

## Anexa 2 - Analiza adecvanței SEN pe termen mediu și lung ERAA 2023

Schimbările fără precedent aduse de îndeplinirea angajamentelor asumate de țările europene în cadrul Pactului Verde (Green Deal), pentru asigurarea unui sistem energetic mai puțin poluant, transpuse în volume mari de energie electrică din surse regenerabile intermitente ce vor substitui o parte însemnată din contribuția centralele termoelectrice clasice în mixul energetic, reprezintă adevărate provocări pentru sistemul european, ce trebuie să se adapteze rapid pentru a menține siguranța alimentării și respectiv, echilibrul continuu dintre cererea și producția de energie electrică.

Având în vedere nivelul de interconectare al sistemului european, un deficit sau excedent de capacitate într-o zonă a acestuia, poate afecta adecvanța într-o altă zonă. Este necesară, deci, o abordare coordonată pentru evaluarea adecvanței sistemului interconectat și respectiv, o modelare la nivel pan-european. Simulările de piață trebuie să includă un număr foarte mare de stări și configurații în care se poate afla sistemul interconectat, generate de diverse condiții climatice posibile și indisponibilizări planificate și neplanificate, aleatorii, ale grupurilor convenționale și ale elementelor de rețea, pentru a permite identificarea unor eventuale situații critice în care capacitățile de producere nu pot acoperi cererea de energie electrică la un moment dat.

Ca urmare, în vederea evaluării adecvanței SEN pe termen mediu și lung au fost considerate datele de intrare, ipotezele, metodologiile și rezultatele Studiului de evaluare a adecvanței la nivel european (ERAA2023), realizat în cadrul ENTSO-E, pentru identificarea potențialelor deficiențe ale sistemului românesc.

Analizele de piață pentru ERAA2023 au inclus modelarea *explicită* a 36 de țări europene împărțite în 59 de zone de ofertare și modelarea *implicită* a 4 țări din afara perimetrului ENTSO-E, prin reprezentarea seriilor orare fixe ce descriu schimburile transfrontaliere realizate cu acestea.

Orizontul de modelare a inclus patru ani țintă: 2025, 2028, 2030 și 2033.

Scenariul central de referință pentru evaluarea adecvanței la nivel european - ERAA *Central Reference Scenario* – a fost elaborat pornind de la scenariile *bottom-up National Trends (NT)*, construite pe baza datelor transmise de OTS-urile europene în linie cu politicile și tendințele naționale, ce au fost actualizate în ceea ce privește evoluția resurselor disponibile, prin aplicarea metodologiei EVA de evaluare a viabilității economice a acestora, în ipoteza inexistenței unor *mecanisme suplimentare de asigurare a capacității (CM)* în piață.

În contextul ERAA2023, resursele disponibile în piață ce contribuie la acoperirea sarcinii orare includ, pe lângă tehnologiile de producere și de stocare (inclusiv baterii) și cele ce permit ajustarea consumului la palierele de vârf, denumite mijloace de DSR *explicit* (activate pe baza unor oferte de preț) sau DSR *implicit* (ce răspund sau nu la creșterea prețurilor, cum ar fi: vehicule electrice, pompe de cădură, baterii instalate la populație-neparticipante la piață).

Viabilitatea resurselor a fost evaluată pe baza unui model de optimizare a planificării pe termen lung ce are ca funcție obiectiv minimizarea costurilor totale ale sistemului pan-european în perioada 2025-2033, considerând diversele opțiuni de decizie cu privire la evoluția resurselor și investițiile asociate acestora: intrare sau ieșire în/din conservare, casare în avans, extinderea duratei de viață (toate acestea pentru capacitățile de producere existente pe gaze sau cărbune) și instalare de grupuri noi (pentru capacități noi pe gaze, mijloace DSR și baterii).

Dintre opțiunile candidat considerate pentru evaluarea viabilității economice au fost deci excluse (atât la reducere cât și la expansiune) capacitățile nucleare și cele regenerabile RES, păstrate constante ca în scenariile NT, considerându-se că acestea respectă ținte și politici asumate de țările modelate.

De asemenea, ținând cont de durata perioadei de construcție pentru grupurile noi pe gaze (în ciclu combinat sau alte tehnologii), acestea nu au fost introduse drept opțiuni candidat înainte de anul țintă 2028, astfel că, la nivelul anului 2025 singurele noi opțiuni de expansiune permise au fost sistemele de stocare cu baterii instalate la nivel RET și măsurile de DSR explicit.

