



MONITORUL OFICIAL

AL

ROMÂNIEI

Anul 193 (XXXVII) — Nr. 1007

PARTEA I
LEGI, DECRETE, HOTĂRĂRI ȘI ALTE ACTE

Vineri, 31 octombrie 2025

SUMAR

<u>Nr.</u>		<u>Pagina</u>
	HOTĂRĂRI ALE GUVERNULUI ROMÂNIEI	
916.	— 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 2025-31 martie 2026	2-12
	DECIZII ALE PRIM-MINISTRULUI	
505.	— Decizie privind exercitarea, cu caracter temporar, de către domnul Nelu Fleșer a funcției publice vacante din categoria înalților funcționari publici de secretar general al Instituției Prefectului — Județul Alba	12
	ACTE ALE ORGANELOR DE SPECIALITATE ALE ADMINISTRAȚIEI PUBLICE CENTRALE	
1.314/1.786.	— Ordin al ministrului transporturilor și infrastructurii și al ministrului finanțelor pentru aprobarea bugetului de venituri și cheltuieli pe anul 2025 și a situației centralizate privind veniturile și cheltuielile din bazele de cost pe anul 2025 ale Regiei Autonome „Administrația Română a Serviciilor de Trafic Aerian — ROMATSA”	13-16

HOTĂRÂRI 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 2025-31 martie 2026

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 2025-31 martie 2026;

b) identificarea situațiilor de disfuncționalitate ce pot apărea în sectorul de energie și în cel de gaze naturale în perioada 1 noiembrie 2025-31 martie 2026 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. — În termen de 5 zile de la data intrării în vigoare a prezentei hotărâri, Ministerul Energiei va aproba prin ordin componența nominală a Comandamentului energetic de iarnă.

Art. 4. — Se aprobă analiza estimativă și măsurile privind funcționarea Sistemului electroenergetic național în perioada 1 noiembrie 2025-31 martie 2026, potrivit anexei nr. 2.

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

PRIM-MINISTRU
ILIE-GAVRIL BOLOJAN

Contrasemnează:
Ministrul energiei,
Bogdan-Gruia Ivan
Secretarul general al Guvernului,
Ștefan-Radu Oprea
Ministrul dezvoltării,
lucrărilor publice și administrației,
Cseke Attila-Zoltán
Ministrul mediului, apelor și pădurilor,
Diana-Anda Buzoianu

București, 30 octombrie 2025.
Nr. 916.

ANEXA Nr. 1

COMPONENTA
Comandamentului energetic de iarnă

1. Ministerul Energiei
2. Ministerul Dezvoltării, Lucrărilor Publice și Administrației
3. Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei — membru observator
4. Administrația Națională „Apele Române”
5. 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. 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 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 — S.A.
 - Societatea Engie România — 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 2025-31 martie 2026

Prezentul document are ca obiective principale evaluarea consumului intern de energie electrică și termică în cogenerare al țării în perioada 1 noiembrie 2025-31 martie 2026, 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, cu modificările ulterioare, unde sunt stabilite Principiile de funcționare a piețelor de energie electrică.

Evidențiem principiul statuat la art. 3 lit. (n) din Regulamentul (UE) 2019/943 al Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019, 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 de modificare a Directivei 2012/27/UE, cu modificările ulterioare, conform cărora: „(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 căreia: „(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 2025-31 martie 2026

A1. Estimarea consumului brut de energie

Temperaturile medii lunare realizate în perioada noiembrie 2024-martie 2025 au fost mai ridicate decât mediile lunare multianuale în lunile decembrie 2024, ianuarie și martie 2025 și s-au situat sub acestea în lunile noiembrie și februarie. Cea mai mare abatere față de temperatura medie multianuală

s-a înregistrat în luna ianuarie (mai cald cu 3,7 °C), iar cea mai mică în luna februarie (mai rece cu 1,9 °C). Față de sezonul de iarnă 2023-2024, temperaturile medii lunare au fost mai scăzute în lunile noiembrie, decembrie și februarie și mai ridicate în lunile ianuarie și martie, diferența maximă înregistrându-se în luna februarie (mai rece cu 8,1 °C), iar cea minimă în luna martie (mai cald cu 0,4 °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	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
4,6	Noiembrie	4,7	8,7	4,2	5,7	4,6	5,5	3,1	—
-0,4	Decembrie	-0,8	2,3	2,9	1,1	0	2,5	1,8	—
-1,9	Ianuarie	0	-2,1	-0,7	-0,1	-0,8	3,2	-0,2	1,8
-0,2	Februarie	-0,7	1,5	2,9	1,4	2,1	0,7	6,0	-2,1
4,1	Martie	2,4	6,4	2,6	4,2	2,0	5,5	6,9	7,3

În prima jumătate a anului 2025, în contextul unor temperaturi exterioare lunare mai scăzute decât în anul anterior (excepție făcând lunile ianuarie și martie) și al creșterii producției aferente panourilor fotovoltaice ale prosumatorilor și a autoconsumului alimentat de aceasta, consumul brut de energie electrică măsurat a înregistrat o scădere de circa 0,5% față de aceeași perioadă a anului precedent.

