

HOTĂRĂRI ALE GUVERNULUI ROMÂNIEI

GUVERNUL ROMÂNIEI

HOTĂRÂRE

pentru aprobarea măsurilor privind nivelul de siguranță și securitate în funcționare a Sistemului electroenergetic național, precum și a măsurilor în legătură cu realizarea stocurilor de siguranță ale acestui sistem în ceea ce privește combustibilii și volumul de apă din lacurile de acumulare pentru perioada 1 noiembrie 2024—31 martie 2025

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 2024—31 martie 2025;

b) identificarea situațiilor de disfuncționalitate ce pot apărea în sectorul de energie și în cel de gaze naturale în perioada 1 noiembrie 2024—31 martie 2025 și stabilirea măsurilor operative, altele decât cele administrative, privind nivelul de siguranță și securitate în funcționarea Sistemului electroenergetic național și a Sistemului național de transport al gazelor naturale, precum și măsurile operative privind stocurile de combustibil;

c) informarea Guvernului, ori de câte ori situația o impune, asupra măsurilor prevăzute 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 de competența autorităților și instituțiilor publice cu atribuții în domeniul energiei, prevăzute în cadrul Comandamentului energetic de iarnă.

Art. 2. — (1) Comandamentul energetic de iarnă se constituie din reprezentanți ai instituțiilor și autorităților statului competente în domeniul energiei, precum și ai operatorilor economici din sectorul energiei electrice și al gazelor naturale, în componența prevăzută în anexa nr. 1.

(2) Instituțiile și autoritățile statului competente în domeniul energiei, precum și operatorii economici prevăzuți la alin. (1) desemnează în cadrul Comandamentului energetic de iarnă un număr de maximum 2 reprezentanți fiecare.

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 în bune condiții a Sistemului electroenergetic național în perioada 1 noiembrie 2024—31 martie 2025, cuprinsă în anexa nr. 2.

Art. 5. — Anexele nr. 1 și 2 fac parte integrantă din prezenta hotărâre.

PRIM-MINISTRU
ION-MARCEL CIOLACU

Contrasemnează:

Ministrul energiei,

Sebastian-Ioan Burduja

Secretarul general al Guvernului,

Mircea Abrudean

p. Ministrul dezvoltării, lucrărilor publice și administrației,

Marin Țole,

secretar de stat

p. Ministrul mediului, apelor și pădurilor,

Ionuț Sorin Banciu,

secretar de stat

București, 2 octombrie 2024.

Nr. 1.222.

ANEXA Nr. 1

COMPONENȚA Comandamentului energetic de iarnă

- Ministerul Energiei
- Ministerul Dezvoltării, Lucrărilor Publice și Administrației
- Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei — membru observator
- 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
- 6. Operatorii economici din sectorul energie și gaze naturale:
 - Societatea de Producere a Energiei Electrice în Hidrocentrale Hidroelectrica — S.A.
 - Societatea Națională Nuclearelectrică — S.A.
 - Societatea Complexul Energetic Oltenia — S.A.
 - Societatea Electrocentrale Craiova — S.A.
 - Societatea Complexul Energetic Valea Jiului — 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 Rețele Electrice Muntenia — S.A.
 — Societatea Distribuție Oltenia — S.A.
 — Societatea Delgaz Grid — S.A.

— Filiala de Înmagazinare Gaze Naturale DEPOGAZ Ploiești — S.R.L.
 — Societatea E.ON România
 — Societatea Engie Romania — S.A.
 — Societatea Distrigaz Sud Rețele — S.R.L.
 7. Societatea Operatorul Pieței de Energie Electrică și de Gaze Naturale OPCOM — S.A.

ANEXA Nr. 2

ANALIZA ESTIMATIVĂ ȘI MĂSURILE
privind funcționarea în bune condiții a Sistemului electroenergetic național
în perioada 1 noiembrie 2024—31 martie 2025

Prezentul document are ca obiective principale evaluarea consumului intern de energie electrică și termică în cogenerare al țării în perioada 1 noiembrie 2024—31 martie 2025, pentru satisfacerea acestuia în condiții de calitate și siguranță în alimentare și funcționare sigură și stabilă a Sistemului electroenergetic național, stabilirea resurselor energetice necesare, precum și evaluarea resurselor financiare aferente.

La elaborarea acestui document au fost avute în vedere prevederile art. 3 din Regulamentul (UE) 2019/943 al Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019 privind piața internă de energie electrică.

