



**PREZENTAREA PRINCIPALELOR ELEMENTE ALE
BUGETULUI DE VENITURI SI CHELTUIELI PENTRU
ANUL 2018**

SOCIETATEA DE DISTRIBUTIE A ENERGIEI ELECTRICE MUNTENIA NORD S.A.

1. Indicatori macroeconomici

Indicatori	U.M.	2017	2018	2019
Rata inflatiei (anuala)*	%	2,0	3,1	n/a
PIB (anual)*	%	1,2	3,1	n/a
Investitii straine directe*	mld. EUR	3,6	3,5	n/a
Rata somajului (finalul anului)*	%	5,3	4,9	4,8
Rata de schimb valutar*	EUR/RON	4,61	4,65	4,72
Scenariul de referinta Transelectrica**				
Consum intern net de energie electrica	TWh	62,64	64,27	65,94
Ritm anual de crestere	%	2,6	2,6	2,6
Scenariul de referinta ISPE***				
Consum intern net de energie electrica	TWh	64,31	65,98	67,70
Ritm anual de crestere	%	2,60	2,60	2,60
Scenariul nefavorabil ISPE				
Consum intern net de energie electrica	TWh	59,68	60,62	61,57
Ritm anual de crestere	%	1,57	1,57	1,57

*Sursa: Bloomberg **Sursa: Transelectrica ***Sursa: ISPE

2. Prezentare generala

Societatea de Distributie a Energiei Electrice Muntenia Nord (“SDMN”) este o filiala de distributie a Electrica S.A., cu sediul in Ploiesti.

- Cota de piata nationala (volum): 15,19% (conform Raport ANRE 2016)
- Zona acoperita: 28.962 km²
- Clienti: 1,32 milioane (B2018)
- Numar mediu de angajati: 2.171 (B2018) comparativ cu 2.263 (R2017)
- Informatii financiare:
 - Scaderea veniturilor din energie cu 1% comparativ cu R2017 din cauza reducerii cantitatii de energie distribuita pe Inalta Tensiune cu aprox. 47,9% - pierderea clientului Arcelor Mittal
 - Cresterea cu 26% a EBITDA si o crestere cu 86% a profitului net – ambii indicatori au fost calculati luand in considerare B2018 comparativ cu R2017.

In figura urmatoare sunt prezentate zonele acoperite de SDMN :

Fig. 1: Acoperire SDMN



SDMN este operatorul de distributie a energiei electrice in regiunea Muntenia Nord (judetele Prahova, Buzau, Dambovita, Braila, Galati si Vrancea), operand cu statii de transformare si linii electrice cu tensiuni cuprinse intre 0,4 kV si 110 kV.

Societatea este titulara unui contract de concesiune pe 49 de ani, cu posibilitate de prelungire pentru 24,5 ani si detine Licenta de Distributie nr. 455/29.04.2002 (actualizata prin Decizia nr. 549/12.04.2017), exclusiva pentru aceasta regiune. Licenta este valabila pana la data 29.04.2027.

3. Obiective strategice pentru SDMN

Informatii generale

In conformitate cu Legea Energiei, tarifele aprobate de catre ANRE sunt destinate sa acopere costurile justificabile ale activitatii companiei legate de distributia de energie electrica pe piata reglementata plus o rata justificabila de rentabilitate a capitalului implicat in acea activitate. Tarifele sunt stabilite cu obiectivul de a fi nediscriminatorii, bazate pe criterii obiective si determinate intr-o maniera transparenta in functie de ratele tinta de rentabilitate aprobate de catre ANRE.

Activitatea de distributie

Distributia de energie electrica este o activitate reglementata in Romania si tarifele specifice aplicabile serviciilor de distributie trebuie sa fie aprobate de catre ANRE sub un mecanism „cos de tarife plafon” dupa cum este acesta stabilit prin Ordinul nr. 31/2004 (aplicabil in prima perioada de reglementare 2005-2007), nr. 39/2007 (aplicabil in cea de a doua perioada de reglementare 2008-2012), nr. 51/2012 (aplicabil in anul de tranzitie 2013) si prin Ordinul nr. 72/2013 (aplicabil in cea de a treia perioada de reglementare 2014-2018), completat si modificat de Ordinul ANRE nr. 146/2014, Ordinul nr. 112/2014 si Ordinul nr. 165/2015.

