

GUVERNUL ROMÂNIEI

HOTĂRÂRE

pentru aprobarea măsurilor privind nivelul de siguranță și securitate în funcționare a Sistemului Electroenergetic Național, precum și măsurile în legătură cu realizarea stocurilor de siguranță ale Sistemului Electroenergetic Național în ceea ce privește combustibilii și volumul de apă din lacurile de acumulare pentru perioada 1 noiembrie 2021 – 31 martie 2022

În temeiul art. 108 din Constituția României, republicată, și al art.6 lit.o) din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare,

Guvernul României adoptă prezenta hotărâre.

Art.1 - (1) Se constituie Comandamentul energetic de iarnă, având, în principal, următoarele obiective:

- a) monitorizarea funcționării Sistemului Electroenergetic Național și a Sistemului Național de Transport al Gazelor Naturale în perioada 1 noiembrie 2021 – 31 martie 2022;
- b) identificarea situațiilor de disfuncționalitate ce pot apărea în sectorul de energie și în cel de gaze naturale în perioada 1 noiembrie 2021 – 31 martie 2022 și stabilirea măsurilor operative, altele decât cele administrative, privind nivelul de siguranță și securitate în funcționarea Sistemului Electroenergetic Național și al Sistemului Național de Transport al Gazelor Naturale, precum și măsurile operative privind stocurile de combustibil;
- c) informarea Guvernului, ori de câte ori situația o va impune, asupra măsurilor de la lit. b), precum și a problemelor ce nu pot fi soluționate în cadrul Comandamentului energetic de iarnă.

(2) Măsurile aprobate prin prezenta hotărâre sunt în temeiul art. 6 lit. o) din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, sunt în competența autorităților și instituțiilor publice competente în domeniul energiei, nominalizate în cadrul Comandamentului energetic de iarnă.

Art.2 - Comandamentul energetic de iarnă se compune din reprezentanți ai instituțiilor și autorităților statului competente în domeniul energiei, precum și

ai operatorilor economici din sectorul energiei electrice și al gazelor naturale, potrivit anexei nr. 1.

(2) Instituțiile și autoritățile statului competente în domeniul energiei, precum și operatorii economici desemnează în cadrul Comandamentului energetic de iarnă un număr de maximum doi reprezentanți.

Art.3 - Componența nominală a Comandamentului energetic de iarnă se stabilește prin ordin al ministrului energiei în termen de 15 zile de la data intrării în vigoare a prezentei hotărâri.

Art.4 - Se aprobă Analiza estimativă și măsurile privind funcționarea Sistemului Electroenergetic Național în perioada 1 noiembrie 2021 – 31 martie 2022, potrivit anexei nr. 2.

Art. 5 – Anexa nr. 2 care conține informații sensibile din punct de vedere comercial puse la dispoziție de operatorii economici din sectorul energetic nu se publică în Monitorul Oficial al României și se comunică doar instituțiilor/autorităților publice și operatorilor economici interesați.

Art. 6 - Anexele nr.1 și nr. 2 fac parte integrantă din prezenta hotărâre.

PRIM-MINISTRU

Florin Vasile CÎȚU

Anexa nr. 1
Hotărâre a Guvernului pentru aprobarea măsurilor
privind nivelul de siguranță și securitate în funcționare a
Sistemului Electroenergetic Național, precum și măsurile
în legătură cu realizarea stocurilor de siguranță ale
Sistemului Electroenergetic Național în ceea ce privește
combustibilii și volumul de apă din lacurile de acumulare
pentru perioada 1 noiembrie 2021 – 31 martie 2022

Componenta Comandamentului energetic de iarnă

Ministerul Energiei
Ministerul Lucrărilor Publice, Dezvoltării și Administrației
Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei
Ministerul Mediului, Apelor și Pădurilor
Administrația Națională Apele Române
Operatorii de Transport și Sistem:
Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica S.A.
Societatea Națională de Transport Gaze Naturale Transgaz S.A. Mediaș
Operatori economici din sectorul energie și gaze naturale:
Societatea de Producere a Energiei Electrice în Hidrocentrale Hidroelectrica
S.A.
Societatea Națională Nuclearelectrica S.A.
Societatea Complexul Energetic Oltenia S.A.
Societatea Complexul Energetic Hunedoara S.A.
Societatea Electrocentrale București S.A.
Societatea Națională de Gaze Naturale Romgaz S.A.
Societatea OMV Petrom S.A.
Societatea Distribuție Energie Electrică România S.A.
Societatea E-Distribuție Muntenia S.A.
Societatea Distribuție Oltenia S.A.
Societatea DelgazGrid S.A.
Societatea E-ON Gaz România
Societatea E-ON Gaz Furnizare S.A.
Societatea Engie S.A.
Societatea Operatorul Pieței de Energie Electrică și de Gaze Naturale Opcom
S.A.