Evoluția consumului brut de energie electrică din ultimii ani, precum și informații privind valorile de consum înregistrate în perioada de iarnă 2024-2025 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	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Ianuarie	5.630	5.896	5.671	5.819	5.593	5.625	5.536	4.893	5.156	5.065
Februarie	4.971	5.177	5.313	5.178	5.141	5.189	4.858	4.582	4.605	4.888
Martie	5.135	5.204	5.769	5.266	5.093	5.551	5.243	4.751	4.791	4.762
Noiembrie	5.258	5.277	5.340	5.091	5.237	5.142	4.621	4.650	4.978	—
Decembrie	5.638	5.502	5.733	5.391	5.528	5.576	4.880	4.980	5.151	—

Tabelul nr. 3 — Valorile consumului, producției la vârf și temperaturile realizate în perioada 1 noiembrie 2024-31 martie 2025

Luna		Noiembrie 2024	Decembrie 2024	Ianuarie 2025	Februarie 2025	Martie 2025
Consumul intern brut de energie electrică Total 24.844 GWh	[GWh]	4.978	5.151	5.065	4.888	4.762
Vârful maxim de consum	[MW]	8.702	8.777	8.950	9.011	8.402
Temperatura medie lunară realizată	[°C]	3,1	1,8	1,8	-2,1	7,3
Temperatura medie lunară multianuală	[°C]	4,6	-0,4	-1,9	-0,2	4,1
Abaterea față de norma climatologică standard	[°C]	-1,5	2,2	3,7	-1,9	3,2
Vârful maxim de producție	[MW]	8.570	8.756	8.913	8.984	8.325

Pentru estimarea consumului brut de energie electrică al țării aferent perioadei 1 noiembrie 2025-31 martie 2026, Dispecerul Energetic Național, denumit în continuare DEN, a transmis o evaluare cu luarea în considerare a unui scenariu mediu, cu temperaturi în jurul mediilor lunare multianuale, și a unui scenariu pesimist, cu temperaturi medii lunare mai scăzute cu circa 2 °C față de cele multianuale.

În scenariul mediu, pentru lunile din perioada noiembrie 2025-martie 2026, în ipoteza unor temperaturi similare celor multianuale, s-a aplicat o corecție cu temperatura între -3,7% (pentru luna ianuarie 2026) și + 1,9% (pentru luna februarie 2026), luând ca referință perioada similară din iarna 2024-2025 în care temperatura medie a sezonului a fost cu circa 1,2 °C peste cea multianuală. S-a considerat un gradient de variație a consumului cu temperatura de circa 75 GWh/°C pentru scenariul mediu. Prognoza DEN de consum intern brut pentru acest scenariu este de 25.280 GWh, în perioada 1.11.2025-31.03.2026.

În scenariul pesimist s-a făcut o analiză similară, considerând pentru fiecare lună temperaturi medii mai scăzute cu circa 2 °C decât cele multianuale, ceea ce determină un consum lunar cu până la 850 GWh mai mare decât în scenariul mediu. Consumul intern brut prognozat în acest scenariu pentru intervalul 1.11.2025-31.03.2026 este de 26.130 GWh, cu circa 5,1% mai mare decât valoarea de 24.844 GWh înregistrată în sezonul de iarnă precedent, considerând un gradient de variație a consumului cu temperatura de circa 100 GWh/°C pentru scenariul pesimist.

Pentru aceeași perioadă, respectiv noiembrie 2025-martie 2026, Comisia Națională de Strategie și Prognoză, denumită în continuare CNSP, a prognozat un consum mediu de 24.573 GWh, având în vedere prognoza de creștere economică de 1,4% pentru anul 2025 și de 2,4% pentru anul 2026.

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 — în GWh

Luna	Noiembrie 2025	Decembrie 2025	Ianuarie 2026	Februarie 2026	Martie 2026
Prognoză DEN Scenariu mediu	4.880	5.270	5.260	4.950	4.920
Prognoză DEN Scenariu pesimist	5.000	5.460	5.480	5.060	5.130
Prognoză CNSP	4.913	5.126	4.987	4.676	4.871
Realizat noiembrie 2024-martie 2025	4.978	5.151	5.065	4.888	4.762

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 conține ambele scenarii analizate de DEN, respectiv scenariul mediu, în care consumul intern brut prognozat pentru intervalul 1.11.2025-31.03.2026 este de 25.280 GWh, cu circa 1,7% mai mare decât valoarea de 24.844 GWh înregistrată în iarna anterioară, precum și scenariul pesimist în care a fost prognozată o creștere a consumului la valoarea de 26.130 GWh, cu circa 5,1% mai mare decât valoarea înregistrată în sezonul de iarnă 2024-2025.

A2. Estimarea producției de energie electrică și termică în cogenerare

În cadrul balanței de energii estimate pentru perioada 1 noiembrie 2025-31 martie 2026 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 2025 (aproximativ 100 MW în grupuri pe gaze naturale și circa 575 MW în centrale electrice fotovoltaice). Până la sfârșitul acestui an se estimează că vor mai fi puse în funcțiune grupuri pe gaze naturale de circa 130 MW, aproximativ 1.000 MW în centrale fotovoltaice și 300 MW în centrale eoliene.

Puterea instalată în panourile fotovoltaice ale prosumatorilor era de 2.821 MW la data de 30 iunie 2025. Pentru iarna 2025-2026 s-a estimat un ritm de creștere a puterii instalate la prosumatori apropiat de cel din sezonul anterior, anticipându-se o putere instalată de circa 3.100 MW la data de 1 noiembrie 2025 și circa 3.300 MW la finalul lunii martie 2026. Pentru producția totală lunară a noilor prosumatori s-a considerat o valoare a producției relativ apropiată cu cea realizată în centralele fotovoltaice ale operatorilor economici. De asemenea, procentul de energie injectată în rețea de către aceștia, raportat la puterea lor instalată, s-a considerat similar cu al celor existenți (între circa 1,5% în luna decembrie și circa 6% în luna martie). În aceste ipoteze, s-au estimat valorile lunare ale autoconsumului noilor prosumatori, care s-au scăzut din valorile prognozate pentru consumul din sezonul de iarnă 2025-2026 (între circa 10 GWh în lunile decembrie 2025 și ianuarie 2026 și 30 GWh în luna martie 2026).

Producțiile estimate și comunicate de producătorii clasici de energie electrică și de energie electrică și termică în cogenerare s-au bazat pe estimările aferente bugetelor de venituri și cheltuieli aprobate în anul 2025, 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 50% în cele fotovoltaice, ținând cont de puterile noi instalate în acest tip de centrale, și mai mici în centralele hidroelectrice, corespunzătoare unui sezon secetos.