Metodologia „cos de tarife plafon” are ca scop reducerea fluctuatiilor veniturilor si evitarea fluctuatiilor semnificative in preturile percepute clientilor pentru energia electrica. Modelul de tarif se bazeaza pe principiul remunerarii prin tarife a costurilor controlabile si necontrolabile recunoscute, inregistrate de catre operatorul de distributie, sursa principala de profit a companiei de distributie fiind rata de rentabilitate a capitalului investit in activitatea de distributie. ANRE stabileste venitul anual reglementat necesar pentru fiecare an al perioadei de reglementare pe baza proiectiilor asumate de operatorii de distributie in conformitate cu cerintele metodologice.

Pentru ca ANRE sa stabileasca tariful de distributie a energiei electrice, operatorii de distributie trebuie sa prezinte la inceputul fiecărei perioade reglementate de cinci ani un program de investitii cu cheltuielile anuale de capital avute in vedere pentru a fi incluse in BAR (Baza Activelor Reglementate).

Odata aprobat de catre ANRE, programul de investitii este inclus in BAR si este remunerat in conformitate cu metodologia prevazuta in Ordinul ANRE nr. 72/2013 cu completari si modificari.

Venitul anual este stabilit prin luarea in considerare a costurilor de distributie si a ratei de rentabilitate a bazei de active reglementate sau „BAR”.

In stabilirea venitului reglementat, se vor exclude urmatoarele costuri:

- costuri efectuate de afiliati ai distribuitorului;
- costuri aferente racordarii noilor utilizatori, care sunt suportate de terti prin tarife de racordare;
- costuri suportate in legatura cu activitatile nereglementate realizate de operatorul de distributie pentru care este utilizata reseaua de distributie si/sau salariatii implicati in executia serviciilor de distributie;
- costuri rezultate din plata de daune catre utilizatori ca urmare a nerespectarii standardului de performanta pentru serviciile de distributie sau pentru daune suferite de receptoarele electrice din cauza operatorului de distributie;
- costuri rezultate din amenzi si penalitati aplicate operatorului de distributie;
- costuri rezultate din daune platite catre persoane fizice sau juridice pentru accidente sau daune produse de operatorul de distributie, dispuse de o instanta.

Venitul din energia reactiva, colectat de la utilizatori cu tarif reglementat, este dedus din venitul anual reglementat. Tarifele sunt aprobate in mod specific pentru o perioada de un an calendaristic.

ANRE stabileste durata perioadelor de reglementare, care in prezent este de cinci ani, pentru care se aplica modelul de calcul al costurilor operationale si principiile de determinare a unui nivel rezonabil al pierderilor de retea.

Perioada curenta de reglementare („a treia perioada de reglementare”), in cadrul careia Societatea opereaza, a inceput la 1 ianuarie 2014 si se va incheia la 31 Decembrie 2018. ANRE stabileste nivelul anual al tarifelor de distributie in RON pe MWh pentru fiecare companie de distributie si pentru fiecare nivel de tensiune (inalta, medie si joasa). Tariful se aplica corespunzator nivelului de tensiune aferent punctului de delimitare dintre operatorul de distributie si utilizator. Tariful facturat utilizatorilor se obtine prin insumarea tarifului specific aferent nivelului de tensiune respectiv cu tarifele specifice aferente nivelurilor de tensiune superioare.

Obligatiile ANRE in stabilirea tarifelor

ANRE verifica urmatoarele informatii furnizate de un operator de distributie la stabilirea sau revizuirea tarifelor pentru acesta:

- cantitatea de energie prognozata a fi distribuita, tinand cont de indicele de crestere economica prognozat de Comisia Nationala de Prognoza pentru perioada in cauza;
- standardele de performanta si alte cerinte impuse operatorului de distributie;
- stabilitatea tarifelor;
- consumul propriu tehnologic reglementat pe fiecare nivel de tensiune in conformitate cu planul de reducere aprobat de ANRE;
- dezvoltarea optima a retelei de distributie;
- rata reglementata a rentabilitatii aplicata la BAR;
- taxele stabilite de autoritatile statului aferente serviciilor de distributie; si
- viabilitatea financiara a operatorului de distributie.