Hotărâre a Guvernului pentru aprobarea măsurilor privind nivelul de siguranță și securitate în funcționare a Sistemului electroenergetic național, precum și măsurile în legătură cu realizarea stocurilor de siguranță ale Sistemului electroenergetic național în ceea ce privește combustibilii și volumul de apă din lacurile de acumulare pentru perioada 1 noiembrie 2021 – 31 martie 2022

**Analiza estimativă și măsuri
privind funcționarea în bune condiții a Sistemului electroenergetic național
în perioada 1 noiembrie 2021 – 31 martie 2022**

Prezentul document are ca obiective principale evaluarea consumului intern de energie electrică și termică în cogenerare al țării în perioada 1 noiembrie 2021 – 31 martie 2022, pentru satisfacerea acestuia în condiții de calitate și siguranță în alimentare și funcționare sigură și stabilă a Sistemului Electroenergetic Național (SEN), stabilirea resurselor energetice necesare, precum și evaluarea resurselor financiare aferente.

La elaborarea acestui document au fost avute în vedere prevederile Regulamentului Parlamentului European și a Consiliului (UE) 2019/943 privind piața internă de energie electrică, direct aplicabile, conform cărora:

Articolul 3 - Principiile de funcționare a piețelor de energie electrică

(...)

(n) normele pieței permit intrarea și ieșirea întreprinderilor producătoare de energie electrică și a întreprinderilor de stocare a energiei și a întreprinderilor furnizoare de energie electrică pe baza evaluării efectuate de întreprinderile respective cu privire la viabilitatea economică și financiară a operațiunilor lor.

și ale Directivei 2019/944 privind normele comune pentru piața internă de energie electrică și de modificare a Directivei 2012/27/UE, conform cărora:

(...)

Articolul 3 - O piață de energie electrică competitivă, axată pe consumator, flexibilă și nediscriminatorie

(3) Statele membre se asigură că nu există obstacole nejustificate în cadrul pieței interne de energie electrică în ceea ce privește intrarea pe piață, funcționarea pieței și ieșirea de pe piață, fără a aduce atingere competențelor rezervate statelor membre în relațiile cu țări terțe.

Ministerul Energiei are în vedere transpunerea prevederilor Directivei 2019/944 în sensul că participarea la oricare piață de energie electrică este voluntară pentru participanții la piață.

A. Estimarea balanței producție - consum de energie electrică și termică în cogenerare pentru perioada 1 noiembrie 2020 - 31 martie 2021

A1. Consumul brut de energie

În perioada noiembrie 2020 - martie 2021, temperaturile medii înregistrate au fost mai mari decât mediile lunare multianuale, în tot intervalul, cu excepția lunii martie 2021 în care temperatura

medie lunară a fost mai scăzută decât media multianuală. Cea mai mare abatere față de temperatura medie multianuală s-a înregistrat în luna decembrie (mai cald cu 3,7°C) – tabel 1.

Tabelul nr. 1 - Valorile medii lunare ale temperaturilor înregistrate în ultimii 5 ani în lunile de iarnă și norma climatologică standard [°C]

Norma	Luna	2016	2017	2018	2019	2020
3,8	Noiembrie	3,5	5	4,7	8,7	4,2
-0,8	Decembrie	-2	1,5	-0,8	2,3	2,9
-2,1	Ianuarie	-2,3	-6	0	-2,1	-0,1
-1	Februarie	4,7	0,5	-0,	1,5	1,4
3,5	Martie	3,5	6,9	2,4	6,4	2,6

Ținând cont de aceste evoluții climatice, prezentăm, în continuare, evoluția consumului brut de energie electrică din ultimii ani, precum și informații privind valorile de consum înregistrate în ultima perioadă de iarnă 2020-2021.

Tabelul nr. 2 - Valorile consumului intern brut de energie electrică realizate în ultimii 7 ani în lunile de iarnă [GWh]

Luna/Anul	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Ianuarie	5551	5630	5896	5671	5819	5593	5625
Februarie	4979	4971	5177	5313	5178	5141	5189
Martie	5176	5135	5204	5769	5266	5093	5551
Noiembrie	5019	5258	5277	5340	5091	5237	5350 ^P
Decembrie	5242	5638	5502	5733	5391	5528	5750 ^P

^P – valoare prognozată

Tabelul nr. 3 - Valorile consumului, producției la vârf și temperaturile realizate în perioada 1 noiembrie 2020 – 31 martie 2021

Luna		Noiembrie 2020	Decembrie 2020	Ianuarie 2021	Februarie 2021	Martie 2021
Consumul intern brut de energie electrică	[GWh]	5.237	5.528	5.625	5.189	5.551
Vârful maxim valoare medie orară	[MW]	8.922	9.319	9.618	9.332	9.166
Temperatura medie lunară realizată	[°C]	4,2	2,9	-0,1	1,4	2,6
Temperatura medie lunară norma climatologică	[°C]	3,8	-0,8	-2,1	-1	3,5
Abaterea față norma climatologică standard	[°C]	0,4	3,7	2,0	2,4	-0,9
Vârful maxim de producție	[MW]	7.465	9.041	8.036	8.207	9.337

Pentru estimarea consumului brut de energie electrică al țării aferent perioadei 1 noiembrie 2021 – 31 martie 2022, ținând cont de că există, în continuare, un nivel ridicat de incertitudine privind evoluția pandemiei de coronavirus și efectele acesteia asupra procesului economic în țara noastră, precum și privind prognozele meteorologice cu orizont mediu și mare de timp, Dispecerul Energetic Național (denumit în continuare DEN) a prognozat un scenariu care ia în considerare o corecție pe baza influenței temperaturilor medii lunare.

