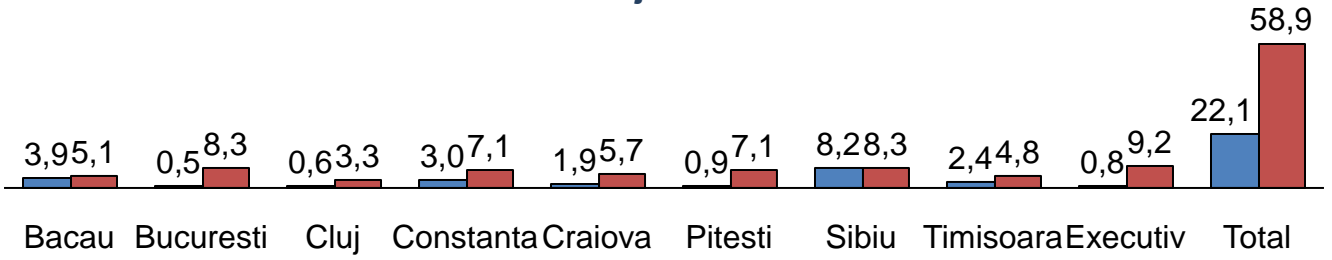
preventivă minoră (Smart)



corectivă minoră (Smart)



majoră



Principalele proiecte în execuție

Investiție	PIF final estimat	Valoare estimată [mil Lei]	Valoare adjudecată [mil Lei]
LEA Reșița-Pancevo	2017	136	81
LEA Porțile de fier - Anina - Reșița	2018	124	123
Stația Bradu 400/220/110 kV	2018	177	129
Stația Câmpia Turzii 220/110 kV	2017	86	42
Extinderea stației 400 kV Medgidia Sud	2017	75	45
Stația Reșița 400/220/110 kV	2018	130	81
Stația Cluj Est 400/110 kV	2017	24	15
Stația Tihău 220/110 kV	2017	11	7
Modernizare s.c.c.p. Stația Sărdănești	2018	21	11
Înlocuire AT și trafo în stații electrice – etapa 2, lot I, II	2018-2019	46	40
Modernizarea stației 110 și 20 kV Suceava	2017	31	25

Contracte

Achiziție în derulare

Peste jumătate din proiectele noi de investiții majore au fost inițiate. La acest moment sunt inițiate achiziții care însumează o valoare estimată de aproximativ 190 mil Lei și se află în diverse stadii ale procedurilor de achiziție / contractare

- Stația Dumbrava 220/110 kV
- Stația 400/110/20 kV Domnești

În curs de inițiere achiziție

În Trimestrul al IV-lea s-au demarat pregătirile pentru lansarea în procedura de achiziție publică a altor 4 proiecte majore de rețehnologizare a stațiilor

- Stația Raureni 220/110 kV
- Stația Arefu 220/110/20 kV
- Stația Turnu Severin Est 220/110 kV
- Stația Isaccea 400 kV – etapa I – înlocuire bobine compensare

În curs de obținere aprobări și avize

În curs de obținere avize/ acorduri/ autorizații/ exproprieri care condiționează începerea contractării unui număr de proiecte privind liniile electrice aeriene

- LEA Porțile de Fier-Anina-Reșița-Timișoara-Săcălaz-Arad
 - Etapa I: Porțile de Fier-Anina-Reșița 118 km
 - Etapa II: Reșița-Timișoara-Săcălaz-Arad 173 km
- LEA Gădălin-Suceava 260 km
- LEA Smârdan-Gutinaș 140 km
- LEA Cernavodă-Stâlpu 160 km
- LEA Ostrovu Mare-RET 32 km
- LEA Suceava-Bălți (MD) 90 km (condiționat de încheiere memorandum RO-MD)
- Racorduri LEA Isaccea-Varna și LEA Isaccea Dobrudja în stația Medgidia Sud 27 km

**Contracte semnate
în 2015
Total: 388 mil Lei**

**1000 km
linii noi**

388
mil Lei

Contracte noi semnate în 2015

Valoarea totala cumulată a 133 contracte

Cele mai importante poziții:

Modernizare stația 400/110/10 kV Cluj Est
Modernizare stația 220/110 kV Tihău - Echipament primar
Modernizare stația electrică 110 kV și 20 kV Suceava
Modernizare sistem comandă – control – protecție al stației 220/110/20 kV Sărdănești
Stația de 400/220/110 kV Reșița
LEA 400 kV Porțile de Fier – (Anina) – Reșița



241
mil Lei

Cheltuieli de investiții

Sume intrate în conturile de imobilizări în curs

Cele mai importante poziții:

37 mil Lei - LEA 400 kV între Stația 400/220/110 kV Reșița – graniță
24 mil Lei - Retehnologizarea Stației 220/110/20 kV Câmpia Turzii
14 mil Lei - Retehnologizarea Stației 400/220/110/20 kV Bradu
12 mil Lei – Stația 400/220/110/10 kV Bucuresti Sud - Înlocuire echipament 10 kV
11 mil Lei - Retehnologizarea Stației 400/110/20 kV Tulcea Vest
10 mil Lei - Extinderea Stației 400 kV Cernavodă, înlocuirea a 2 bobine de compensare