Pentru grupurile ce sunt retrase din funcțiune în perioada analizată conform scenariilor NT, evaluarea EVA poate include ca opțiune realizarea de investiții pentru extinderea duratei lor de viață, începând din anul următor casării.

Datorită complexității modelului EVA, grupurile de producere au fost agregate pe categorii, în funcție de combustibilul utilizat și de caracteristicile lor tehnico-economice.

De asemenea, numărul de scenarii considerat pentru reflectarea variabilității introduse de condițiile meteorologice a fost limitat la 3 ani climatici (1985, 1988 și 2003) reprezentativi pentru clusterelor ce descriu cel mai bine întreaga bandă de variație acoperită de cei 35 de ani din PECD, fiecare cu ponderi diferite de reprezentativitate, determinate prin metode statistice și algoritmi de agregare calculați în condițiile a două scenarii (Tabelul 2.1):

- Scenariul A: ponderile celor 3 ani climatici reprezentativi au fost determinate pe baza rezultatelor simulărilor de adecvanță realizate pentru ERAA2022, anul țintă 2025, astfel încât să conducă la același nivel de fiabilitate (LOLE) la nivel UE ca valoarea obținută din medierea tuturor celor 35 de ani climatici
- Scenariul B: ponderile celor 3 ani climatici reprezentativi pentru fiecare cluster au fost determinate pe baza numărului de ani climatici incluși în fiecare cluster. Această metodă de ponderare corespunde metodologiei originale EVA, ce a fost utilizată și în ERAA 2022

Tabelul 2.1 Ponderile celor 3 ani climatici reprezentativi din PECD - utilizați în etapa EVA

An climatic reprezentativ	Pondere an climatic în total 35 ani	
	Scenariul A	Scenariul B
1985	0.085	0.028
1988	0.058	0.057
2003	0.858	0.915

Indicatorii tehnico-economici specifici pentru diversele tipuri de grupuri (diferențiate în funcție de tehnologie și combustibilul primar utilizat) și scenariul de evoluție a prețului combustibililor fosili și al emisiilor de CO<sub>2</sub>, ce determină practic *ordinea de merit* la încărcarea grupurilor, corespund datelor și ipotezelor specifice Scenariului National Trends (NT), modelat în cadrul ENTSO-E.

Tabelul 2.2 prezintă scenariul de evoluție a prețului combustibililor fosili și al certificatelor de emisii de gaze cu efect de seră, utilizat pentru ERAA2023, ce a fost construit în cadrul ENTSO-E pe baza informațiilor din sursele menționate.

Tabelul 2.2 Prețul combustibililor fosili și al certificatelor de emisii de gaze cu efect de seră  
ERAA2023

	U.M	Sursa datelor:	2025	2028	2030	2033
Lignit	Euro/GJnet	Booze&co "Understanding Lignite Generation Costs in Europe"- pret mediu constant pentru 4 grupuri de țări:				
		G1 (BG - MK - CZ)	1.40	1.40	1.40	1.40
		G2 (SK - DE - RS - PL - ME - UKNI - BA - IE)	1.80	1.80	1.80	1.80
		G3 (SL - RO - HU)	2.37	2.37	2.37	2.37
		G4 (GR - TR)	3.10	3.10	3.10	3.10
Huile	Euro/GJnet	Bloomberg pentru 2023 și IEA WEO 2022 (APS) pentru 2030, 2050, interpolare între 2023 – 2030 și 2030 – 2050 pentru anii intermediari	3.38	2.42	1.78	1.74
Gaze naturale	Euro/GJnet	Bloomberg pentru 2023 și IEA WEO 2022 (APS) pentru 2030, 2050, interpolare între 2023 – 2030 și 2030 – 2050 pentru anii intermediari	12.54	8.80	7.44*	7.88*
					* Preț amestec gaze naturale + biometan (9%)	
CO <sub>2</sub>	Euro/tonă	Bloomberg pentru 2023 și IEA WEO 2022 (APS) pentru 2030, 2050, interpolare între 2023 – 2030 și 2030 – 2050 pentru anii intermediari	87.9	103.2	113.4	123.5

În simulările de piață din etapa EVA limitarea schimburilor comerciale dintre țări s-a realizat pe baza valorilor capacităților nete de transfer NTC pe liniile de interconexiune.