În aceste condiții, pentru perioada 1 noiembrie 2021 – 31 martie 2022, DEN a luat în considerare un scenariu acoperitor, cu temperaturi în jurul mediilor lunare multianuale, estimând o creștere a consumului ca urmare a revenirii economiei după contracția determinată de pandemia de coronavirus și având în vedere și posibile efecte ce pot să apară ca urmare a problemelor din rețeaua de termoficare a municipiului București. Prin urmare, s-a considerat o creștere a mediei consumului intern brut de energie electrică cu cca. 2,3 % față de valorile înregistrate în perioada similară anului anterior, rezultând valorile din tabelul nr.4:

Pentru aceeași perioadă, respectiv noiembrie 2021 – martie 2022, Comisia Națională de Strategie și Prognoză (CNSP) a prognozat un consum mediu cu 2,4% mai mic decât valorile înregistrate în perioada similară a anului precedent.

Având în vedere evoluția consumului de energie electrică de la începutul pandemiei de coronavirus și până în prezent, la elaborarea balanței producție – consum de energie electrică, Ministerul Energiei a luat în considerare un nivel al consumului de energie electrică prognozat de DEN care vizează o creștere a mediei de consum a energiei electrice pentru perioada 1 noiembrie 2021 – 31 martie 2022 cu 2,3% față de cel realizat în perioada de iarnă 2020 – 2021 (tabelul 4).

Tabelul nr. 4 - Consumul intern de energie electrică – valori estimate - medii lunare

<i>Luna</i>	<i>Noiembrie 2021</i>	<i>Decembrie 2021</i>	<i>Ianuarie 2022</i>	<i>Februarie 2022</i>	<i>Martie 2022</i>
<i>Prognoză DEN [GWh]</i>	<i>5.350</i>	<i>5.750</i>	<i>5.850</i>	<i>5.300</i>	<i>5.500</i>
<i>Prognoză CNSP [GWh]</i>	<i>5.275</i>	<i>5.605</i>	<i>5.805</i>	<i>5.445</i>	<i>5.660</i>
<i>Realizat [GWh] Nov. 2020 – Mart. 2021</i>	<i>5.237</i>	<i>5.528</i>	<i>5.625</i>	<i>5.189</i>	<i>5.551</i>

A2. Producția de energie electrică și termică în cogenerare

În cadrul balanței de energii estimată pentru perioada 1 noiembrie 2021 – 31 martie 2022 au fost incluși producătorii de energie electrică și producătorii de energie electrică și termică în cogenerare cu unități dispecerizabile, precum și o parte dintre producătorii de energie electrică și termică în cogenerare aferenți unităților administrativ teritoriale.

Producțiile estimate și comunicate de producătorii clasici de energie electrică și de energie electrică și termică în cogenerare s-au bazat pe bugetele de venituri și cheltuieli aprobate, respectiv pe contractele de vânzare a energiei electrice aflate în derulare sau care se estimează a fi încheiate.

Pentru producțiile aferente centralelor electrice din surse regenerabile s-au estimat valori similare cu cele din sezonul anterior în centralele eoliene, fotovoltaice și în cele care funcționează pe biomasă și mai mici în centralele hidroelectrice, ținând cont de hidraulicitatea ridicată din anul anterior, dar și de consumul mai mic din sezonul de vară 2021.

A3. Soldul de schimb de energie electrică

Pornind de la evoluția schimburilor transfrontaliere din ultimul an, în ceea ce privește soldul import - export pentru perioada 1 noiembrie 2021 - 31 martie 2022, Dispecerul Energetic Național a estimat un sold fără valori de export de energie electrică pentru fiecare lună. În aceste condiții, valorile-lunare ale soldului de import sunt estimate între 100 GWh și 430 GWh, cu un total de cca. 790 GWh aferent întregii perioade 1 noiembrie 2021 - 31 martie 2022.

Comisia Națională de Strategie și Prognoză a estimat, de asemenea, un sold de import pentru întreaga perioadă (tabel 5 – comparații prognoze import DEN și CNSP).

Tabelul nr. 5 - Valorile soldului de schimb Export – Import („+” import; „-” export)

<i>Sold Export-Import</i>	<i>[GWh]</i>	<i>Noiembrie 2021</i>	<i>Decembrie 2021</i>	<i>Ianuarie 2022</i>	<i>Februarie 2022</i>	<i>Martie 2022</i>	<i>Cumulat</i>
<i>Estimare</i>	<i>DEN</i>	<i>430</i>	<i>150</i>	<i>100</i>	<i>100</i>	<i>120</i>	<i>790</i>
	<i>CNSP</i>	<i>215</i>	<i>210</i>	<i>20</i>	<i>55</i>	<i>25</i>	<i>525</i>

Deși soldul de schimb, ca valori medii lunare, indică un import pe toată perioada de iarnă, există posibilitatea ca importul de energie electrică să nu fie necesar pentru acoperirea consumurilor de energie electrică pe toate intervalele de tranzacționare. Acest lucru nu înseamnă însă neapărat că importurile vor fi mai reduse, acestea putând să se realizeze la nivelul prognozat sau chiar mai mare, fie în condițiile unui preț mai mic din exterior față de prețul energiei produse în țară, fie în cazul unei lipse crescute de oferte la nivel național.