128
mil Lei

Active imobilizate noi

Puneri în funcțiune (transferuri din imobilizări în curs în alte categorii de imobilizări finalizate)

Cele mai importante poziții:

51 mil Lei - Retehnologizarea Stației 400/110/20 kV Tulcea Vest – partea tehnologica
10 mil Lei - Extinderea Statiei 400 kV Cernavoda, inlocuirea a 2 bobine de compensare
9 mil Lei - Racordare la RET a CEE 108 MW Crucea
7 mil Lei - Inlocuire intreruptoare 220 kV in Statia 220/110/20 kV Alba Iulia
7 mil Lei - Sistem integrat de securitate in stații electrice etapa II – Statia 400/110 kV Brașov
4 mil Lei - Modernizarea sistemului de control protecție al Stației 220/110 kV Tihău



440
mil Lei

Soldul imobilizarilor în curs la 31-dec-2015

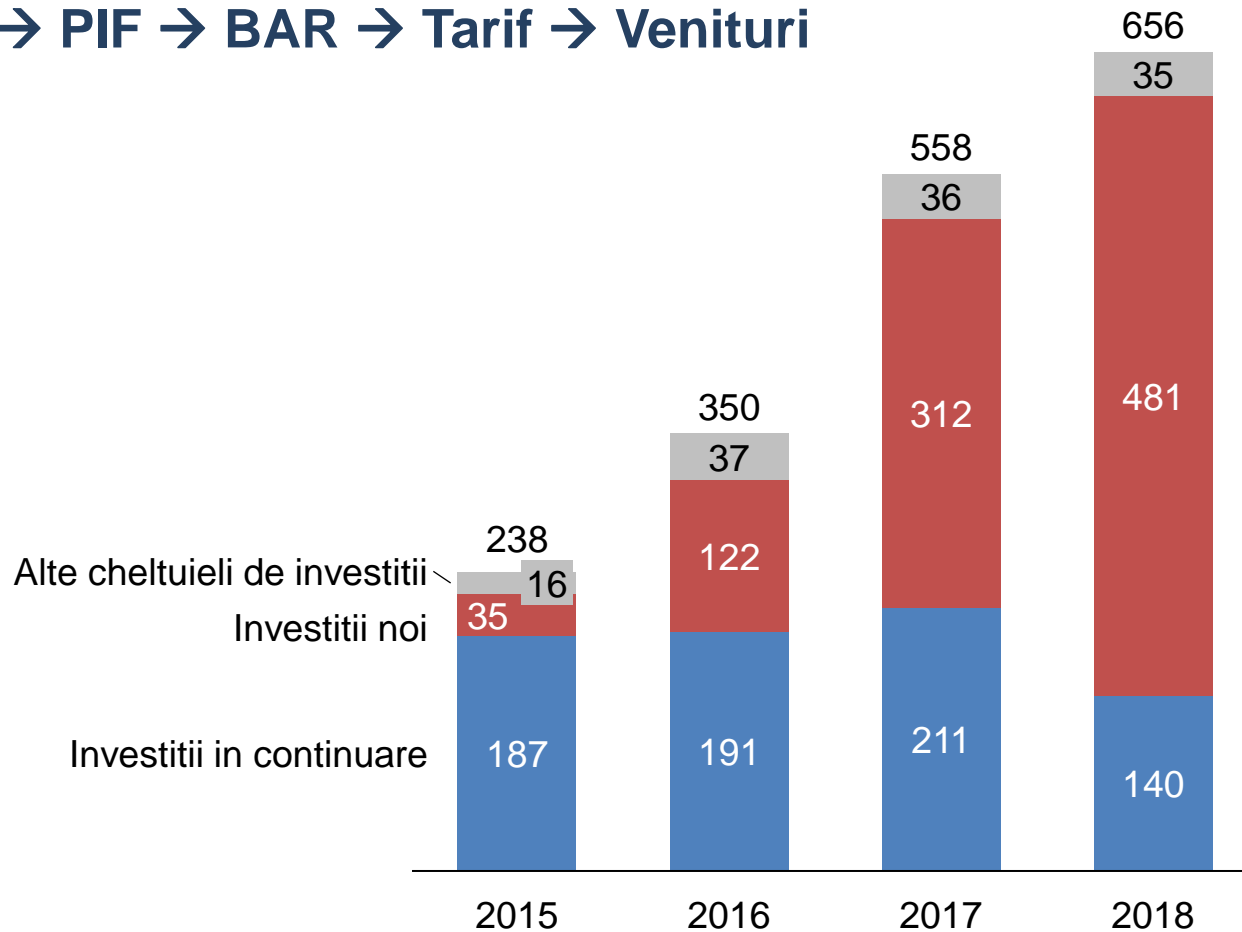
Active corporale si necorporale

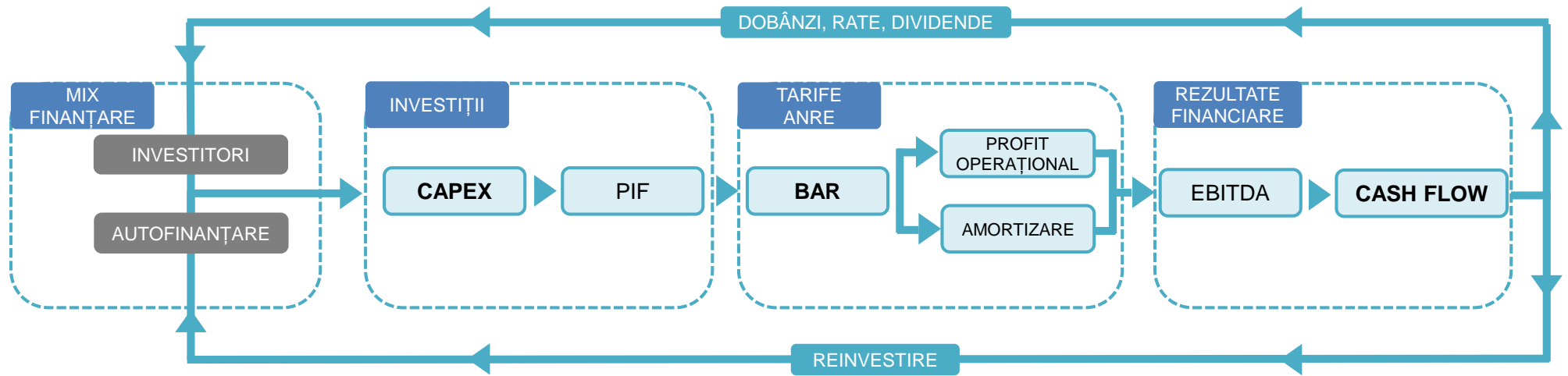
Cele mai importante poziții:

45 mil Lei - LEA 400 kV de interconexiune Reșița (România) - Pancevo (Serbia)
27 mil Lei - Retehnologizarea Statiei 220/110/20 kV Campia Turzii
24 mil Lei - Sistem integrat de securitate la stații electrice, etapa IV
15 mil Lei - Retehnologizarea Stației 400/220/110/20 kV Bradu
13 mil Lei - Extinderea stației 400 kV Portile de Fier
13 mil Lei - Stația 400/220/110/10 kV Bucuresti Sud - Inlocuire echipament 10 kV



! Investițiile = motorul veniturilor viitoare
 Capex → PIF → BAR → Tarif → Venituri





- ### FINANȚARE
- Investitori
 - Obligațiuni
 - Bănci
 - Acțiuni
 - Autofinanțare