Evidențiem principiul statuat la lit. n) a art. 3 din regulamentul menționat, conform căruia:

„(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.*”

De asemenea, au fost avute în vedere prevederile art. 3 alin. (3) din Directiva (UE) 2019/944 a Parlamentului European și a Consiliului din 5 iunie 2019 privind normele comune pentru piața internă de energie electrică și de modificare a Directivei 2012/27/UE, conform căroră: „(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.”, precum și ale art. 23 alin. (12) din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, potrivit căroră: „(12) *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 2024—31 martie 2025

A1. Estimarea consumului brut de energie

Temperaturile medii lunare realizate în perioada noiembrie 2023—martie 2024 au fost mai ridicate decât mediile lunare multianuale în tot intervalul. Cea mai mare abatere față de temperatura medie multianuală s-a înregistrat în luna februarie (mai cald cu 6,2 °C), iar cea mai mică în luna noiembrie (mai cald cu 0,9 °C).

În tabelul nr. 1 evidențiem valorile medii lunare ale temperaturilor înregistrate în ultimii ani în lunile de iarnă prin raportare la norma climatologică standard.

Tabelul nr. 1 — Valorile medii lunare ale temperaturilor înregistrate în ultimii ani în lunile de iarnă și norma climatologică standard

[°C]

Norma	Luna	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
4,6	Noiembrie	5	4,7	8,7	4,2	5,7	4,6	5,5	—
-0,4	Decembrie	1,5	-0,8	2,3	2,9	1,1	0	2,5	—
-1,9	Ianuarie	-6	0	-2,1	-0,7	-0,1	-0,8	3,2	-0,2
-0,2	Februarie	0,5	-0,7	1,5	2,9	1,4	2,1	0,7	6,0
4,1	Martie	6,9	2,4	6,4	2,6	4,2	2,0	5,5	6,9

La nivelul anului 2024, datorită scăderii prețului la energia electrică în contextul unor temperaturi exterioare lunare mai mari decât în anul anterior (excepție luna ianuarie) și al creșterii producției nemăsurate aferente panourilor fotovoltaice ale prosumatorilor, consumul brut de energie electrică măsurat a înregistrat în prima jumătate a anului o creștere de cca 2% față de aceeași perioadă a anului precedent. Conform informațiilor Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei,

denumită în continuare ANRE, puterea instalată în panourile fotovoltaice ale prosumatorilor era de 1.780 MW la data de 31 mai 2024, dublul puterii instalate la data de 31 mai 2023. Pentru iarna 2024—2025 s-a estimat o putere instalată de cca 2.200 MW, iar pentru producția aferentă acestora s-a considerat un grad de încărcare similar cu al centralelor electrice fotovoltaice pentru care există aparate de măsură.

Evoluția consumului brut de energie electrică din ultimii ani, precum și informații privind valorile de consum înregistrate în perioada de iarnă 2023—2024 sunt prezentate în tabelele nr. 2 și 3 de mai jos:

Tabelul nr. 2 — Valorile consumului intern brut de energie electrică realizate în ultimii ani în lunile de iarnă

[GWh]

Luna/Anul	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Ianuarie	5551	5630	5896	5671	5819	5593	5625	5536	4893	5156
Februarie	4979	4971	5177	5313	5178	5141	5189	4858	4582	4605
Martie	5176	5135	5204	5769	5266	5093	5551	5243	4751	4791
Noiembrie	5019	5258	5277	5340	5091	5237	5142	4621	4650	—
Decembrie	5242	5638	5502	5733	5391	5528	5576	4880	4980	—

Tabelul nr. 3 — Valorile consumului, producției la vârf și temperaturile realizate în perioada 1 noiembrie 2023—31 martie 2024

Luna		Noiembrie 2023	Decembrie 2023	Ianuarie 2024	Februarie 2024	Martie 2024
Consumul intern brut de energie electrică Total 24.182 GWh	[GWh]	4650	4980	5156	4605	4791
Vârful maxim de consum	[MW]	8278	8656	8785	8378	8090
Temperatura medie lunară realizată	[°C]	5,5	2,5	-0,2	6,0	6,9
Temperatura medie lunară multianuală	[°C]	4,6	-0,4	-1,9	-0,2	4,1
Abaterea față de norma climatologică standard	[°C]	0,9	2,9	1,7	6,2	2,8
Vârful maxim de producție	[MW]	8637	8958	9194	9023	9336

Pentru estimarea consumului brut de energie electrică al țării aferent perioadei 1 noiembrie 2024—31 martie 2025, Dispecerul Energetic Național, denumit în continuare *DEN*, a considerat un scenariu mediu, cu temperaturi în jurul mediilor lunare multianuale, și un scenariu pesimist, cu temperaturi medii lunare mai scăzute cu până la 2 °C față de cele multianuale.