A4. Balanța producție internă - consumul intern - soldul de schimb de energie electrică

Tabelul nr. 6 - Balanța producție – consum de energie electrică

Producția și consumul brut de energie electrică		Producția și consumul brut de energie electrică							Cumulat
		Proгноza valorilor medii lunare pentru perioada 1 Noiembrie 2021 – 31 Martie 2022							
UM		Noiembrie 2021	Decembrie 2021	Ianuarie 2022	Februarie 2022	Martie 2022			
TOTAL PRODUCȚIE	mii MWh	4.668,971	4.951,126	5.119,582	4.734,633	5.001,006		24.475,318	
S.E.N. PROGNOZATĂ	MW	6.484,682	6.654,739	6.881,158	7.045,585	6.721,783		6.753,675	
CĂRBUNE	mii MWh	867,305	884,040	891,481	780,886	832,448		4.256,160	
	MW	1.204,590	1.188,226	1.198,227	1.162,033	1.118,882		1.174,437	
HIDROCARBURI	mii MWh	1.054,946	1.172,701	1.263,176	1.103,871	785,766		5.380,461	
	MW	1.465,203	1.576,211	1.697,817	1.642,666	1.056,138		1.484,675	
NUCLEAR	mii MWh	1.008,720	980,385	1.046,925	944,875	1.044,792		5.025,697	
	MW	1.401,000	1.317,722	1.407,157	1.406,065	1.404,290		1.386,782	
SURSE REGENERABILE	mii MWh	1.738,000	1.914,000	1.918,000	1.905,000	2.338,000		9.813,000	
<i>din care</i>	MW	2.413,889	2.572,581	2.577,957	2.834,821	3.142,473		2.707,781	
<i>în centrale hidroelectrice*</i>	mii MWh	1.078,000	1.179,000	1.113,000	1.120,000	1.438,000		5.928,000	

	<i>MW</i>	1.497,222	1.584,677	1.495,968	1.666,667	1.932,796	1.635,762
<i>Total eoliene, fotovoltaice, biomasă, respectiv</i>	<i>mii MWh</i>	660,000	735,000	805,000	785,000	900,000	3.885,000
	<i>MW</i>	916,6667	987,9032	1081,989	1168,155	1209,677	1072,02
<i>în centrale eoliene</i>	<i>mii MWh</i>	550,000	650,000	700,000	650,000	700,000	3.250,000
	<i>MW</i>	763,889	873,656	940,860	967,262	940,860	896,799
<i>în centrale fotovoltaice</i>	<i>mii MWh</i>	65,000	35,000	55,000	90,000	150,000	395,000
	<i>MW</i>	90,278	47,043	73,925	133,929	201,613	108,996
<i>în centrale pe biomasă</i>	<i>mii MWh</i>	45,000	50,000	50,000	45,000	50,000	240,000
	<i>MW</i>	62,500	67,204	67,204	66,964	67,204	66,225
CONSUM BRUT ȚARĂ**	<i>mii MWh</i>	5.350,000	5.750,000	5.850,000	5.300,000	5.500,000	27.750,000
	<i>MW</i>	7.430,556	7.728,495	7.862,903	7.886,905	7.392,473	7.657,285
ACOPERIRE CONSUM BRUT ȚARĂ din producția internă	<i>mii MWh</i>	-681,029	-798,874	-730,418	-565,367	-498,994	-3.274,682
	<i>MW</i>	-945,873	-1.073,755	-981,745	-841,320	-670,690	-903,610

* valorile includ și producția aferentă autoproducătorilor, precum și a centralelor de la Porțile de Fier I și II. În funcție de evoluția situației hidrologice, valorile pot suferi modificări
** prognoză DEN

Analizând valorile estimative medii lunare și având în vedere evoluția producției interne de energie electrică din ierurile anterioare, se constată că închiderea balanței producție – consum va fi direct influențată de producțiile din surse regenerabile și că, în condiții meteorologice deosebite, pot exista perioade de neacoperire a vârfurilor de consum de energie electrică din producția internă.

A5. Balanța producție – consum la vârful de sarcină

Pentru vârfurile de sarcină previzionate pentru iarna 2021-2022, DEN a luat în considerare două scenarii privind adecvanța SEN, respectiv acoperirea consumului intern de energie electrică la vârful de sarcină, într-un scenariu moderat și unul pesimist, conform tabelului nr. 7.