Obligatiile operatorului de distributie in alocarea costurilor

Operatorul de distributie va aloc costurile comune activitatilor de distributie reglementate si/sau nereglementate in functie de urmatoarele principii:

- cauzalitate economica - atribuirea costurilor acelor activitati care le-au determinat;
- obiectivitate - atribuirea costurilor pe baza obiectiva;
- transparenta - atribuirea pe baza de reguli definite; si
- continuitate - atribuirea pe baza unor reguli care se pastreaza in timp; cu modificari numai in situatii necesare si justificate.

Astfel, operatorii de distributie trebuie sa respecte metodologia aprobata de catre ANRE, referitor la segmentul de distributie, scopul acestora fiind sa atinga sau chiar sa depaseasca tintele stabilite de catre ANRE.

Principalele obiective considerate de catre SDMN pentru anul 2018 se refera in principal la:

- Obtinerea unui profit pentru activitatea reglementata;
- Incadrarea in indicatorii tinta aprobati de ANRE;
- Continuarea derularii si in anul 2018 a programului de crestere a eficientei tehnico-economice, care sa conduca indicatorii de eficienta la nivelul celorlalte companii din sector.

Principalele investitii ale SDMN vor cuprinde:

- Modernizarea si retehnologizarea infrastructurii retelelor existente;
- Dezvoltarea retelei pentru racordarea de noi consumatori;
- Investitii in sistemul de automatizare a retelei si contorizare inteligenta;

SOCIETATEA DE DISTRIBUTIE A ENERGIEI ELECTRICE MUNTENIA NORD S.A. – PRINCIPALELE ELEMENTE ALE BUGETULUI DE VENITURI SI CHELTUIELI 2018

- Dezvoltarea si integrarea sistemelor IT la nivelul SDMN si crearea unui centru comun de date la nivelul Grupului;
- Dezvoltarea infrastructurii de comunicatii la nivelul SDMN.

Mai jos sunt prezentati principalii indicatori pentru SDMN, Buget 2018 (B2018) comparativ cu Realizat 2017.

Evolutia cantitatilor distribuite si a tarifelor pentru 2017 si 2018 este urmatoarea:

Tabel 1: Cantitati distribuite (MWh)

Nivelul de tensiune	Buget 2017	Realizat 2017	Buget 2018	B2018 vs 2017 (%)
IT	1.859.079	1.520.280	792.765	-47,85%
MT	2.145.672	2.206.616	2.266.894	2,73%
JT	2.735.028	2.718.974	2.798.800	2,94%
Total	6.739.779	6.445.870	5.858.458	-9,11%

Tabel 2: Tarife distributie [RON/MWh]

Nivelul de tensiune	2017	2018	B2018 vs 2017 (%)
	ANRE Nr. 112/ 2016	ANRE Nr. 116/ 2017	
IT	14,79	14,79	-
MT	33,67	31,54	-6,33%
JT	109,35	109,38	0,03%
Medie	85,38	85,09	-0,34%

Consumul propriu tehnologic (CPT)

Mai jos sunt prezentate principalele ipoteze privind cantitatea de energie necesara pentru acoperirea CPT si pretul mediu de achizitie:

Tabel 3: Evolutia CPT

Pierderi de retea		Buget 2017	Realizat 2017	Buget 2018	B2018 vs 2017 (%)
Cantitate	MWh	820.370	901.309	810.379	-10%

Datorita programului de investitii asumat precum si a altor masuri operationale, programul de reducere a CPT se prezinta astfel:

Tabel 4: Program reducere CPT [%]

Pierderi de retea	Reglementat 2017	Buget 2017	Realizat 2017	Reglementat 2018	Buget 2018	B2018 vs E2017 (%)
IT	0,98%	0,98%	0,97%	0,95%	0,93%	-4%
MT	5,50%	5,85%	5,74%	5,25%	5,35%	-7%
JT	13,80%	14,30%	14,88%	13,60%	14,25%	-4%
Total	9,55%	10,05%	11,31%	9,16%	10,39%	-8%

Programul de investitii al Companiei este prezentat mai jos:

Tabel 5: Programele de investitii [mil. RON]

Investitii	Buget 2017	Realizat 2017	Buget 2018	B2018 vs 2017 (%)
Program de investitii	290	246	315	28%
Puneri in functiune (termeni reali)	252	229	287	25%
Puneri in functiune (termeni nominali)	263	240	305	29%