Pentru simulările de adecvanță (*adequacy model*), reprezentarea restricțiilor de import/export multilaterale au fost modelate pe baza fluxurilor de putere - *abordarea Flow-based* adoptată pentru *cuplarea piețelor* pentru țările din regiunea CORE (AT, BE, HR, CZ, FR, DE, HU, LU, NL, PL, RO, SK și SI), pentru celelalte țări europene fiind utilizate tot limitele descrise de valorile NTC. Trebuie menționat că, deși furnizează o reprezentare destul de bună, simplificată, a capacităților trans-frontaliere disponibile, valorile NTC fixe pe granițe, planificate pe termen lung, pot devia în reprezentarea capabilităților fizice de transport ale rețelei, față de valorile rezultate din abordarea "flow based", ce modelează cu acuratețe îmbunătățită configurația rețelei, mai apropiată de realitatea operării sistemului, ținând cont în plus și de schimburile ce au loc între alte granițe.

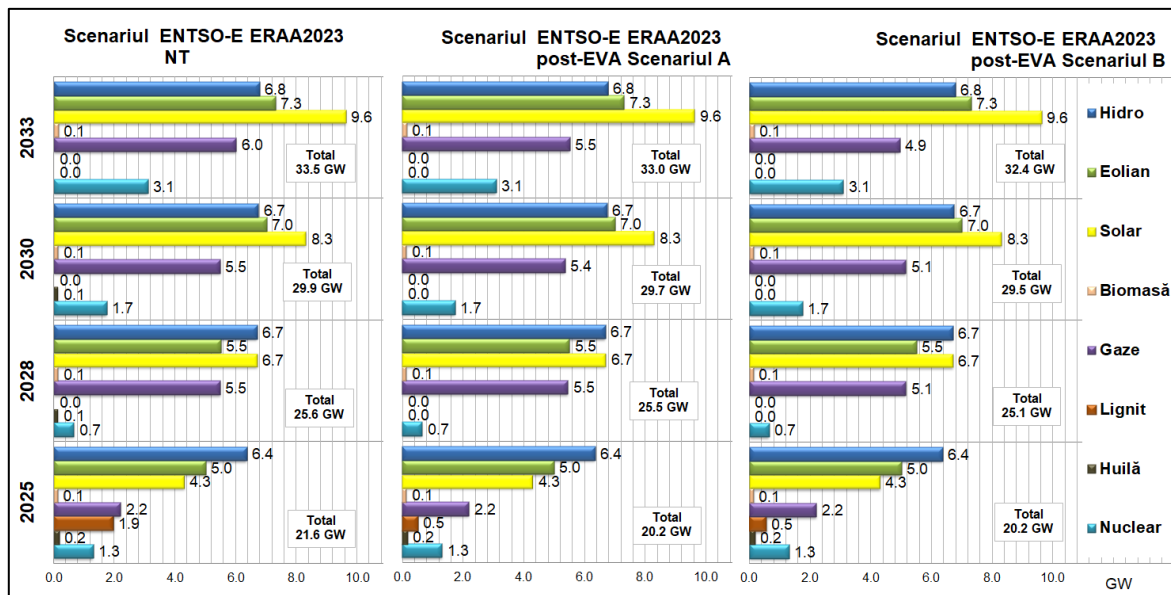
Rezultatele pentru România ale etapei EVA, pentru fiecare an țintă sunt evidențiate în Tabelul 2.3, respectiv reducerea de capacitate (neviabilă) rezultată în scenariile A și B, față de scenariul NT, corespunzătoare diferitelor tipuri de centrale termoelectrice nerentabile, ce nu și-ar putea recupera costurile de funcționare în lipsa unor mecanisme de piață specifice, în condițiile de evoluție a prețurilor din Tabelul 2.2.

Tabelul 2.3. Rezultate post-EVA pentru România

Variabile de decizie / casare capacități pe tipuri de combustibili	2025	2028	2030	2033
Gaze - tehnologii cu ciclu combinat	0.0 MW	0.0 MW	0.0 MW	-120.0 MW
Gaze - alte tehnologii	0.0 MW	-20.0 MW	-120.0 MW	-370.0 MW
Huică	0.0 MW	-130.0 MW	-130.0 MW	0.0 MW
Lignit	-1450.0 MW	0.0 MW	0.0 MW	0.0 MW
<b>TOTAL</b>	<b>-1450.0 MW</b>	<b>-150.0 MW</b>	<b>-250.0 MW</b>	<b>-490.0 MW</b>
Gaze - tehnologii cu ciclu combinat	0.0 MW	0.0 MW	0.0 MW	-690.0 MW
Gaze - alte tehnologii	0.0 MW	-330.0 MW	-330.0 MW	-370.0 MW
Huică	0.0 MW	-130.0 MW	-130.0 MW	0.0 MW
Lignit	-1410.0 MW	0.0 MW	0.0 MW	0.0 MW
<b>TOTAL</b>	<b>-1410.0 MW</b>	<b>-460.0 MW</b>	<b>-460.0 MW</b>	<b>-1060.0 MW</b>

În figura 2.1 sunt prezentate datele referitoare la puterile instalate în SEN – valori nete, ce caracterizează scenariile modelate în ERAA 2023 pentru România, derivate din scenariul NT, respectiv scenariile A și B post-EVA.