În scenariul mediu, pentru lunile din perioada noiembrie 2024—martie 2025, în ipoteza unor temperaturi similare celor multianuale, s-a aplicat o corecție pozitivă cu temperatura între 1,1% și 3,9%, luând ca referință perioada similară din iarna 2023—2024 în care temperatura medie a sezonului a fost cu cca 2,9 °C peste cea multianuală. De asemenea, anul 2025 nemaifiind bisect, luna februarie va avea 28 de zile. Din valorile obținute s-au scăzut cca 20—30 GWh, reprezentând producția estimată pentru prosumatorii noi în luna respectivă. În aceste condiții, consumul intern brut prognozat în scenariul mediu pentru

intervalul 1.11.2024—31.03.2025 este de 24.670 GWh, cu cca 2% mai mare decât valoarea de 24.182 GWh înregistrată în iarna anterioară.

În scenariul pesimist s-a făcut o analiză similară, considerând pentru fiecare lună temperaturi medii mai scăzute cu cca 2 °C decât cele multianuale, ceea ce determină un consum lunar cu până la 230 GWh mai mare decât în scenariul mediu. Consumul intern brut prognozat în acest scenariu pentru intervalul 1.11.2024—31.03.2025 este de 25.650 GWh, cu cca 6% mai mare decât valoarea de 24.182 GWh înregistrată în sezonul de iarnă precedent.

Pentru aceeași perioadă, respectiv noiembrie 2024—martie 2025, Comisia Națională de Strategie și Prognoză, denumită în continuare *CNSP*, a prognozat un consum mediu de 23.937 GWh, având în vedere prognoza de creștere economică de 3,4% pentru anul 2024 și de 4,0% pentru anul 2025.

Ținând cont de aceste ipoteze, prognozele de consum sunt prezentate în tabelul nr. 4 de mai jos:

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

[GWh]

Luna	Noiembrie 2024	Decembrie 2023	Ianuarie 2024	Februarie 2025	Martie 2025
Prognoză DEN Scenariu mediu	4670	5120	5220	4740	4920
Prognoză DEN Scenariu pesimist	4830	5320	5400	4970	5130
Prognoză CNSP	4521	4904	5135	4624	4753
Realizat noiembrie 2023—martie 2024	4650	4980	5156	4605	4791

Având în vedere evoluția consumului de energie electrică din ultimele perioade de iarnă, dar și faptul că estimările meteorologice de lungă durată au un grad ridicat de incertitudine, balanța producție—consum va conține ambele scenarii analizate de DEN, respectiv scenariul mediu, în care consumul intern brut prognozat pentru intervalul 1.11.2024—31.03.2025 este de 24.670 GWh, cu cca 2% mai mare decât valoarea de 24.182 GWh înregistrată în iarna anterioară, precum și scenariul pesimist în care a fost prognozată o creștere a consumului la valoarea de 25.650 GWh, cu cca 6% mai mare decât valoarea de 24.182 GWh înregistrată în sezonul de iarnă 2023—2024.

A2. Estimarea producției de energie electrică și termică în cogenerare

În cadrul balanței de energii estimată pentru perioada 1 noiembrie 2024—31 martie 2025 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, considerați relevanți de către Ministerul Dezvoltării, Lucrărilor Publice și Administrației. În vederea estimării producției au fost avute în vedere unitățile de producție existente și funcționale, precum și cele puse în funcțiune în cursul anului 2024 (183 MW, în principal pe bază de producție din surse regenerabile).

Producțiile estimate și comunicate de producătorii clasici de energie electrică și de energie electrică și termică în cogenerare s-au bazat pe estimările din cadrul bugetelor de venituri și

cheltuieli aprobate în anul 2024, respectiv pe contractele de vânzare a energiei electrice aflate în derulare sau care se estimează a fi încheiate.

Pentru energia regenerabilă s-au estimat producții de energie similare cu cele din sezonul anterior în centralele eoliene și în cele care funcționează pe biomasă, producții mai mari cu până la 15% în cele fotovoltaice, ținând cont de puterile noi instalate în acest tip de centrale și mai mici în centralele hidroelectrice, corespunzătoare unui sezon secetos.

La nivelul prosumatorilor se estimează existența unei puteri instalate de circa 1.780 MW în perioada de iarnă, pentru producția aferentă acestora considerându-se un grad de încărcare similar cu al centralelor electrice fotovoltaice de puteri mari.

A3. Soldul de schimb de energie electrică

Referitor la soldul de import/export (tabelul 5), față de sezonul de iarnă anterior, în contextul unui consum estimat mai mare, DEN a considerat un sold de import pentru fiecare lună, pornind și de la evoluția schimburilor transfrontaliere din anii anteriori. În acest sens, valorile lunare ale soldului de import au fost estimate la 100 GWh (un total de 500 GWh) în scenariul mediu și 250 GWh în cel pesimist (un total de cca 1.250 GWh).