4. REZULTATELE OPERATIONALE

Informatie financiara selectata din Bugetul de Venituri si Cheltuieli

-mii. RON-

Nr.	INDICATORI	Realizat 2017	Bugetat 2018	B. 2018 vs. R. 2017	B. 2018 vs. R. 2017 %
1	Venituri totale (1=1.1+1.2)	643.092	688.164	45.072	7%
1.1.	Venituri din energie	592.647	588.362	(4.285)	-1%
1.2.	Alte venituri din exploatare	50.446	99.803	49.357	98%
A	Costuri variabile - Total	229.818	179.412	(50.406)	-22%
1	Costuri energie electrica achizitionata pentru CPT	202.262	157.676	(44.586)	-22%
B	Costuri de operare si mentenanta - Total	269.490	321.421	51.930	19%
1	Costuri de operare si mentenanta controlabile - Total	230.055	307.205	77.150	34%
	Costuri cu plati compensatorii	11.981	5.755	(6.226)	-52%
2	Costuri de operare si mentenanta necontrolabile - Total	39.435	14.216	(25.219)	-64%
	Costuri cu contributiile suportate de angajator la platile compensatorii	2.735	129	(2.605)	-95%
C	Amortizarea reglementata - Total (1+2+3)	121.838	134.897	13.060	11%
II.	COSTURI TOTALE (A+B+C)	621.145	635.730	14.585	2%
III.	Costuri de distributie fara CPT (B+C)	391.328	456.318	64.990	17%
IV.	Rezultat brut - reglementare (1.1+1.2-II)	21.947	52.434	30.487	139%
V.	Venituri din subventii pentru investitii	22.123	22.300	177	1%
VI.	Costuri de exploatare neincluse in calculul venitului reglementat	120.607	122.614	2.008	2%
7	Amortizare contabila	118.986	124.000	5.014	4%
IX.	Total venituri din exploatare (1+V)	665.215	710.464	45.249	7%
X.	Total cheltuieli din exploatare (II-C+VI)	619.914	623.447	3.532	1%
XI.	Rezultat din exploatare (IX-X) - profit/(pierdere)	45.301	87.017	41.717	92%
XII.	Venituri financiare - Total	2.153	2.418	265	12%
XIII.	Costuri financiare - Total	2.176	3.918	1.742	80%
XIV.	Rezultat financiar	(23)	(1.500)	(1.477)	6457%
XV.	Rezultat extraordinar	-	-	-	-
XVI.	Total venituri, conform situatiilor financiare	667.368	712.882	45.514	7%
XVII.	Total cheltuieli, conform situatiilor financiare	622.090	627.364	5.274	1%
XVIII.	Rezultat brut, conform situatiilor financiare	45.278	85.518	40.240	89%
XIX.	Impozit pe profit	4.893	10.262	5.369	110%
XX.	Rezultat net, conform situatiilor financiare	40.384	75.256	34.871	86%

In 1 noiembrie 2017 a avut loc transferul de business intre societatile de distributie si Electrica Serv si a avut ca obiectiv transferul activitatilor de mentenanta si proiectare din cadrul Electrica Serv in filialele de distributie din cadrul Grupului. Prin urmare aceasta schimbare operationala la nivelul Grupului a avut un impact asupra bugetului 2018.

Mai jos sunt prezentate ipotezele pentru buget 2018 si explicatiile pentru variatiile semnificative, luand in calcul impactul internalizarii angajatilor din Electrica Serv.

Venituri totale

Veniturile totale sunt reprezentate de veniturile din energie si de alte venituri din exploatare.

a) Venituri din energie

Se estimeaza o scadere de **4.285 mii RON**, ca rezultat al urmatoarelor:

Venituri din energia activa: impact negativ de **5.948 mii RON** ce vine din:

- **energia distribuita:** impact pozitiv de **4.758 mii RON**, per total cantitatea se estimeaza ca va scadea cu aprox. 9,11%, in principal din cauza scaderii volumului pe IT cu 48%, ca urmare a pierderii clientului Arcelor Mittal, acesta migrand catre OTS; acest impact a fost partial echilibrat de cresterea cu 2,73% pe MT si 2,94% pe JT, crestere estimata pe baza prognozei pentru intreaga piata de energie pentru 2018 si in special pentru zona geografica in care compania opereaza.