A3. Soldul de schimb de energie electrică

Referitor la soldul de import/export (tabelul nr. 5), față de sezonul de iarnă anterior, în contextul unui consum estimat mai mare decât în anul precedent, 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 300 GWh (un total de 1.500 GWh) în scenariul mediu și 500 GWh în cel pesimist (un total de circa 2.500 GWh).

Totodată, CNSP a estimat, pentru perioada noiembrie 2025-martie 2026, un sold total de import de 3.650 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 2025	Decembrie 2025	Ianuarie 2026	Februarie 2026	Martie 2026	Cumulat
DEN	scenariul mediu	300	400	400	350	300	1.750
	scenariul pesimist	500	650	650	600	500	2.900

Deși soldul de schimb, ca valori medii lunare, rezultat din balanța producție-consum (tabelul nr. 6) indică un import pe perioada noiembrie-februarie, 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/unui 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 lernut) poate afecta, de asemenea, nivelul soldului de schimb. De asemenea, nivelul soldului de schimb depinde și de capacitatea efectiv disponibilă pentru schimburi transfrontaliere.

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 Proгноza valorilor medii lunare pentru perioada 1 noiembrie 2025-31 martie 2026						
	UM	Noiembrie 2025	Decembrie 2025	Ianuarie 2026	Februarie 2026	Martie 2026	Cumulat
Total producție S.E.N. prognozată	mii MWh	4.449,093	4.732,809	4.584,788	4.370,699	5.102,422	23.239,811
	MW	6.179,295	6.361,302	6.162,350	6.504,016	6.858,094	6.412,751
Cărbune	mii MWh	634,900	639,208	628,168	559,934	596,824	3.059,034
	MW	881,806	859,151	844,312	833,235	802,183	844,104
Hidrocarburi	mii MWh	1.100,033	1.171,785	1.266,620	1.157,109	1.154,820	5.850,367
	MW	1.527,823	1.574,979	1.702,447	1.721,888	1.552,178	1.614,340
Nuclear	mii MWh	884,160	921,816	930,000	838,656	925,778	4.500,410
	MW	1.228,000	1.239,000	1.250,000	1.248,000	1.244,325	1.241,835
Surse regenerabile, din care	mii MWh	1.830,000	2.000,000	1.760,000	1.815,000	2.425,000	9.830,000
	MW	2.541,667	2.688,172	2.365,591	2.700,893	3.259,409	2.712,472
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	730,000	800,000	660,000	715,000	925,000	3.830,000
	MW	1.013,889	1.075,269	887,097	1.063,988	1.243,280	1.056,843
în centrale eoliene	mii MWh	550,000	700,000	500,000	500,000	600,000	2.850,000
	MW	763,889	940,860	672,043	744,048	806,452	786,424
în centrale fotovoltaice	mii MWh	150,000	70,000	125,000	180,000	290,000	815,000
	MW	208,333	94,086	168,011	267,857	389,785	224,890
în centrale pe biomasă	mii MWh	30,000	30,000	35,000	35,000	35,000	165,000
	MW	41,667	40,323	47,043	52,083	47,043	45,530
Consum brut țară scenariul mediu	mii MWh	4.880,000	5.270,000	5.260,000	4.950,000	4.920,000	25.280,000
	MW	6.777,778	7.083,333	7.069,892	7.366,071	6.612,903	6.975,717
Consum brut țară scenariul pesimist	mii MWh	5.000,000	5.460,000	5.480,000	5.060,000	5.130,000	26.130,000
	MW	6.944,444	7.338,710	7.365,591	7.529,762	6.895,161	7.210,265

* Valorile includ și producția aferentă autoproducătorilor. Proгноza Societății de Producere a Energiei Electrice în Hidrocentrale „Hidroelectrica” — S.A. este realizată pe baze statistice în ipoteze de hidraulicitate de 95% pe Dunăre și 85% pe apele interioare, ținând cont de retragerea CHE Vidraru pentru retehnologizare. În funcție de evoluția situației hidrologice, valorile pot suferi modificări.

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. Balanța producție-consum la vârful de sarcină

Pentru vârfurile de sarcină previzionate pentru iarna 2025-2026, DEN a luat în considerare două scenarii privind adecvanța Sistemului electroenergetic național, denumit în continuare *SEN*, respectiv acoperirea consumului intern de energie electrică la vârful de sarcină, într-un scenariu mediu și unul pesimist, conform tabelului nr. 7.

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

- condiții meteorologice deosebite, caracterizate de 7-10 zile geroase, cu temperaturi negative cuprinse între -10°C și -20°C , care conduc la lipsa producției în centralele electrice eoliene (în scenariul pesimist), respectiv la o producție moderată, de aproximativ 1.000 MW (în scenariul moderat);

- vârful de consum maxim prognozat, de 9.500 MW (în scenariul pesimist), respectiv de 9.100 MW (în scenariul moderat), este considerat la vârful de seară, când producția în centralele electrice fotovoltaice este nulă;

- având în vedere contextul prezentat mai sus, în analiza de acoperire a sarcinii, soldul schimburilor externe ale *SEN* s-a considerat fără valori de export de energie electrică.

Din punctul de vedere al rețelei electrice de transport, capacitatea maximă de transfer în interconexiune pentru sezonul rece se va situa în jurul valorilor medii de 4.500 MW la export, respectiv de 4.200 MW la import.

A fost analizată fiecare centrală electrică clasică pentru a i se determina structura de producție și capacitatea de a participa la acoperirea consumului și la asigurarea rezervelor de sistem (aFRR și mFRR). 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/sau de mediu.