Totodată, CNSP a estimat, pentru perioada noiembrie 2024—martie 2025, un sold total de export de 1.175 GWh, cu mențiunea că această estimare este supusă unor riscuri privind evoluția contextului geopolitic actual și a condițiilor climatice, având valabilitate limitată în timp.

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

Sold Estimare	[UM] [GWh]	Noiembrie 2024	Decembrie 2024	Ianuarie 2025	Februarie 2025	Martie 2025	Cumulat
DEN	scenariul mediu	100	100	100	100	100	500
	scenariul pesimist	250	250	250	250	250	1.250
CNSP		-125	-300	-280	-335	-135	-1.175

Deși soldul de schimb, ca valori medii lunare, rezultat din balanța producție—consum (tabelul nr. 6) indică un import pe primele cinci luni în scenariul mediu și, respectiv, pe toată perioada în scenariul pesimist, acest lucru nu se va regăsi pe toate intervalele de tranzacționare. Față de cel prognozat, nivelul soldului de schimb va varia în funcție de condițiile unui preț mai mic/mare din exterior față de prețul energiei produse în

țară, de condițiile climatice înregistrate la nivel regional, precum și de existența unei lipse crescute/excedent de oferte de vânzare a energiei electrice la nivel național. Eventuala intrare în funcțiune a unor noi capacități de producere în perioada analizată (parcuri fotovoltaice, centrale eoliene, noi capacități instalate de prosumatori, centrala Iernut) poate afecta, de asemenea, nivelul soldului de schimb.

A4. Balanța producție internă—consum 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 Prognoza valorilor medii lunare pentru perioada 1 noiembrie 2024—31 martie 2025						
	UM	Noiembrie 2024	Decembrie 2024	Ianuarie 2025	Februarie 2025	Martie 2025	Cumulat
TOTAL PRODUCȚIE S.E.N. PROGNOZATĂ	mii MWh	4.548,299	4.683,659	4.928,384	4.630,561	5.062,827	23.853,730
	MW	6.317,082	6.295,241	6.624,172	6.653,105	6.804,874	6.582,155
CĂRBUNE	mii MWh	560,064	581,125	606,205	563,973	603,477	2.914,845
	MW	777,867	781,083	814,792	810,306	811,125	804,317
HIDROCARBURI	mii MWh	1.123,235	1.169,558	1.349,203	1.205,244	1.207,829	6.055,068
	MW	1.560,048	1.571,986	1.813,445	1.793,518	1.623,426	1.670,825

Producția și consumul brut de energie electrică	Producția și consumul brut de energie electrică Prognoza valorilor medii lunare pentru perioada 1 noiembrie 2024—31 martie 2025						
	UM	Noiembrie 2024	Decembrie 2024	Ianuarie 2025	Februarie 2025	Martie 2025	Cumulat
NUCLEAR	mii MWh	900,000	932,976	932,976	841,344	926,521	4.533,817
	MW	1.250,000	1.254,000	1.254,000	1.252,000	1.245,324	1.251,053
SURSE REGENERABILE din care	mii MWh	1.965,000	2.000,000	2.040,000	2.020,000	2.325,000	10.350,000
	MW	2.729,167	2.688,172	2.741,935	3.005,952	3.125,000	2.855,960
În centrale hidroelectrice*	mii MWh	1.100,000	1.200,000	1.100,000	1.100,000	1.500,000	6.000,000
	MW	1.527,778	1.612,903	1.478,495	1.636,905	2.016,129	1.655,629
Total eoliene, fotovoltaice, biomasă, respectiv	mii MWh	865,000	800,000	940,000	920,000	825,000	4.350,000
	MW	1.201,389	1.075,269	1.263,441	1.369,048	1.108,871	1.200,331
În centrale eoliene	mii MWh	750,000	700,000	810,000	750,000	600,000	3.610,000
	MW	1.041,667	940,860	1.088,710	1.116,071	806,452	996,137
În centrale fotovoltaice, inclusiv prosumatori	mii MWh	80,000	65,000	90,000	130,000	185,000	550,000
	MW	111,111	87,366	120,968	193,452	248,656	151,766
În centrale pe biomasă	mii MWh	35,000	35,000	40,000	40,000	40,000	190,000
	MW	48,611	47,043	53,763	59,524	53,763	52,428
CONSUM BRUT ȚARĂ scenariul mediu	mii MWh	4.670,000	5.120,000	5.220,000	4.740,000	4.920,000	24.670,000
	MW	6.486,111	6.881,720	7.016,129	7.053,571	6.612,903	6.807,395
CONSUM BRUT ȚARĂ scenariul pesimist	mii MWh	4.830,000	5.320,000	5.400,000	4.970,000	5.130,000	25.650,000
	MW	6.708,333	7.150,538	7.258,065	7.395,833	6.895,161	7.077,815
ACOPERIRE CONSUM din producția internă scenariul mediu	mii MWh	-121,701	-436,341	-291,616	-109,439	142,827	-816,270
	MW	-169,029	-586,480	-391,957	-162,855	191,971	-225,240
ACOPERIRE CONSUM din producția internă** scenariul pesimist	mii MWh	-281,701	-636,341	-471,616	-339,439	-67,173	-1.796,270
	MW	-391,251	-855,297	-633,893	-505,117	-90,287	-495,660