 - Surse proprii
 - Surse nerambursabile
 - Fonduri UE

- ### INVESTIȚII
- CAPEX
 - Cash flow
 - PIF
 - Activ finalizat
 - Start amortizare

- ### TARIF (IMPACT)
- BAR
 - Profit (RRR x BAR)
 - Amortizare

- ### REZULTATE
- EBITDA
 - CASH FLOW OPERAȚIONAL



Q&A



TRANSELECTRICA S.A.



Web: www.transelectrica.ro
Stock: ISIN ROTSELACNOR9, Bloomberg TEL RO, Reuters ROTEL.BX
Bonds: ISIN ROTSELDBC013



Post: 2-4 Olteni, București 3, România
E-mail: relatii.investitori@transelectrica.ro



Tel: +40 213035611



Fax: +40 213035610

Toni Teau Director General Executiv (Președinte Directorat)
toni.teau@transelectrica.ro, +40740106577

Vă mulțumim pentru atenție!

VĂ MULȚUMIM PENTRU ATENȚIE!

WE LEAD THE POWER

WWW.TRANSELECTRICA.RO



Transelectrica - Reteaua Electrica de Transport din Romania

Societate Administrată în Sistem Dualist

WE LEAD THE POWER



Legenda

- Statie transformare 400/20kV
- Statie transformare 220/110kV
- Statie transformare 400/110kV
- Statie transformare 400/220/110kV
- Statie transformare 400/220kV
- Statie transformare 750/400kV
- Statie conexiune 400kV
- Statie ce nu este în administrarea Transelectrica
- ▬ Inel de 400 kV
- ▬ Inel Bucuresti 400 kV
- ▬ LEA 220 kV
- ▬ LEA 400 kV
- ▬ LEA 750 kV
- ▬ LEA 400 kV propusa
- ▬ LEA 110 kV
- ▬ LEA 750 kV
- Statie de interconexiune cu statele vecine de 110kV
- Statie transformare 400/110kV propusa
- Statie transformare 220/110kV propusa
- ▬ Cablu submarin