În ceea ce privește grupurile energetice funcționând pe lignit, aparținând Societății Complexul Energetic Oltenia — S.A., având în vedere și Planul de decarbonizare, asumat de către Guvernul României:

- pentru scenariul moderat s-a luat în calcul la CTE Turceni un singur grup (TA 5) cu 250 MW și s-a considerat că TA 4 este în rezervă tehnică, respectiv la CTE Rovinari s-au luat în calcul două grupuri (TA 4 și TA 5) cu un total de 600 MW și s-a considerat că TA 6 este în rezervă tehnică, respectiv la CTE Ișalnița TA 7 s-a considerat retras definitiv din exploatare;

- pentru scenariul pesimist s-au considerat oprite toate grupurile energetice din CTE Turceni, CTE Rovinari și CTE Ișalnița.

În ceea ce privește grupurile energetice funcționând pe lignit, aparținând Societății Electrocentrale Craiova — S.A., având în vedere că trebuie să asigure termoficarea orașului Craiova pentru ambele scenarii, s-a luat în calcul un singur grup (TA 1) cu 100 MW, iar TA 2 s-a considerat rezervă în cazul indisponibilizării TA 1.

În ceea ce privește grupul energetic funcționând pe ulei, pentru scenariile analizate nu s-a luat în calcul TA 4 — 150 MW CET Paroșeni (Societatea Complexul Energetic Valea Jiului — S.A.), având în vedere situația incertă cu privire la repornirea centralei, după evenimentul din luna iulie 2025.

În ceea ce privește grupurile energetice funcționând pe gaze naturale, pentru scenariile analizate nu s-a luat în calcul ipoteza lipsei gazelor naturale, având în vedere dezvoltarea sistemului de înmagazinare. În ceea ce privește disponibilitatea grupurilor pe gaze naturale, ipotezele au fost următoarele:

- pentru ambele scenarii, la Societatea Electrocentrale București — S.A. s-au luat în calcul două grupuri la CET București Sud, două grupuri la CET București Vest, două grupuri la CET Progresu și un grup la CET Grozăvești, cu o putere totală de 420 MW;

- pentru ambele scenarii, la CTE Iernut s-a luat în calcul singurul grup rămas disponibil din vechea centrală (TA 5) cu 150 MW, având în vedere că termenul estimat pentru centrala nouă este trimestrul II 2026;

- pentru ambele scenarii, la CECC Brazi Petrom (OMV Petrom) s-au luat în calcul toate grupurile (TG 1, TG 2, TA) cu 800 MW;

- pentru ambele scenarii, la CET Brazi (Termo Ploiești) s-a luat în calcul un singur grup (TA 5 împreună cu C 5) cu 70 MW, TA 6 este în rezervă, însă C 6 și TAG 8 sunt retrase din exploatare de lungă durată;

- CET Arad a fost preluată de către AOT Energy, însă, având în vedere că TA 1 — 50 MW este indisponibil, în ambele scenarii producția acestuia a fost considerată ca fiind egală cu zero, dar s-au luat în considerare motoarele termice cu 20 MW.

Ca urmare a analizei efectuate, se constată faptul că atât în scenariul moderat, cât și în scenariul pesimist vârful de consum nu se poate acoperi integral din producția internă, fiind necesar importul de energie electrică. Astfel, în scenariul moderat, la vârful de consum de seară se înregistrează un deficit de aproximativ 1.120 MW. Dat fiind că pentru funcționarea în condiții de siguranță a *SEN* rezerva minimă

necesară pentru funcționarea sigură a sistemului energetic este de 1.000 MW și doar 520 MW pot fi acoperiți prin mobilizarea integrală a rezervelor din sistem, diferența neacoperită pentru funcționarea în condiții de siguranță în acest scenariu este de aproximativ 1.600 MW. În scenariul pesimist, la vârful de seară se înregistrează un deficit de producție de aproximativ 3.800 MW; pentru acoperirea rezervei minime se pot acoperi doar 500 MW prin mobilizarea integrală a rezervelor din sistem, de aceea, în acest scenariu, diferența neacoperită pentru funcționarea în condiții de siguranță este de aproximativ 4.300 MW.

Menționăm faptul că, în conformitate cu regulamentele europene, atunci când sistemul funcționează fără rezerve se află în stare de alertă. Conform Regulamentului (UE) nr. 1.485/2017, „starea de alertă” înseamnă starea în care sistemul se află în limitele de siguranță în funcționare, dar în care a fost detectată o contingentă cuprinsă în lista de contingente, la a cărei apariție măsurile de remediere disponibile nu sunt suficiente pentru a menține starea normală de funcționare. Art. 152 alin. (11) din același regulament prevede că „Dacă sistemul este în stare de alertă din cauza rezervelor insuficiente de putere activă în conformitate cu articolul 18, OTS din blocurile RFP în cauză, în strânsă cooperare cu alți OTS din zona sincronă și cu OTS din alte zone sincrone, iau măsuri pentru a restabili și înlocui nivelurile necesare ale rezervelor de putere activă. În acest scop, OTS dintr-un bloc RFP au dreptul de a solicita modificări ale producției sau consumului de putere activă al unităților generatoare sau al unităților consumatoare din zona lor de reglaj pentru a reduce sau pentru a elimina încălcarea cerințelor privind rezerva de putere activă”.