- **tariful mediu de distributie:** are o influenta negativa de **10.706 mii RON**, din cauza scaderii cu 0,33%;

Venituri din energia reactiva si redistribuita: crestere de 13,6%, reprezentand **1.662 mii RON**, datorita schimbarii tarifelor pentru SDMN.

b) Alte venituri: crestere de **49.534 mii RON** in principal din:

- *Alte venituri operationale:* crestere de **49.357 mii RON**; cea mai mare parte a variatiei, 43.077 mii RON, reprezinta venituri din capitalizarea investitiilor realizate intern. Incepand cu 2018, ca urmare a procesului de internalizare, Compania dezvolta intern o parte a investitiilor, valoarea acestora fiind de aproximativ **46.000 mii RON**. La nivel de cont de profit si pierdere, efectul acestei sume este anulat prin compensarea diverselor categorii de costuri efectuate in legatura cu aceste lucrari, iar ulterior sunt recunoscute drept CAPEX.

Variatia altor venituri operationale este generata si de veniturile din chirii, pentru care se estimeaza o crestere cu 18% in principal datorita cresterii tarifelor pentru inchirierea stalpilor; aceasta crestere va genera un venit aditional de **6.029 mii RON**.

Cheltuieli cu energia achizitionata pentru consumul propriu tehnologic (CPT)

Se estimeaza o evolutie pozitiva a costurilor cu energia achizitionata pentru CPT, o scadere a cheltuielilor de **50.406 mii RON** ca urmare a achizitiei unei cantitati de energie mai mici cu 90.930 MWh (impact pozitiv de **20.131 mii RON**) si a scaderii pretului de achizitie a energiei comparativ cu pretul mediu pentru 2017 (impact pozitiv de **30.273 mii RON**).

Pretul de achizitie a energiei pentru 2018 a fost estimat pe baza analizei cantitatii de energie achizitionata deja, ca un mix al energiei achizitionate din piata si o estimare a preturilor forward si spot pentru 2018; mixul este bazat pe achizitia a 80% din piata forward si 20% din piata spot.

Costuri cu operare si mentenanta controlabile

Pentru costurile cu operare si mentenanta controlabile se estimeaza o crestere de **77.150 mii RON**, sau 34%. Aceasta crestere este determinata in principal de:

- a. **Cheltuielile cu materii prime si materiale consumabile**, ce au o crestere bugetata de **26.198 mii RON** in principal cauzata de majorarea costurilor cu materialele consumabile, necesare pentru intretinere si lucrari de investitii, ce vor fi dezvoltate intern in 2018. Din aceasta suma, aproximativ **20.500 mii RON** vor fi capitalizati si nu vor avea efect asupra contului de profit si pierdere;
- b. **Costuri legate de personal**, care pentru 2018 se estimeaza a fi cu **49.656 mii RON** mai mari decat cele realizate in 2017, ca efect al urmatorilor factori principali:
 - Internalizarea angajatilor din Electrica Serv;
 - Cresterea salariilor ca urmare a negocierii contractului colectiv de munca ce a avut loc la finalul anului 2017;
 - Cresterea salariilor brute cu 20%, datorita modificarilor legislative (OUG 79/2017) ce au ca masura transferul contributiilor datorate pana la sfarsitul anului 2017 de angajator la angajat; masurile sunt aplicabile de la 1 ianuarie 2018;
- c. **Cheltuielile cu lucrari de intretinere si reparatii**, pentru care se estimeaza o scadere de **12.549 mii RON**, in principal datorita scaderii serviciilor de mentenanta si reparatii prestate de Electrica Serv, ca efect al internalizarii; costurile bugetate pentru 2018 includ chiria utilajelor si transportul angajatilor implicati in

lucrarile de intretinere si investitii – ambele categorii de servicii furnizate de Electrica Serv; o parte din costuri vor fi capitalizate;

- d. Cresterea **costurilor cu operare si mentenanta controlabile bugetate** a fost generata luand in considerare numerosi factori, printre care: cresterea cheltuielilor cu chiria – pentru angajatii internalizati, cresterea cheltuielii cu serviciile AMR (citire automata a contoarelor inteligente);
- e. **Costuri cu plati compensatorii** - in 2018 programul de plecari voluntare vizeaza doar functiile suport ale companiei si este bugetat la nivelul de **5.755 mii RON**, aferent a 92 de persoane, ceea ce reprezinta 4,08% din numarul angajatilor la sfarsitul anului. Suma este cu **6.226 mii RON** mai mica comparativ cu realizatul anului 2017.