Figura 2.1. Evoluție capacități disponibile în SEN  
Scenarii ENTSO-E ERAA 2023



În final, obiectivul studiului de adecvanță ERAA este determinarea riscului de neacoperire a sarcinii în condițiile unor resurse disponibile în piață conform propunerilor decizionale post-EVA, rezultate pentru cele două scenarii, A și B.

Pentru surprinderea tuturor evenimentelor neplanificate ce pot apărea în sistem, generate de valorile variabilelor stocastice ce definesc cererea, generarea și disponibilitatea rețelei de transport, a căror combinație poate influența nivelul de adecvanță a sistemului, s-au realizat analize de piață probabilistice cu ajutorul programelor de modelare specifice, cu multiple iterații Monte-Carlo (MC) - ce simulează, pe baza probabilităților de avarie specifice, indisponibilitatea liniilor (de interconexiune) și/sau a grupurilor generatoare, pentru fiecare scenariu meteorologic din eșantionul celor 35 de ani-tip disponibili în Baza de date climatice PECD 3.1. Utilizarea celor 35 de scenarii / ani climatici reflectă impredictibilitatea consumului de energie electrică și a generării din surse regenerabile (eoliană, solară, hidro), introdusă de variația factorilor meteorologici (temperatura aerului, viteza vântului, radiația solară, precipitații).

Un aspect deosebit de important în simularea unor situații diverse din punct de vedere climatic, dar *rezonabile* ca probabilitate de apariție, este reprezentat de faptul că seriile de variabile orare corespunzătoare fiecărui an climatic din PECD sunt corelate spațial și temporal: reflectă deci condiții armonizate pe întregul perimetru european și coerente din punct de vedere cronologic (de exemplu, valorile temperaturii sunt similare pentru zone/țări învecinate și prezintă variații orare în limite acceptabile).

Data fiind complexitatea sistemului european analizat, pentru a se atinge convergența valorilor indicatorilor de fiabilitate rezultați din studiile probabilistice de piață, este necesar să se simuleze un număr semnificativ de situații posibile din combinația (nr. ani-climatici x nr. iterații MC), pentru fiecare an țintă și scenariu analizat.

Pentru evidențierea situațiilor critice din sistem, au fost determinați și analizați indicatorii de fiabilitate ENS [GWh] (*Energy Not Served*) – energia nelivrată și LLD [ore/an] (*Loss of Load Duration*) - durata de pierdere a consumului, respectiv numărul de ore cu energie nelivrată în cursul anului, corespunzători fiecărei simulări Monte Carlo.

Din prelucrarea indicatoriilor ENS și LLD au rezultat valorile *anticipate* la nivelul orizontului analizat pentru fiecare țară, respectiv EENS (*Expected Energy Not Served*) și LOLE (*Loss of Load Expectation*) - ca valori medii ale tuturor iterațiilor MC realizate cu programul de modelare, dar și valorile mediane (percentila P50) și maxime (determinate ca percentila P95 – ignorând astfel valorile mai mari ce apar în mai puțin de 5% de cazuri din setul total de simulări MC), corespunzători fiecărui scenariu.

De menționat că, pentru majoritatea țărilor europene, indicatorul LOLE are valori țintă standardizate, cuprinse, în general, între 3 și 8 ore/an.