A6. 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 6,19 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 2025-31 martie 2026				
	Noiembrie 2025	Decembrie 2025	Ianuarie 2026	Februarie 2026	Martie 2026
[mii Gcal]	1.122,434	1.297,969	1.380,249	1.236,238	1.149,647

A7. Estimarea balanței stocurilor de combustibili și volumele de apă din principalele acumulări energetice pentru perioada 1 noiembrie 2025-31 martie 2026

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 2025-31 martie 2026, de 23,2 TWh și, respectiv, 6,18 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 2025	Decembrie 2025	Ianuarie 2026	Februarie 2026	Martie 2026	Cumulat
Achiziții de combustibili							
Cărbune	mii tone	1.113,759	1.151,438	1.107,400	1.029,400	1.014,400	5.416,397
Gaze	mil. mc	376,183	401,456	359,320	318,705	317,057	1.772,720
Păcură	mii tone	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Biomasă	mii tcc	8,000	8,000	8,000	9,000	9,000	42,000
Consum de combustibili							
Cărbune	mii tone	1.180,962	1.211,103	1.164,457	1.046,673	1.100,064	5.703,259
Gaze	mil. mc	372,612	395,721	352,360	315,710	312,547	1.748,126
Păcură	mii tone	0,108	0,118	0,109	0,048	0,109	0,491
Biomasă	mii tcc	8,100	9,500	10,200	10,100	10,500	48,400

* 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”, 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 2025-31 martie 2026. 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 producției-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		Noiembrie 2025		Decembrie 2025		Ianuarie 2026		Februarie 2026		Martie 2026	
Acumulări energetice	V_{NNR}	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	50	11	0	0	0	0	0	0	0	0
Izvorul Muntelui (B.H. Bistrița)	1.122	670	60	600	53	520	46	420	37	324	29
Vidra (B.H. Lotru)	340,3	235	69	220	65	205	60	173	51	130	38
Fântânele (B.H. Someș)	195,45	130	67	120	61	117	60	107	55	95	49
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	42	52	41	48	38
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	115	59	100	52	85	44	75	39	65	34
Siriu (B.H. Buzău)	77,03	56	72	54	70	54	70	53	69	53	69
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	49	94	49	94	33	63	32	61	30	57

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

c.u. = coeficient de umplere corespunzător volumelor brute.

A8. Stocuri

Tabelul nr. 10 — Stocurile estimate a fi constituite până la 1 noiembrie 2025

	UM	Estimat 1.11.2025	Realizat 1.11.2024
Cărbune	mii tone	799	773
Păcură	mii tone	1,3	1,2
Gaze naturale înmagazinate*	mld. mc	3,10	3,28
Rezerva de energie echivalentă în principalele lacuri	mii MWh	1.787	2.175

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

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

Stoc de combustibili [mii tone]	Noiembrie 2025	Decembrie 2025	Ianuarie 2026	Februarie 2026	Martie 2026
Cărbune	763,897	653,969	577,751	541,476	446,225
Păcură	1,192	1,075	0,966	0,918	0,810
Biomasă	15,000	15,600	13,900	13,700	14,000
Grad de umplere depozite înmagazinare gaze*	90	80	65	55	40

* Gradul de umplere este estimativ și depinde de gradul efectiv de umplere la data de 1.11.2025, de evoluția climatică din sezonul rece 2025-2026 și de posibile influențe ale factorilor geopolitici asupra acestuia.

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 2025	Noiembrie 2025	Decembrie 2025	Ianuarie 2026	Februarie 2026	Martie 2026
	1.787	1.540	1.314	1.169	965	727
Coeficient de umplere* [%]	58,8	50,5	41,7	36,4	29,6	22,2

* 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 efectuate cu toți factorii implicați.

B. Măsuri pentru derularea în bune condiții a activităților operatorilor economici pe perioada 1 noiembrie 2025-31 martie 2026

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 anexe.

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. continuarea demersurilor pentru menținerea în funcțiune a grupurilor pe cărbune, cel puțin în iarna 2025-2026, inclusiv realizarea unui stoc de combustibil de siguranță în centralele cu funcționare pe cărbune;

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

4. realizarea unui stoc de gaze naturale înmagazinate în depozite, într-un volum cel puțin la fel de mare precum cel din iarna 2024-2025, iar extracția de gaze naturale din depozite să se realizeze gradual, uniform, astfel încât stocul de gaze naturale în perioada februarie-martie 2026 să fie satisfăcător;

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

Neasigurarea precedentelor două măsuri poate avea un impact semnificativ din următoarele puncte de vedere:

a) tehnic — 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 cu centrale electrice care funcționează pe gaze naturale, respectiv Societatea OMV Petrom — S.A. (CECC Brazi — 830 MW), Societatea Națională de Gaze Naturale „Romgaz” — S.A. (CET Iernut — 150 MW — TA 5) și Societatea Electrocentrale București — S.A. (CET-uri însumând 420 MW);

b) comercial — 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 2025-2026;

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. punerea în funcțiune a primei turbine pe gaz din centrala electrică de la Mintia — Mass Global de aproximativ 600 MW și asigurarea furnizării de gaze naturale;

10. pornirea grupurilor din centrala CET Midia Năvodari aproximativ 70 MW și CET Chimcomplex (Vâlcea) aproximativ 50 MW;

11. realizarea lucrărilor de remediere a alimentării serviciilor interne și de mentenanță la grupul energetic de la CET Paroșeni în vederea funcționării în perioada sezonului de iarnă și asigurarea unui stoc de cărbune de siguranță;

12. asigurarea funcționării sistemelor centralizate de termoficare (atât a celor bazate pe grupuri de cogenerare, cât și a celor cu instalații termice de ardere) din punctul de vedere al mentenanței și al asigurării cu combustibil, pentru reducerea consumului de resurse energetice la nivelul unităților administrativ-teritoriale și 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;

13. dacă va fi cazul, îmbunătățirea/adaptarea cadrului legislativ și a procedurilor legale de creare și de folosire a stocurilor de combustibil aflate în rezerva de stat;

14. 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 de 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);

15. creșterea volumului de energie electrică contractată pe termen mediu și lung pentru alimentarea consumatorilor, pentru reducerea volumului cantităților de energie electrică cumpărate pe Piața pentru ziua următoare cuplată și pe Piața intrazilnică cuplată, pentru reducerea expunerii la prețurile ridicate pe piețele spot;

16. 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 transfrontaliere la import de energie electrică;

17. 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;

18. 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;

19. 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;

20. încheierea de contracte de deszăpezire pentru accesul rapid la instalațiile energetice al echipelor de intervenție;

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

22. 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.