Costuri cu operare si mentenanta necontrolabile

Pentru costurile cu operare si mentenanta necontrolabile se estimeaza o scadere semnificativa, de **25.219 mii RON**, sau 64%. Taxele, impozitele si alte contributii s-au pastrat la aproximativ acelasi nivel sau au crescut nesemnificativ din cauza modificarilor legislative, inasa factorul principal ce a cauzat scaderea este reprezentat de schimbarile legislative (OUG 79/2017) prezentate mai sus.

Amortizarea contabila

Cresterea bugetata a cheltuielilor cu amortizarea este de **5.014 mii RON**, si este generata de punerea in functiune a investitiilor in cursul anului 2018, dar si de cheltuielile aditionale ce ar putea rezulta ca urmare a reevaluarii activelor.

Rezultatul financiar

Rezultatul financiar se estimeaza a inregistra o evolutie negativa de **1.477 mii RON** pentru 2018 datorita cresterii cheltuielilor financiare ca urmare a contractarii de noi imprumuturi, atat de la ELSA (plati aditionale) cat si de la banci; acest cost a fost bugetat luand in considerare actualul trend al pietei – cresterea ROBOR.

Impozit pe profit

Cheltuiala cu impozitul se estimeaza ca va creste cu **5.369 mii RON** ca urmare a cresterii profitului brut.

Profit Net

Este estimata o crestere a profitului net de **34.871 mii RON** sau 86,3%, la **75.256 mii RON** de la **40.384 mii RON** in 2017.

5. Factori cheie, directii si tendinte de piata semnificative ce pot afecta rezultatele operatiunilor SDMN

Managementul diferentiaza factorii cheie, directiile si tendintele de piata semnificative pe care nu le poate controla de acelea pe care le poate controla (desi de multe ori doar intr-o masura limitata).

Factorii cheie, directiile si tendintele de piata semnificative pe care managementul nu le poate controla includ:

- cadrul general de reglementare si cadrul legal in care Societatea opereaza, inclusiv politicile ANRE;
- tarifele de distributie si furnizare reglementate de ANRE;
- costul energiei electrice achizitionate;
- tendintele macroeconomice in economia Romaniei; si
- cererea de energie electrica.

Factorii cheie si directiile pe care conducerea societatii le poate controla cel putin partial, includ investitiile de capital ale Societatea si cheltuielile operationale.

Conducerea Societatii apreciaza ca performanta sa va fi influentata in mod special de viitoare schimbari ale tintelor de reglementare pentru calculul tarifului de distributie de energie electrica, inclusiv in particular, orice schimbari ale ratei permise de rentabilitate sau orice schimbari ale tintelor de eficienta, cum ar fi pierderile de retea, alte cheltuieli operationale, precum si orice schimbari ale planurilor de investitii de capital aprobate.

Cresterea economica anticipata a economiei romanesti pe termen mediu si lung poate atrage dupa sine si cresterea consumului de energie electrica care la randul sau ar putea avea un efect benefic asupra activitatii Societatii. O stagnare, reducere sau incetinere a ritmului de crestere economica poate avea efectul advers.

O parte importanta a strategiei de afaceri a Societatii este reprezentata de implementarea unui plan de investitii. Operatiunile din aria de distributie necesita investitii semnificative de capital, si orice intarzieri semnificative in implementarea planurilor de investitii asumate pot produce efecte materiale asupra operatiunilor si profitabilitatii Societatii. Investitiile de capital vor avea impactul pozitiv anticipat asupra rezultatelor operationale in masura in care sunt recunoscute in BAR de catre ANRE si tinand cont de rata de rentabilitate aprobata de catre autoritatea de reglementare.

Bugetul SDMN pentru anul 2018 a fost elaborat pe baza ipotezelor de piata definite la sfarsitul anului 2017 si respectiv luna ianuarie 2018, precum si a ipotezelor de reglementare aplicabile in segmentul de distributie si a cadrului legislativ (inclusiv fiscal) aplicabile curent.