În evaluarea scenariilor s-au luat în considerare următoarele ipoteze:

- a) condiții meteorologice deosebite, caracterizate de 7 ÷ 10 zile geroase, cu temperaturi negative cuprinse între -15°C ÷ -20°C , care conduc la lipsa producției în centralele electrice eoliene (în scenariul pesimist), respectiv la o producție scăzută, de 500 MW (în scenariul moderat);
- b) consumul mediu orar maxim prognozat de 10.000 MW (în scenariul pesimist) și de 9.500 MW (în scenariul moderat), considerat la vârful de consum de seară, când producția în centralele electrice fotovoltaice este nulă;
- c) soldul schimburilor externe ale SEN, având în vedere contextul actual, s-a considerat în analiza de acoperire a sarcinii fără valori de export de energie electrică. Soldul SEN devine predominant de import, mai ales în condițiile și ipotezele acoperitoare din punct de vedere al riscului, luate în calcul. Astfel, pentru ambele scenarii s-a evaluat un sold comercial egal cu zero. Din punct de vedere al Rețelei Electrice de Transport, capacitatea maximă de transfer în interconexiune, pentru sezonul rece se va situa în jurul valorilor medii de 3.500 MW la export, respectiv de 3.500 MW la import.

A fost analizată, de către DEN, fiecare centrală electrică clasică pentru a i se determina structura de producție și capabilitatea de a participa la acoperirea consumului, la asigurarea rezervelor tehnologice de sistem (rezerva terțiară rapidă și banda de reglaj secundar). Au fost luate în considerare doar grupurile disponibile din punct de vedere tehnic, nu și grupurile care sunt indisponibile de lungă durată, din motive tehnice, comerciale și de mediu.

În ceea ce privește grupurile energetice funcționând pe gaze naturale, față de anii precedenți, nu s-a mai considerat ipoteza lipsei gazelor naturale în condițiile meteorologice specifice scenariilor evaluate, având în vedere nivelul de funcționalitate atins de piața gazelor naturale, dezvoltarea sistemului de înmagazinare și experiența iernii trecute.

Tabelul nr. 7 - Balanța prognozată producție – consum de energie electrică pentru vârful de sarcină

Scenariul moderat

Total,	[MW]	Producție	Rezervă
din care		9.320	920
	cărbune	2.060	420
	hidrocarburi	1.960	0
	hidro	3.400	500
	nu lear	1.400	0
	eoliene	500	0
	fotovoltaice	0	0
Consum intern		9.500	-
Sold export (-) import (+)		0	-
Diferența care se acoperă din rezervă		180	

Scenariul pesimist

Total,	[MW]	Producție	Rezervă
din care		8.170	820
	cărbune	2.310	120
	hidrocarburi	1.960	0
	hidro	2.500	700
	nuclear	1.400	0
	eoliene	0	0
	fotovoltaice	0	0
Consum intern		10.000	-
Sold export (-) import (+)		0	-
Diferența care se acoperă din rezervă		1.830	

Se constată faptul că în scenariul moderat curba de sarcină se poate acoperi din producția internă utilizând din rezerva de sistem aproximativ 180 MW. Prin urmare, în scenariul moderat, pe lângă acoperirea curbei de consum rămâne o rezervă în sistem de aproximativ 700 MW, sub valoarea necesară de 1.000 MW.

În scenariul pesimist, acoperirea curbei de consum nu se poate realiza din producția internă întrucât, la vârful de seară, se înregistrează un deficit de aproximativ 1.830 MW, 820 MW putând fi acoperiți prin mobilizarea integrală a rezervelor din sistem, diferența neacoperită fiind de aproximativ 1.010 MW, în condițiile în care sistemul funcționează fără rezerve – stare de alertă.

În cazul în care, în oricare dintre scenarii, exista totuși și export de energie electrică (preturi interne mai mici pe piața cuplata față de cele externe, cerere crescută la extern cu preturi mai bune decât cele ce se pot obține în intern etc), riscul de neacoperire a cererii la varf (și nu numai) crește.

A6. Producția de energie termică a principalilor furnizori de caldură, producători de energie termică în cogenerare

În cazul energiei termice, estimările primite din partea centralelor care furnizează agent termic pentru populație, producători de energie electrică în cogenerare, acoperă un consum mediu de energie termică de 6,63 mil Gcal.

Tabelul nr. 8 - Prognoza producției de energie termică pentru a fi livrată în principalele centrale termoelectrice și termice

<i>Producția de energie termică</i>	<i>1 Noiembrie 2021 – 31 Martie 2022</i>				
	<i>Noiembrie 2021</i>	<i>Decembrie 2021</i>	<i>Ianuarie 2022</i>	<i>Februarie 2022</i>	<i>Martie 2022</i>
<i>[mii Gcal]</i>	<i>1.102,045</i>	<i>1.448,224</i>	<i>1.540,422</i>	<i>1.300,931</i>	<i>1.238,685</i>

A7. Estimarea balanței stocurilor de combustibili și volumele de apă din principalele acumulări energetice pentru perioada 1 noiembrie 2021 – 31 martie 2022

A7.1. Combustibili

Având în vedere stocurile necesar a fi constituite de producători, precum și cantitățile de energie electrică și energie termică în cogenerare prognozate a fi produse în intervalul 1 noiembrie 2021 – 31 martie 2022, de 24,5 TWh și, respectiv, 6,63 mil. Gcal, achiziția, consumul și stocurile de combustibili la finele lunilor de analiză sunt estimate după cum urmează în tabelul următor:

Tabelul nr. 9 - Estimarea privind achiziția și consumul de combustibili în principalele centrale termoelectrice

Achiziția și consumul de combustibili *	U.M.	Noiembrie 2021	Decembrie 2021	Ianuarie 2022	Februarie 2022	Martie 2022	Cumulat
Achiziții de combustibili							
Cărbune (inclusiv din import)	mii tone	1.483,125	1.358,625	1.297,125	1.223,125	1.335,125	6.697,125
Gaze	mil.mc	235,627	266,191	292,888	255,309	366,600	1.416,615
Păcură	mii tone	1,100	0,700	0,000	1,500	0,000	1,950
Biomasă	mii tcc	8,600	8,600	8,600	8,600	8,600	43,000
Consum de combustibili							
Cărbune	mii tone	1.433,361	1.481,093	1.529,501	1.352,327	1.418,501	7.214,783
Gaze	mil.mc	228,890	258,094	284,025	248,496	357,588	1.377,093
Păcură	mii tone	0,262	3,824	3,112	0,762	0,257	8,218
Biomasă	mii tcc	8,700	9,500	9,500	7,400	7,900	43,000

* nu sunt cuprinse datele aferente centralelor termoelectrice aferente autoproducătorilor

A7.2. Volumul de apă din principalele lacuri de amenajare

În baza prognozei meteorologice elaborate de Administrația Națională de Meteorologie și a prognozei hidrologice realizate de Institutul Național de Hidrologie și Gospodărire a Apelor, Administrația Națională „Apele Române” (ANAR), în calitate de administrator al apelor din domeniul public al statului, a elaborat *Prognoza valorilor minimale ale stocurilor de apă din principalele lacuri de acumulare pentru perioada 1 noiembrie 2021 – 31 martie 2022*. Analizând estimările ANAR și ținând cont de faptul că prognozele elaborate pe o perioadă lungă de timp sunt caracterizate printr-un grad redus de realizare, rezervele de apă din principalele lacuri de amenajare au fost estimate luând în considerare asigurarea în mod continuu a cerințelor de

apă pentru populație și a altor cerințe sociale – economice esențiale, precum și necesarul resursei hidro în balanța producției – consum de energie electrică. În tabelul următor sunt prezentate volumele minime de apă, corespunzătoare sfârșitului de lună, în principalele acumulări energetice.

Tabelul nr. 10 - Rezervele de apă corespunzătoare sfârșitului de lună

Perioada	V _{NNR} mil. mc	Noiembrie 2021		Decembrie 2021		Ianuarie 2022		Februarie 2022		Martie 2022	
		V _{brut} mil. mc	c.u. %	V _{brut} mil. mc	c.u. %	V _{brut} mil. mc	c.u. %	V _{brut} mil. mc	c.u. %	V _{brut} mil. mc	c.u. %
<i>Acumulări energetice</i>											
<i>Bazin hidrografic (B.H.)</i>											
<i>Vidraru (B.H. Arges)</i>	462,2	324	70	315	68	294	64	267	58	245	53
<i>Izvorul Muntelui (B.H. Bistrița)</i>	1.122,0	496	44	348	31	291	26	229	20	227	20
<i>Vidra (B.H. Lotru)</i>	340,3	191	56	190	56	183	54	150	44	90	26
<i>Fântânele (B.H. Someș)</i>	195,45	129	66	103	53	102	52	92	47	80	41
<i>Drăgan (B.H. Crișul Repede)</i>	112,0	68	61	54	48	54	48	52	46	46	41
<i>Oașa (B.H. Sebeș)</i>	123,14	74	60	55	45	53	43	52	42	48	39
<i>Valea lui Iovan (B.H. Cerna)</i>	122,12	81	67	70	58	66	54	57	47	47	40
<i>Gura Apelor (B.H. Râul Mare)</i>	165,2	75	45	53	32	50	30	39	24	34	21
<i>Siriu (B.H. Buzău)</i>	68,29	41	60	40	59	39	57	33	48	30	44
<i>Poiana Mărului (B.H. Bistra Mărului)</i>	90,0	65	72	48	53	46	51	39	43	31	34
<i>Pecineagu (B.H. Dâmbovița)</i>	60,3	29	48	29	48	29	48	29	48	29	48
<i>Râușor (B.H. Târgului)</i>	52,34	36	69	33	63	33	63	32	61	30	57

V_{NNR} = volumul brut corespunzător nivelului normal de retenție

c.u. = coeficient de umplere corespunzător volumelor brute

A.8 Stocuri

Tabelul nr. 11 - Stocurile estimate a fi constituite până la 1 noiembrie 2021

Cărbune	mii tone	999,668*
Păcură	mii tone	10,440
Gaze naturale înmagazinate	mld.mc	2,2
Rezerva de energie echivalentă în principalele lacuri	mii MWh	1.670

*inclusiv cărbune din import

Tabelul nr. 12 - Estimarea evoluției stocurilor de combustibil la sfârșitul fiecărei luni