Totodată, DEN propune ca la dimensionarea nivelului stocurilor de combustibili pentru iarna 2025-2026 să se ia în considerare și un eventual sprijin pentru Republica Moldova, cu gaze naturale și cu energie electrică.

În contextul energetic european actual este necesară mobilizarea tuturor resurselor energetice disponibile, pregătirea și aprobarea unui program de iarnă în domeniul energetic pentru iarna 2025-2026, respectiv colaborarea și coordonarea tuturor entităților din sectorul energetic, dar și a celor care asigură suport.

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 dispeceratelor Direcției generale management operațional din cadrul Ministerului Afacerilor Interne, Departamentului pentru Situații de Urgență și Inspectoratului General pentru Situații de Urgență.

În conformitate cu prevederile Hotărârii Guvernului nr. 847/2023 privind aprobarea Planului de urgență pentru securitatea aprovizionării cu gaze naturale în România — pct 6.3. Impactul probabil al unei perturbări a furnizării de gaze în sectorul termoficării:

„Producătorii de energie termică, care nu pot funcționa cu alți combustibili decât gazele naturale și care furnizează energie termică clienților casnici, întreprinderilor mici sau mijlocii și/sau prestatorilor de servicii de asistență medicală, asistență socială esențială, de urgență, de securitate sau prestatorii de servicii care au legătură cu educația sau cu administrația publică au statutul de clienți protejați, în conformitate cu Ordinul ministrului energiei nr. 692/2018 privind aprobarea definirii categoriei «client

protejat» și nu vor fi afectați în cazul declarării nivelului de Urgență, cu excepția cazului în care producătorii au transmis o informare despre posibile întreruperi în aprovizionarea cu gaze naturale care afectează în mod semnificativ situația acestora în materie de furnizare de gaze. (...)

6.3.1. Măsuri de atenuare a impactului întreruperii alimentării cu energie termică (...)

În conformitate cu prevederile art. 1 lit. c) din Ordinul ministrului energiei nr. 692/2018 privind aprobarea definirii categoriei «client protejat», producătorii de energie termică, care nu pot funcționa cu alți combustibili decât gazele naturale și care furnizează energie termică clienților casnici, întreprinderilor mici sau mijlocii și/sau prestatorilor de servicii de asistență medicală, asistență socială esențială, de urgență, de securitate sau prestatorii de servicii care au legătură cu educația sau cu administrația publică, au statutul de client protejat.

Aceasta înseamnă că furnizorii de gaze naturale trebuie, de asemenea, să poată asigura furnizarea de gaze clienților protejați în virtutea principiului solidarității în cazurile descrise la art. 6 alin. (1) din Regulament și sunt obligați să ia măsurile corespunzătoare în acest scop.

Dacă măsurile bazate pe piață se dovedesc a fi insuficiente pentru a aborda deficitul necesar aprovizionării cu gaze și având în vedere importanța furnizării de energie termică cu precădere clienților protejați în virtutea principiului solidarității ar trebui să se poată utiliza măsuri care nu se bazează pe piață, inclusiv reducerea consumului pentru clienții neprotejați, în măsura în care acest gaz este necesar pentru încălzire.”

D. Finanțarea programului de iarnă. Achiziție combustibili

Tabelul nr. 13 — Necesarul total de finanțare a programului de iarnă aferent perioadei 1 noiembrie 2025-31 martie 2026, pentru achiziția de combustibili

Operatori economici	Surse proprii, credite interne, subvenții
Producători de energie electrică și producători de energie electrică și termică în cogenerare	5,4 mld. lei

DECIZII ALE PRIM-MINISTRULUI

GUVERNUL ROMÂNIEI

PRIM-MINISTRUL

DECIZIE

privind exercitarea, cu caracter temporar, de către domnul Nelu Fleșer a funcției publice vacante din categoria înalților funcționari publici de secretar general al Instituției Prefectului — Județul Alba

Având în vedere Adresa Ministerului Afacerilor Interne nr. 21.258 din 27 octombrie 2025, înregistrată la Cabinetul prim-ministrului cu nr. 5/10.333 din 27 octombrie 2025, propunerea formulată de Instituția Prefectului — Județul Alba prin Adresa nr. 11.392 din 6 octombrie 2025, precum și Adresa Agenției Naționale a Funcționarilor Publici nr. 38.381 din 17.10.2025,

în temeiul art. 29, art. 265 alin. (11), art. 389 lit. c¹), art. 394 alin. (2) lit. d), art. 397, art. 502 alin. (1) lit. f), art. 509 alin. (3), art. 510 alin. (1) și al art. 530 alin. (3) din Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 57/2019 privind Codul administrativ, cu modificările și completările ulterioare,

prim-ministrul emite prezenta decizie.

Articol unic. — Începând cu data intrării în vigoare a prezentei decizii, domnul Nelu Fleșer, șef serviciu — Serviciul monitorizarea serviciilor publice deconcentrate, situații de urgență și afaceri europene din cadrul Instituției Prefectului — Județul Alba, exercită, cu caracter temporar, funcția publică vacantă din categoria înalților funcționari publici de secretar general al Instituției Prefectului — Județul Alba pentru o perioadă de 6 luni.

PRIM-MINISTRU

ILIE-GAVRIL BOLOJAN

Contrasemnează:

Secretarul general al Guvernului,

Ștefan-Radu Oprea

București, 31 octombrie 2025.
Nr. 505.