* Valorile includ și producția aferentă autoproducătorilor, precum și a centralelor deținute de Societatea de Producere a Energiei Electrice în Hidrocentrale Hidroelectrica — S.A. de la Porțile de Fier I și II. În funcție de evoluția situației hidrologice, valorile pot suferi modificări.

** Valorile cu minus reprezintă practic necesarul de import, medie lunară.

Analizând valorile estimative medii lunare și având în vedere evoluția producției interne de energie electrică din iernile anterioare, se constată că închiderea balanței producție—consum va fi direct influențată de producțiile din surse regenerabile și că, în condiții meteorologice deosebite (viscol, secetă pedologică, temperaturi extrem de reci etc.), vor exista perioade de neacoperire a vârfurilor de consum de energie electrică din producția internă. În același timp, în cazul în care se va înregistra o scădere a consumului de energie electrică pe fondul unor temperaturi ridicate pe perioada de iarnă, valorile de import și potențialele perioade de neacoperire a vârfurilor de consum ar putea fi mai reduse decât cele estimate.

A5. Producția de energie termică a principalilor furnizori de căldură, 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 6,11 mil. Gcal. Estimările sunt făcute în ipoteza că centralele în cogenerare vor avea posibilitatea de a-și asigura combustibilul necesar pentru producerea de energie electrică și termică (în principal gaze naturale).

Tabelul nr. 7 — Prognoza producției de energie termică pentru a fi livrată în principalele centrale termoelectrice și termice

Producția de energie termică	1 noiembrie 2024—31 martie 2025				
	Noiembrie 2024	Decembrie 2024	Ianuarie 2025	Februarie 2025	Martie 2025
[mii Gcal]	933,195	1.352,924	1.408,126	1.201,717	1.216,798

A6. Estimarea balanței stocurilor de combustibili și volumele de apă din principalele acumulări energetice pentru perioada 1 noiembrie 2024—31 martie 2025

A6.1. Combustibili

Având în vedere stocurile necesare a fi constituite de producători, precum și cantitățile de energie electrică și energie

termică în cogenerare prognozate a fi produse în intervalul 1 noiembrie 2024—31 martie 2025, de 23,9 TWh și, respectiv, 6,11 mil. Gcal, achiziția, consumul și stocurile de combustibili la finele lunilor de analiză sunt estimate după cum urmează în tabelul următor:

Tabelul nr. 8 — Estimarea privind achiziția și consumul de combustibili în principalele centrale termoelectrice

Achiziția și consumul de combustibili*	U.M.	Noiembrie 2024	Decembrie 2024	Ianuarie 2025	Februarie 2025	Martie 2025	Cumulat
Achiziții de combustibili							
Cărbune	mii tone	1.107,900	1.081,500	1.094,600	1.034,100	1.117,800	5.435,900
Gaze	mil. mc	267,415	321,083	373,682	328,393	330,315	1.620,887
Păcură	mii tone	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Biomasă	mii tcc	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	40,000
Consum de combustibili							
Cărbune	mii tone	1.108,000	1.156,000	1.166,899	1.084,831	1.156,873	5.672,603
Gaze	mil. mc	274,521	323,120	376,115	331,469	333,363	1.637,760
Păcură	mii tone	0,105	0,109	0,109	0,098	0,109	0,529
Biomasă	mii tcc	7,000	7,400	9,700	8,200	7,700	40,000

* Nu sunt cuprinse datele aferente centralelor termoelectrice aferente autoproducătorilor.

A6.2. 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, denumită în continuare 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 2024—31 martie 2025. Analizând estimările ANAR

și ținând cont de faptul că prognozele elaborate pe o perioadă lungă de timp sunt caracterizate printr-un grad relativ redus de realizare/corectitudine, 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 social-economice esențiale, precum și necesarul resursei hidro în balanța producție—consum de energie electrică. În tabelul următor sunt prezentate volumele minimale de apă, corespunzătoare sfârșitului de lună, în principalele acumulări energetice.