Stoc de combustibili [mii tone]	Noiembrie 2021	Decembrie 2021	Ianuarie 2022	Februarie 2022	Martie 2022
Cărbune	1.049,432	926,964	694,588	565,386	482,010
Păcură	11,278	8,154	5,042	4,430	4,173
Biomasă	6,900	6,000	5,100	6,300	7,000

Tabelul nr. 13 - Valorile minime ale energiei echivalente și gradul de umplere în marile lacuri de acumulare la sfârșitul fiecărei luni

Energie echivalentă [mii MWh]	Octombrie 2021	Noiembrie 2021	Decembrie 2021	Ianuarie 2022	Februarie 2022	Martie 2022
	1.670	1.561	1.272	1.165	954	736
coeficient de umplere* [%]	54,3	49,5	39,0	35,1	28,5	23,4

* corespunzător volumelor utile

Operatorul economic producător de energie electrică în hidrocentrale are obligația de a monitoriza permanent nivelul stocurilor de apă, astfel încât să asigure în lacurile de acumulare, la sfârșitul fiecărei luni, o rezervă de energie mai mare sau cel puțin egală cu cea din tabelul nr. 13.

Prin exploatarea centralelor hidroelectrice, operatorul economic producător de energie electrică în hidrocentrale va urmări ca valorile volumelor de apă din amenajările hidroenergetice să se încadreze în *Programele de exploatare a principalelor lacuri de acumulare* ce vor fi elaborate lunar de către ANAR și reactualizate în cazul producerii unor modificări majore ale regimului hidrologic, în scopul satisfacerii cu prioritate a cerințelor de apă pentru populație și a altor cerințe social – economice esențiale.

În cazul unui deficit hidrologic accentuat, la solicitarea Comandamentului energetic de iarnă se vor conveni măsurile necesare astfel încât să nu fie pusă în pericol funcționarea sigură și stabilă a Sistemului Electroenergetic Național, în urma unor analize cu toți factorii implicați.

B. Măsuri pentru derularea în bune condiții a activităților operatorilor economici pe perioada 1 noiembrie 2021 – 31 martie 2022

Balanța de energie electrică (producție – consum), producția de energie termică produsă în cogenerare, achizițiile și stocurile de combustibili, precum și volumele de apă din marile amenajări hidroenergetice reprezintă elemente ale unui scenariu orientativ care va putea suferi ajustări în funcție de cerințele de asigurare a securității în exploatare și stabilității în funcționare a Sistemului Electroenergetic Național, precum și în funcție de *Programele lunare de exploatare a principalelor lacuri de acumulare*, în concordanță cu situațiile care pot apărea, fără a mai fi necesară actualizarea prezentului act normativ.

Pentru a se asigura un nivel de certitudine suficient de ridicat în acoperirea curbei de sarcină a SEN, chiar și la apariția unor situații limită conform celor două scenarii evaluate de DEN, este necesară îndeplinirea unor măsuri și acțiuni de pregătire și monitorizare a funcționării SEN, după cum urmează:

- a) asigurarea resurselor primare la nivelul corespunzător funcționării tuturor instalațiilor disponibile din punct de vedere tehnic. Astfel:
 - a1) se impune realizarea stocurilor de cărbune suficiente la începutul perioadei de iarnă, în cazul centralelor funcționând pe cărbune; de asemenea, luarea măsurilor de pregătire necesare pentru asigurarea funcționării instalațiilor transportoare și a mijloacelor de transport (căi ferate) în condițiile prezumate în scenariile evaluate (temperaturi scăzute, căderi abundente de zăpadă), astfel încât să se asigure alimentarea continuă cu cărbune a centralelor cu funcționare pe cărbune;
 - a2) este necesară realizarea stocurilor de gaze naturale înmagazinate în depozite, astfel încât să se asigure funcționarea normală a centralelor electrice pe gaze, în condițiile prezumate în scenariile evaluate, chiar dacă acestea apar la sfârșitul perioadei de iarnă, respectiv în lunile februarie – martie 2022;
 - a3) este necesară gestionarea volumului lacurilor de acumulare în conformitate cu programele lunare propuse și aprobate de către ANAR, astfel încât să se asigure o rezervă stocată în lacuri suficientă producției de energie hidroelectrică în toate cele 5 luni ale perioadei de iarnă.
- b) asigurarea disponibilității tehnice a grupurilor luate în considerare la acoperirea consumului de energie electrică și intervenția entităților gestionare pentru remediere într-un interval de timp cât mai scurt; în acest sens, se impune finalizarea tuturor reviziilor tehnice programate și accidentale a acestora, până la intrarea în perioada de iarnă;
- c) derularea activităților de exploatare și de extracție a cărbunelui din exploatările miniere și în perioada sărbătorilor de iarnă pentru ca stocurile de cărbune din centrale și din cariere să nu se diminueze în această perioadă;
- d) evitarea apariției de disfuncționalități în Sistemul National de Transport Gaze Naturale, pentru ca problemele din acest sistem să nu impacteze Sistemul Electroenergetic Național;
- e) asigurarea funcționării instalațiilor de termoficare urbană în localitățile care beneficiază de sistem centralizat de încălzire pentru îmbunătățirea randamentului general, fapt care conduce la reducerea consumului de resurse primare, cât și la scăderea consumului de energie electrică la nivelul SEN;

- f) asigurarea cu prioritate a deszăpezirii căilor de acces feroviar și rutier (acces la mine, la sonde și la stații de gaze naturale, la depozite de gaze naturale, la stații electrice, la linii electrice aeriene, la centrale electrice regenerabile), pentru ca impactul asupra infrastructurilor energetice pe tot lanțul, producere – transport – distribuție – consum de energie electrică să fie minimizat.