ACTE ALE ORGANELOR DE SPECIALITATE ALE ADMINISTRAȚIEI PUBLICE CENTRALE

MINISTERUL TRANSPORTURILOR
ȘI INFRASTRUCTURII
Nr. 1.314 din 11 august 2025

MINISTERUL FINANTELOR
Nr. 1.786
din 30 octombrie 2025

ORDIN

pentru aprobarea bugetului de venituri și cheltuieli pe anul 2025 și a situației centralizate privind veniturile și cheltuielile din bazele de cost pe anul 2025 ale Regiei Autonome „Administrația Română a Serviciilor de Trafic Aerian — ROMATSA”

Având în vedere prevederile art. 4 alin. (5) din Ordonanța Guvernului nr. 46/1998 pentru stabilirea unor măsuri în vederea îndeplinirii obligațiilor asumate de România prin aderarea la Convenția internațională EUROCONTROL privind cooperarea pentru securitatea navigației aeriene și la Acordul multilateral privind tarifele de rută aeriană, precum și a unor obligații care rezultă pentru România din regulamentele adoptate la nivelul Uniunii Europene în domeniul serviciilor de navigație aeriană, republicată, cu modificările și completările ulterioare,

în temeiul art. 9 alin. (4) din Hotărârea Guvernului nr. 370/2021 privind organizarea și funcționarea Ministerului Transporturilor și Infrastructurii, cu modificările și completările ulterioare, și al art. 10 alin. (4) din Hotărârea Guvernului nr. 34/2009 privind organizarea și funcționarea Ministerului Finanțelor, cu modificările și completările ulterioare,

ministrul transporturilor și infrastructurii și ministrul finanțelor emit prezentul ordin.

Art. 1. — Se aprobă bugetul de venituri și cheltuieli pe anul 2025 al Regiei Autonome „Administrația Română a Serviciilor de Trafic Aerian — ROMATSA”, prevăzut în anexa nr. 1 care face parte integrantă din prezentul ordin.

Art. 2. — Se aprobă situația centralizată privind veniturile și cheltuielile din bazele de cost pe anul 2025, prevăzută în anexa nr. 2 care face parte integrantă din prezentul ordin.

Art. 3. — Prezentul ordin se publică în Monitorul Oficial al României, Partea I.

Art. 4. — Regia Autonomă „Administrația Română a Serviciilor de Trafic Aerian — ROMATSA” va duce la îndeplinire prezentul ordin.

p. Ministrul transporturilor
și infrastructurii,
Ionel Scrioșteanu,
secretar de stat

Ministrul finanțelor,
Alexandru Nazare

MINISTERUL TRANSPORTURILOR ȘI INFRASTRUCTURII

Regia Autonomă „Administrația Română a Serviciilor de Trafic Aerian — ROMATSA”

București, sectorul 1, str. Ion Ionescu de la Brad nr. 10

Codul unic de înregistrare: R 1589932

**BUGETUL DE VENITURI ȘI CHELTUIELI
pe anul 2025**

mii lei

Nr.crt.		INDICATORI	Nr. rd.	2025 Prevederi
0		1	2	3
I		VENITURI TOTALE	1	1.812.123,76
	1	Venituri din exploatare, din care:	2	1.808.373,76
		a) servicii navigație aeriană reglementate*, din care:	3	1.770.826,24
		a1 servicii navigație aeriană de rută	4	1.493.779,36
		a2 servicii navigație aeriană de terminal	5	256.892,33
		a3 din alte surse	6	4.216,91
		a4 ajustări	7	15.937,64
		b) servicii navigație aeriană de terminal alte aeroporturi	8	23.047,52
		c) rambursarea contravalorii unor servicii de navigație aeriană	9	13.500,00
		d) producția de imobilizări	10	
		e) alte venituri din exploatare	11	1.000,00
	2	Venituri financiare	12	3.750,00
II		CHELTUIELI TOTALE	13	1.781.382,67
	1	Cheltuieli de exploatare, din care:	14	1.760.228,83
		a) cheltuieli de personal, din care:	15	1.521.361,30
		a1 cheltuieli de natură salarială, din care:	16	1.066.599,62
		a1.1 cheltuieli cu salariile	17	1.025.692,49
		a1.2 bonusuri	18	40.907,13
		a2 cheltuieli cu asigurările sociale și alte obligații legale	19	127.326,13
		a3 alte cheltuieli cu personalul	20	320.997,54
		a4 cheltuieli pentru contracte de mandat	21	6.438,01
		b) alte cheltuieli de operare, din care:	22	188.490,26
		b1 cheltuieli materiale	23	6.615,15
		b2 cheltuieli cu energia și apa	24	12.952,82
		b3 cheltuieli privind mărfurile	25	
		b4 cheltuieli cu serviciile executate de terți, din care:	26	202.623,60
		b4.1 EUROCONTROL	27	62.388,66
		b4.2 AACR	28	7.573,02
		b5 alte cheltuieli de exploatare, din care:	29	-33.701,31
		b5.1 chelt. de protocol	30	736,60
		b5.2 chelt. de reclamă și publicitate	31	220,00
		b5.3 chelt. cu sponsorizarea	32	1.000,00
		c) cheltuieli cu amortizarea imobilizărilor corporale și necorporale	33	50.377,27
	2	Cheltuieli financiare	34	21.153,84
III		REZULTATUL BRUT (profit/pierdere)	35	30.741,09
IV	1	IMPOZIT PE PROFIT	36	17.211,88

*) Anexa nr. 1 este reprodusă în facsimil.