Tabelul 2.4 Valorile medii, P50 și P95 pentru ENS și LLD rezultate pentru România, în scenariile modelate pentru ERAA2023

orizonturile 2025 și 2028

Scenarii ERAA 2023	2025						2028					
	LOLE	LLD P50	LLD P95	EENS	ENS P50	ENS P95	LOLE	LLD P50	LLD P95	EENS	ENS P50	ENS P95
	ore/an			GWh			ore/an			GWh		
Scenariul A	0.82	0	3	0.05	0	0.08	0.06	0	0	0	0	0
Scenariul B	2.34	0	13.8	0.21	0	0.76	0.27	0	0	0.03	0	0.00

orizonturile 2030 și 2033

Scenarii ERAA 2023	2030						2033					
	LOLE	LLD P50	LLD P95	EENS	ENS P50	ENS P95	LOLE	LLD P50	LLD P95	EENS	ENS P50	ENS P95
	ore/an			GWh			ore/an			GWh		
Scenariul A	0	0	0	0	0	0	0.09	0	0	0.01	0	0
Scenariul B	0.01	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00

Rezultatele ERAA2023 pentru România, centralizate în Tabelul 2.4, arată ca riscurile de neacoperire a consumului intern cu capacitățile de generare disponibile în SEN plus import, sunt maxime în ipotezele modelate de scenariul B al etapei de verificare a viabilității economice EVA, pentru anul țintă 2025, căruia îi corespunde o reducere de capacitate de ~1,4 GW în centrale pe lignit, în avans față de scenariul NT, în care decarbonizarea totală a SEN este prevăzută pentru 31.12.2025. Ieșirea din piață în avans a acestor grupuri, ineficiente în ipotezele scenariului modelat, ar putea cauza apariția unor perioade de deficit de capacitate în SEN, evaluate la maxim 13,8 ore/an într-un scenariu extrem, specific unor condiții climatice severe, în care cantitatea maximă anuală de energie ce ar putea să nu fie acoperită este de 760 MWh la nivelul anului 2025.

Pentru ceilalți ani țintă, 2028, 2030 și 2033, perioadele anuale de neacoperire a sarcinii anticipate sunt sub 1 oră/an.

Etapă de verificare a viabilității economice EVA a identificat faptul că unele grupuri, existente sau noi, inclusiv pe gaze în ciclu combinat, sunt nerentabile în ipotezele considerate în ERAA2023.

Ca urmare, rezultatele simulărilor pentru scenariile *post EVA*, scenariile A și B sunt echivalente unor analize de sensibilitate față de scenariul de referință NT, cu privire la casarea în avans a unor grupuri existente sau nerealizarea la termen a unor capacități de producere noi în SEN, ce ar conduce la o reducere de maxim 1450 MW în 2025, 460 MW în 2028 și 2030, respectiv 1060 MW pentru orizontul 2033.

De menționat că în valorile de deficit de capacitate rezultate pentru fiecare țară în ERAA2023 sunt incluse și rezervele ce trebuie menținute în sistem pentru asigurarea, suplimentar față de consum, a reglajelor necesare în SEN. În funcție de particularitățile fiecărui sistem, acestea au fost modelate în mod simplificat în ERAA2023, prin diminuarea capacității de producere în centralele hidroelectrice cu acumulare disponibile (dacă există) și/sau printr-o creștere artificială a sarcinii orare cu valoarea de reglaj FRR ce trebuie asigurată de grupurile termoelectrice.

Pentru România, în studiile de piață s-au considerat următoarele valori pentru *rezervele necesare modelării* pentru ERAA2023, *similar funcționării PZU* – FCR, rezerva de stabilizare a frecvenței (rezervă de reglaj primar) și FRR, rezerva de restaurare a frecvenței (reglaj secundar și terțiar rapid):

Tabelul 2.5 Rezerve de putere activă în SEN  
utilizate în studiile de modelare a pieței pentru ERAA2023

<b>Servicii tehnologice de sistem</b>	<b>2025 [MW]</b>	<b>2028 [MW]</b>	<b>2030 [MW]</b>	<b>2033 [MW]</b>
<b>FCR total</b>	<b>62</b>	<b>63.5</b>	<b>65</b>	<b>65</b>
<i>Furnizat de grupuri termoelectrice</i>	20	20	20	20
<i>Furnizat de grupuri hidroelectrice</i>	42	43.5	45	45
<b>FRR total (automat+manual)</b>	<b>580</b>	<b>520</b>	<b>500</b>	<b>500</b>
<i>Furnizat de grupuri termoelectrice</i>	280	220	200	200
<i>Furnizat de grupuri hidroelectrice</i>	300	300	300	300
<i>Ipoteze de modelare simplificată a rezervelor în ERAA 2023</i>				
<b>Creștere orară curbă de sarcină</b>	280	220	200	200
<b>Reducere capacitate centrale hidroelectrice cu acumulare</b>	342	343.5	345	345

*Notă:* \* reducerea de capacitate pentru reglaj primar a fost exclusă din valoarea Pmax.disponibil net a grupurilor termoelectrice, utilizată în simulările de piață