În vederea funcționării și realizării producțiilor de energie electrică și energie termică produsă în cogenerare, prognozate în tabelele nr. 6 și nr. 8, fiecare producător de energie electrică va trebui să ia măsuri pentru asigurarea unui flux continuu privind alimentarea cu combustibili, în conformitate cu producțiile estimate și comunicate, bazate pe bugetele de venituri și cheltuieli aprobate, respectiv pe contractele de vânzare a energiei electrice aflate în derulare sau care se estimează a fi încheiate pe piața de energie electrică.

În situații excepționale prevăzute de lege, pentru buna desfășurare a activității și a îmbunătățirii fluxului de combustibili, operatorii economici pot accesa, potrivit legislației în vigoare, combustibilii de la rezervele de stat.

În contextul implementării prevederilor reglementărilor europene, respectiv a codurilor de rețea și a Regulamentului (UE) nr. 943/2019 privind piața internă de energie electrică, începând din data de 01.09.2020 se aplică noile principii și reguli privind funcționarea pieței de echilibrare și a piețelor aferente rezervelor de sistem (serviciilor tehnologice de sistem), în conformitate cu legislația secundară care transpune în practică prevederile regulamentelor europene (*Ordinul ANRE nr. 61/2020 pentru aprobarea Regulamentului de programare a unităților de producție dispecerizabile, a consumatorilor dispecerizabili și a instalațiilor de stocare dispecerizabile, a Regulamentului de funcționare și de decontare a pieței de echilibrare și a Regulamentului de calcul și de decontare a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea*). Aceste modificări – cu precădere cele prin care se elimină obligativitatea participării/ofertării pe piața de echilibrare și a utilizării obligatorii în oferta de echilibrare numai a rezervelor contractate pe piața serviciilor tehnologice de sistem cât și eliminarea limitelor de preț pentru ofertele pe piața de echilibrare – vor avea cu certitudine un impact asupra modului în care se asigură echilibrarea SEN și mai ales în care se asigură rezervele reale de echilibrare, impact care nu a putut fi evaluat din punct de vedere practic și care, în consecință, trebuie avut în vedere în evaluarea adecvanței pentru perioada de iarnă, în sensul asigurării unui nivel de disponibilitate acoperitor față de scenariile evaluate.

C. Măsuri suplimentare de siguranță și securitate în funcționare a Sistemului Electroenergetic Național

În cazul situațiilor speciale care pot apărea în rețelele electrice de transport și distribuție cu ocazia manifestării unor fenomene meteorologice deosebite sau în situațiile în care apar defecțiuni, accidente sau avarii în instalații, operatorul de transport și sistem, precum și operatorii de distribuție concesionari vor informa fără întârziere concedentul în legătură cu apariția sau iminența unor situații de natură să facă imposibilă alimentarea cu energie electrică în zonele afectate. De asemenea, aceste informații vor fi transmise concomitent și Comandamentului pentru Situații de Urgență din cadrul Ministerului Afacerilor Interne.

În cazul în care volumele de gaze naturale necesare pentru acoperirea consumului producătorilor de energie electrică și termică sunt afectate de incidente care intră în sfera situațiilor de criză la nivel de urgență pe piața gazelor naturale, în conformitate cu prevederile legale în vigoare, se pot lua unele măsuri, pe perioadă limitată, pentru a menține siguranța și securitatea în funcționare atât a Sistemului Electroenergetic Național, cât și a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale. Astfel, pentru menținerea parametrilor tehnici de funcționare a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale și asigurarea necesarului de consum casnic, pot fi dispuse limitări privind consumul de gaze naturale ale centralelor termoelectrice și ale centralelor electrice de termoficare cu

funcționare pe gaze naturale, potrivit reglementărilor legale în vigoare. Producătorii de energie afectați de această măsură, și care au posibilitatea, vor funcționa cu combustibil alternativ, respectiv cu păcură și/sau gaz furnal, având obligația de a constitui/contracta stocurile necesare suplimentare induse de această funcționare.

D. Finanțarea programului de iarnă Achiziție combustibili

Tabelul nr. 14 - Necesarul total de finanțare a programului de iarnă aferent perioadei 1 noiembrie 2021 – 31 martie 2022, pentru achiziția de combustibili

<i>Operatori economici</i>	<i>Surse proprii, credite interne, subvenții</i>
<i>Producători de energie electrică și termică în cogenerare</i>	<i>2.71 mld.lei</i>