Nr.crt.			INDICATORI	Nr. rd.	2025 Prevederi
0			1	2	3
	2		IMPOZIT PE PROFIT AMÂNAT	37	
	3		VENITURI DIN IMPOZITUL PE PROFIT AMÂNAT	38	
V			PROFITUL/PIERDEREA NETĂ A PERIOADEI DE RAPORTARE, din care:	39	13.529,21
	1		Rezerve legale	40	1.537,05
	2		Alte rezerve reprezentând facilități fiscale prevăzute de lege	41	
	3		Acoperirea pierderilor contabile din anii precedenți	42	
	4		Constituirea surselor proprii de finanțare pentru proiectele cofinanțate din împrumuturi externe, precum și pentru constituirea surselor necesare rambursării ratelor de capital, plății dobânzilor, comisioanelor și altor costuri aferente acestor împrumuturi externe	43	
	5		Alte repartizări prevăzute de lege	44	11.992,16
	6		Profitul contabil rămas după deducerea sumelor de la pct.1-5	45	0,00
	7		Participarea salariaților la profit în limita a 10% din profitul net, dar nu mai mult de nivelul unui salariu de bază mediu lunar realizat la nivelul operatorului economic în exercițiul financiar de referință	46	
	8		Minimum 50% vărsăminte la bugetul de stat	47	
	9		Profitul nerepartizat pe destinațiile prevăzute la pct.7-8 se repartizează la alte rezerve și constituie sursă proprie de finanțare	48	
VI			SURSE DE FINANȚARE A INVESTIȚIILOR, din care:	49	106.695,44
	1		Surse proprii	50	106.695,44
	2		Alocații de la buget	51	
	3		Credite bancare	52	
	a)	- interne		53	
	b)	- externe		54	
	4		Fonduri europene	55	
	5		Alte surse	56	
VII			CHELTUIELI PENTRU INVESTIȚII, din care:	57	106.695,44
	1		Cheltuieli aferente investițiilor, inclusiv cele aferente investițiilor în curs la finele anului	58	106.695,44
	2		Rambursări de rate aferente creditelor pentru investiții	59	
	a)	interne		60	
	b)	externe		61	
VIII			DATE DE FUNDAMENTARE	62	
	1		Venituri totale	63	1.812.123,76
	2		Cheltuieli aferente veniturilor totale	64	1.781.382,67
	3		Nr. prognozat de personal la finele anului	65	1.781
	4		Nr.mediu de salariați total	66	1.716
	5		Productivitatea muncii în unități valorice pe total personal mediu (mii lei/persoană)	67	1.056,02
	6		Cheltuieli totale la 1000 lei venituri totale (cheltuieli totale/venituri totale)x1000	68	983,04
	7		Plăți restante	69	
	8		Creanțe restante **	70	75.000,00
	9		Credit cu garanția statului pentru finanțarea activității curente (soldul rămas de rambursat)	71	266.290,00

* Servicii supuse prevederilor regulamentelor europene de instituire a unui sistem de performanță și de tarifare în cadrul cerului unic european

** Nu cuprind serviciile de navigație aeriană pentru zborurile scutite de la plata tarifelor

MINISTERUL TRANSPORTURILOR ȘI INFRASTRUCTURII

Regia Autonomă „Administrația Română a Serviciilor de Trafic Aerian — ROMATSA”

SITUAȚIE CENTRALIZATĂ
privind veniturile și cheltuielile din bazele de cost pe anul 2025

mii lei

Nr. crt		INDICATORI	Nr. rd.	2025 Prevederi
0		1	2	3
I		Venituri cuprinse în bazele de cost, din care:	1	1.807.373,76
	a)	servicii navigație aeriană reglementate*, din care:	2	1.784.326,24
	a1	servicii navigație aeriană de rută	3	1.505.297,03
	a2	servicii navigație aeriană de terminal	4	258.874,66
	a3	din alte surse	5	4.216,91
	a4	ajustări	6	15.937,64
	b)	servicii navigație aeriană de terminal alte aeroporturi	7	23.047,52
II		Cheltuieli cuprinse în bazele de cost, din care:	8	1.760.198,83
	a)	servicii navigație aeriană reglementate*, din care:	9	1.684.299,46
	a1	servicii navigație aeriană de rută, din care:	10	1.420.172,38
	a1.1	cheltuieli cu personal	11	1.188.775,88
	a1.2	alte cheltuieli de operare, din care:	12	190.488,97
	a1.2.1	ROMATSA	13	121.395,50
	a1.2.2	EUROCONTROL	14	62.388,66
	a1.2.3	AACR	15	6.704,81
	a1.3	amortizare	16	40.907,53
	a2	servicii navigație aeriană de terminal, din care:	17	264.127,08
	a2.1	cheltuieli cu personal	18	225.713,54
	a2.2	alte cheltuieli de operare, din care:	19	30.633,07
	a2.2.1	ROMATSA	20	29.764,86
	a2.2.2	AACR	21	868,21
	a2.3	amortizare	22	7.780,47
	b)	servicii navigație aeriană de terminal alte aeroporturi, din care:	23	75.899,37
	b1	cheltuieli cu personal	24	65.228,57
	b2	alte cheltuieli de operare	25	8.981,53
	b3	amortizare	26	1.689,27

* Servicii supuse prevederilor regulamentelor europene de instituire a unui sistem de performanță și de tarificare în cadrul cerului unic european

*) Anexa nr. 2 este reprodusă în facsimil.

EDITOR: PARLAMENTUL ROMÂNIEI — CAMERA DEPUTAȚILOR



„Monitorul Oficial” R.A., Str. Parcului nr. 65, sectorul 1, București; 012329
 C.I.F. RO427282, IBAN: RO55RNCB0082006711100001 BCR
 și IBAN: RO12TREZ7005069XXX000531 DTCPMB (alocat numai persoanelor juridice bugetare)
 Tel. 021.318.51.29/150, fax 021.318.51.15, e-mail: marketing@ramo.ro, www.monitoruloficial.ro

Relații cu publicul: șos. Panduri nr. 1, bloc P33, sectorul 5, București; 050651.

Tel. 021.401.00.73, 021.401.00.78/79/83.

Pentru publicări, încărcăți actele pe site, la: <https://www.monitoruloficial.ro>, secțiunea Publicări.