Tabelul nr. 9 — Rezervele de apă corespunzătoare sfârșitului de lună

Perioada	V_{NNR}	Noiembrie 2024		Decembrie 2024		Ianuarie 2025		Februarie 2025		Martie 2025	
		V_{brut}	c.u.	V_{brut}	c.u.	V_{brut}	c.u.	V_{brut}	c.u.	V_{brut}	c.u.
Bazin hidrografic (B.H.)	mil. mc	mil. mc	%	mil. mc	%	mil. mc	%	mil. mc	%	mil. mc	%
Vidraru (B.H. Argeș)	462,2	315	68	306	66	287	62	262	57	240	52
Izvorul Muntelui (B.H. Bistrița)	1.122	590	52	490	43	390	34	290	26	227	20
Vidra (B.H. Lotru)	340,3	191	56	190	55	183	53	150	44	90	26
Fântânele (B.H. Someș)	195,45	129	66	103	52	102	52	92	47	80	41
Drăgan (B.H. Crișul Repede)	111,95	68	61	54	48	54	48	52	46	46	41
Oașa (B.H. Sebeș)	126,67	74	58	55	43	53	41	52	41	48	37
Valea lui Iovan (B.H. Cerna)	122,12	81	66	70	57	66	54	57	47	49	40
Gura Apelor (B.H. Râul Mare)	194,02	60	31	50	25	40	20	30	15	20	10
Siriu (B.H. Buzău)	76,42	56	73	54	71	54	71	53	70	53	70
Poiana Mărului (B.H. Bistra Mărului)	94,06	65	69	48	51	46	49	39	41	31	33
Pecineagu (B.H. Dâmbovița)	60,3	28	46	28	46	28	46	28	46	28	46
Râușor (B.H. Târgului)	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.

A7. Stocuri

Tabelul nr. 10 — Stocurile estimate a fi constituite până la 1 noiembrie 2024

	UM	Estimat 1.11.2024	Realizat 1.11.2023
Cărbune	mii tone	811	1,000
Păcură	mii tone	1,3	1,2
Gaze naturale înmagazinate*	mld. mc	3,10	3,26
Rezerva de energie echivalentă în principalele lacuri	mii MWh	1.832	2.347

* Obligația de stocare este de 2,85 mld. mc, respectiv 90% din capacitatea de stocare.

Tabelul nr. 11 — Estimarea evoluției stocurilor de combustibil la sfârșitul fiecărei luni

Stoc de combustibili [mii tone]	Noiembrie 2024	Decembrie 2024	ianuarie 2025	Februarie 2025	Martie 2025
Cărbune	771,079	676,579	574,280	523,549	484,476
Păcură	1,195	1,087	0,978	0,880	0,772
Biomasă	15,000	15,600	13,900	13,700	14,000
Grad de umplere depozite înmagazinare gaze	95	85	75	65	50

Tabelul nr. 12 — Valorile minime ale energiei echivalente și gradul de umplere în marile lacuri de acumulare la sfârșitul fiecărei luni

Estimat Energie echivalentă [mii MWh]	Octombrie 2024	Noiembrie 2024	Decembrie 2025	ianuarie 2025	Februarie 2025	Martie 2025
		1.832	1.622	1.388	1.239	1.002
Coeficient de umplere* [%]	59	52	44	39	32	23

* 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. 12.

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 efectuate cu toți factorii implicați.

B. Măsuri pentru derularea în bune condiții a activităților operatorilor economici pe perioada 1 noiembrie 2024—31 martie 2025

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, de modificările climatice înregistrate, 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 modificarea prezentei anexे.

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 scenariilor evaluate de DEN, operatorul de transport și de sistem consideră necesară îndeplinirea unor măsuri și acțiuni de pregătire și monitorizare a funcționării SEN, după cum urmează:

1. asigurarea din timp, la nivelul tuturor producătorilor de energie electrică, a cantităților de resurse energetice primare care să asigure alimentarea cu energie electrică a consumului, precum și a rezervelor necesare acoperirii dezechilibrelor generate de subcontractarea pe piețele de energie electrică, de ieșirile accidentale din funcțiune ale grupurilor energetice, disfuncționalitățile generate de condițiile meteorologice deosebite, creșteri ale consumului peste valorile estimate etc.;

2. realizarea unui stoc de combustibil de siguranță în centralele cu funcționare pe cărbune. 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, în condiții de piață, combustibilii de la rezervele de stat;

3. asigurarea unei rezerve energetice minime în lacurile aferente centralelor hidroelectrice;

4. asigurarea alimentării cu gaze naturale a centralelor cu funcționare pe gaze chiar în situații cu condiții meteorologice extreme (ger);

5. realizarea unui stoc de gaze naturale înmagazinate în depozite, într-un volum cel puțin la fel de mare ca cel din iarna 2023—2024.

Neasigurarea precedentelor două măsuri poate avea un impact semnificativ din următoarele considerente:

a) de natură tehnică — prin reducerea cantității de gaze naturale extrase zilnic din depozite, care poate conduce la degradarea parametrilor de funcționare ai rețelei naționale de transport al gazelor naturale, cu riscul de a indisponibiliza

producția de energie a unor mari producători care dețin centrale electrice care funcționează pe gaze naturale, respectiv OMV Petrom — S.A. (CECC Brazi — 830 MW), SNGN Romgaz (CTE Iernut — 132 MW) și Electrocentrale București — S.A. (CET-uri însumând 500 MW);

b) de natură comercială — generat de vulnerabilitatea față de importurile de gaze naturale, în special în cazul unei crize regionale de energie;

6. menținerea coordonării și colaborării instituționale între toate entitățile implicate în asigurarea măsurilor privind nivelul de siguranță și securitate în funcționare a Sistemului electroenergetic național și în realizarea stocurilor de siguranță (autoritățile guvernamentale, operatori de rețele electrice și de gaze naturale, producători etc.);

7. respectarea programului de realizare a stocurilor de cărbune, de gaze naturale și de apă până la intrarea în sezonul de iarnă 2024—2025;

8. realizarea programului de mentenanță în centralele electrice pentru asigurarea unei disponibilități cât mai crescute, astfel încât la apariția unei disfuncționalități/indisponibilități la grupurile energetice aflate în funcțiune, acestea să poată fi înlocuite/substituite de grupuri energetice aflate în rezervă;

9. creșterea disponibilității la Societatea de Producere a Energiei Electrice în Hidrocentrale Hidroelectrica — S.A. prin finalizarea lucrărilor de reparații la TH1 CHE Mărișelu și TH 1 Gâlceag. Menționăm că TH1 CHE Porțile de Fier 1 este retras din exploatare până la data de 14.02.2025, respectiv există reduceri de putere la TH 4 CHE Porțile de Fier 1 (aproximativ 95 MW) și la TH 6 CHE Porțile de Fier 1 (aproximativ 45 MW);

10. punerea în funcțiune după re tehnologizare a TA5 CTE Rovinari — 330 MW și finalizarea probelor de calificare pentru furnizare de servicii tehnologice de sistem; funcționarea Societății Complexul Energetic Oltenia — S.A. va respecta prevederile din Decizia C/2022) 553 final din data de 26.01.2022;

11. punerea în funcțiune a primelor grupuri din centrala cu ciclu combinat Iernut TG5 — 66 MW și TG6 — 66 MW;

12. punerea în funcțiune a grupurilor din centrala electrică de la Midia Năvodari — Rompetrol de aproximativ 70 MW;

13. pornirea grupurilor din centrala CET Chimcomplex (Vâlcea) aproximativ 50 MW, cel puțin în perioade cu temperaturi scăzute;

14. disponibilizarea și realizarea lucrărilor de mentenanță la grupurile energetice în vederea funcționării în perioada sezonului de iarnă a TA5 — 105 MW și TA6 — 105 MW CET Brazi, TA1 — 50 MW CET Arad;

15. funcționarea CET Paroșeni se va face cu respectarea prevederilor Ordonanței de urgență a Guvernului nr. 79/2023 privind acordarea unui ajutor de stat Complexului Energetic „Valea Jiului” — S.A. pentru închiderea și punerea în siguranță a extracției de huilă din cadrul exploatărilor miniere Lonea, Lupeni, Livezeni și Vulcan, aprobată cu completări prin Legea nr. 409/2023, și ale Ordonanței de urgență a Guvernului nr. 129/2023 privind unele măsuri necesare pentru acordarea unui ajutor de stat pentru închiderea și punerea în siguranță a extracției de huilă către Societatea Complexul Energetic „Valea Jiului” — S.A., aprobată cu modificări și completări prin Legea nr. 188/2024;

16. realizarea lucrărilor de mentenanță la grupurile energetice în vederea funcționării în perioada sezonului de iarnă;

17. finalizarea lucrărilor de mentenanță și asigurarea combustibililor energetici în vederea funcționării sistemelor centralizate de termoficare (atât a celor bazate pe grupuri de cogenerare, cât și a celor cu instalații termice de ardere) la nivel corespunzător, pentru a se evita creșterea consumului de energie electrică și de gaze naturale în urma substituirii energiei termice cu cea electrică sau cu gazele naturale;

18. îmbunătățirea/adaptarea cadrului legislativ și a procedurilor legale de creare și de folosire a stocurilor de combustibil aflate în rezerva de stat;

19. impulsivarea procesului de calificare a grupurilor energetice pentru furnizarea rezervelor de echilibrare în conformitate cu noile prevederi legale și de reglementare (Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 127/2021 pentru aprobarea Regulamentului privind clauzele și condițiile pentru furnizorii de servicii de echilibrare și pentru furnizorii de rezervă de stabilizare a frecvenței și a Regulamentului privind clauzele și condițiile pentru părțile responsabile cu echilibrarea și pentru modificarea și abrogarea unor ordine ale președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei, cu modificările și completările ulterioare), cu precădere pentru producătorii cu capital majoritar de stat;

20. prevederea de măsuri tehnice și organizatorice pentru asigurarea exploatării infrastructurii de transport terestru pe perioada iernii în condiții cât mai apropiate de cele normale, în mod special pe durata perioadelor meteorologice dificile/extreme (transport cărbune pe calea ferată, acces la mine, la sonde și la stații de gaze naturale, la depozite de gaze, la linii electrice aeriene, la centrale electrice regenerabile);

21. creșterea volumului de energie electrică contractată pe termen mediu și lung pentru alimentarea consumatorilor, pentru reducerea volumului cantităților de energie electrică cumpărate în piața pentru ziua următoare;

22. realizarea programului de mentenanță în rețeaua electrică de transport și în rețeaua electrică de distribuție pentru evitarea indisponibilizării centralelor electrice sau reducerii disponibilității centralelor electrice din cauza unor indisponibilități ale rețelelor electrice, respectiv de maximizare a capacității transnationale la import de energie electrică;

23. trecerea de la soluții constructive provizorii la soluții definitive (de bază) în cazul rețelelor electrice de transport și de distribuție, eventual cu întăriri și îmbunătățiri constructive, acolo unde este cazul, pentru reducerea riscului de apariție a unor incidente și de afectare a consumatorilor și a producătorilor de energie electrică;

24. asigurarea de echipe de mentenanță și de intervenție pentru toate entitățile din sistemele de energie electrică și de gaze naturale pentru remedierea disfuncționalităților și asigurarea unui nivel de disponibilitate cât mai ridicat pentru infrastructurile proprii;

25. realizarea unui stoc suficient de materiale și componente pentru remedierea/înlocuirea defecțiunilor care apar în instalațiile energetice, astfel încât timpul de remediere să fie cât mai mic;

26. încheierea de contracte de dezapezire pentru accesul rapid la instalațiile energetice al echipelor de intervenție;

27. asigurarea de grupuri Diesel pentru alimentarea consumatorilor sensibili, a agregatelor instalațiilor energetice pentru evitarea întreruperii alimentării extracției de gaze naturale, de țigăi, de transport al combustibililor prin conducte, a serviciilor interne ale centralelor electrice;

28. scoaterea din conservare a grupului TA7 Turceni, în conformitate cu prevederile Ordonanței de urgență a Guvernului nr. 108/2022 privind decarbonizarea sectorului energetic, aprobată cu modificări și completări prin Legea nr. 334/2022,

cu modificările și completările ulterioare, și utilizarea acestuia în situații de criză energetică regională sau europeană și asigurarea unui stoc de cărbune care să îi asigure funcționarea pentru o perioadă de timp de aproximativ 10 zile;

29. activarea măsurilor din Planul de urgență pentru securitatea aprovizionării cu gaze naturale în România, în situația apariției unor situații de criză în aprovizionarea cu gaze naturale.

În contextul energetic european actual sunt necesare mobilizarea tuturor resurselor energetice disponibile, pregătirea și aprobarea unui program de iarnă în domeniul energetic pentru iarna 2024—2025, respectiv colaborarea și coordonarea tuturor entităților din sectorul energetic, dar și a celor care asigură suport.

În ceea ce privește echilibrarea SEN în primul semestru al acestui an, în urma analizelor efectuate la nivelul operatorului de transport și sistem, s-a observat o creștere accentuată a prețurilor energiilor de reglaj disponibile în piața de echilibrare, ceea ce a condus la costuri extrem de ridicate ale părților responsabile cu echilibrarea în urma decontării acestei piețe. Pentru perioada noiembrie 2024—martie 2025, în special în intervalele de vârf sau de gol de sarcină, este posibil să se mai înregistreze costuri foarte ridicate înregistrate în decontarea pieței de echilibrare.

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 Direcției generale management operațional, respectiv Departamentului 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 al gazelor naturale. Astfel, pentru menținerea parametrilor tehnici de funcționare a Sistemului național de transport al gazelor 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. 13 — Necesarul total de finanțare a programului de iarnă aferent perioadei 1 noiembrie 2024—31 martie 2025, pentru achiziția de combustibili

Operatori economici	Surse proprii, credite interne, subvenții
Producători de energie electrică și producători de energie electrică și termică în cogenerare	5,0 mld. lei

NOTĂ:

Eventualele subvenții se acordă în condițiile prevăzute de art. 107 alin. (1) din Tratatul privind funcționarea Uniunii Europene, cu respectarea normelor europene și naționale în materia ajutorului de stat.