

GUVERNUL REPUBLICII MOLDOVA

H O T Ă R Î R E nr. _____
din _____ 2021

Chişinău

**cu privire la aprobarea limitelor de capacitate, cotelor maxime și categoriilor
de capacitate în domeniul energiei electrice din surse regenerabile
până în anul 2025**

În temeiul art.10 lit. e) al Legii Nr.10/2016 privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile (*Monitorul Oficial al Republicii Moldova, 2016, nr. 69-77, art. 117*), cu modificările ulterioare, Guvernul HOTĂRĂȘTE:

1. Se aprobă, conform anexei, limitele de capacitate, cotele maxime și categoriile de capacitate în domeniul energiei electrice din surse regenerabile valabile până la data de 31 decembrie 2025 în vederea aplicării schemelor de sprijin prevăzute la art. 34 din Legea nr.10/2016 privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile.

2. Monitorizarea prezentei hotărîri se pune în sarcina Ministerului Economiei și Infrastructurii.

3. Prezenta hotărîre intră în vigoare la data publicării în Monitorul Oficial al Republicii Moldova.

Prim-ministru interimar

Aureliu CIOCOI

Coordonat:

Secretar de stat al Ministerului
Economiei și Infrastructurii

Mihail LUPAȘCU

Nr.	Tehnologia de producere a energiei electrice	Categorii de capacitate	Cotele maxime de capacitate pentru tipurile de instalații de generare considerate, MW			Limita de capacitate, [MW]*
		[MW]	TOTAL [MW]	Surse la Tarif fix	Surse la Preț fix	
Categoria I. Surse intermitente						
1.	Instalații EOLIENE	< 4	105	25	80	4,0
2.	Instalații SOLARE PV (fotovoltaice), total: <i>dintre care:</i>	---	145	75	70	---
2.1.	- instalații PV montate pe acoperișurile obiectivelor industriale și agricole, inclusiv ale sectorului terțiar (servicii)	< 0,05		20		1,0
		0,051 – 0,2				
		0,201-1,0				
2.2.	- instalații PV montate pe acoperișurile construcțiilor aferente sectorului rezidențial și public	< 0,05		10	---	1,0
		0,051 – 0,2				
		0,201-1,0				
2.3.	- instalații PV, altele decât cele de la pct. 2.1. și 2.2.	< 1,0		45		
sub-TOTAL			250	100	150	---
Categoria II. Surse non-intermitente						
3.	Instalații de COGENERARE pe bază de biogaz, total: <i>dintre care:</i>	---	150	150	---	---
3.1.	- unități în cogenerare pe bază de biogaz (produs prin valorificarea potențialului energetic al dejecțiilor animaliere, deșeurilor zootehnice, deșeuri agricole, culturi agricole, plante energetice, deșeuri ale industriei alimentare, etc., inclusiv amestecul dintre acestea)	---		50	-	---
3.2.	- unități în cogenerare pe bază de biogaz produs prin valorificarea deșeurilor municipale solide	---		50		---

3.3.	- unități în cogenerare pe bază de biogaz produs prin valorificarea deșeurilor municipale lichide /ape reziduale/	---		50		---
4.	Instalații de COGENERARE pe bază de singaz (pe biocombustibil solid, deșeuri agricole, inclusiv culturi/plante energetice)	---	15	15	-	---
5.	Instalații de COGENERARE utilizând arderea directă (pe biocombustibil solid, deșeuri agricole, inclusiv culturi/ plante energetice, deșeuri menajere solide)	---	30	30	-	---
6.	Instalații HIDRO	---	5	5	-	1,0
sub-TOTAL		---	200	200	-	---
TOTAL		---	450	300	150	---

Notă:

1. *Limită de capacitate* – noțiune definită în art.3 al Legii nr.10/2016 privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile
2. *Biocombustibil solid* – noțiune definită în conformitate cu prevederile Hotărârii Guvernului Nr. 1070/ 2013 pentru aprobarea Regulamentului cu privire la biocombustibilul solid.

ANTARES model for year 2025 and scenarios results

1. Model input data and assumptions

1.1. Prices

Except for gas where a value of 9.32 €/GJ (from TIMES results) is used, all necessary prices used correspond to the 2025, BE (Best Estimate) scenario of ENTSO-E TYNDP2020, shown in the following Table:

Table 1: Fuel prices in ENTSO-E TYNDP 2020 scenarios¹

		2020	2021	2023	2025		2030			2040		
					BE	G2C	NT	DE	GA	NT	DE	GA
€/GJ	Nuclear	0.47	0.47	0.47	0.47		0.47			0.47		
	Lignite	1.1	1.1	1.1	1.1		1.1			1.1		
	Oil shale	2.3	2.3	2.3	2.3		2.3			2.3		
	Hard Coal	3.0	3.12	3.4	3.79		4.3			6.91		
	Natural Gas	5.6	5.8	6.1	6.46		6.91			7.31		
	Light Oil	12.9	14.1	16.4	18.8		20.5			22.2		
	Heavy Oil	10.6	11.1	12.2	13.3		14.6			17.2		
€/tCO ₂	CO ₂ price	19.7	20.4	21.7	23	56	27	53	35	75	100	80

1.2. Load

Annual electricity demand for year 2025 is as follows:

- Right Bank: 4.53 TWh
- Left Bank: 1.89 TWh

Therefore, the total electricity demand of Moldova is 6.42 TWh.

The timeseries of year 2019 have been used in the ANTARES model, scaled for the corresponding annual demand.

¹ ENTSO-E // ENTSG TYNDP 2020 Scenario Report, June 2020.

1.3. Generation in Right Bank

All generation in the Right Bank is non-dispatchable. Non-dispatchable generation is supplied as input (predefined timeseries) in ANTARES with zero cost. For CHP, this means that fuel cost (and emissions) is assigned to heat generation, while its electricity generation is considered with zero variable cost.

1.3.1. Non-dispatchable thermal generation

- CHP 2: generation timeseries provided (Max = 218 MW, Min = 0 MW)
- CHP North: generation timeseries provided (Max = 30 MW, Min = 0 MW)
- CHP of sugar factories (autoproducers): generation timeseries provided (MAX = 23 MW, Min = 0 MW)
- New gas CHP of 13.4 MW installed capacity:
 - C.F. = 70% in winter
 - C.F. = 50% in summer
- New gas CHP of 55 MW installed capacity:
 - C.F. = 90% in winter
 - C.F. = 80% in summer

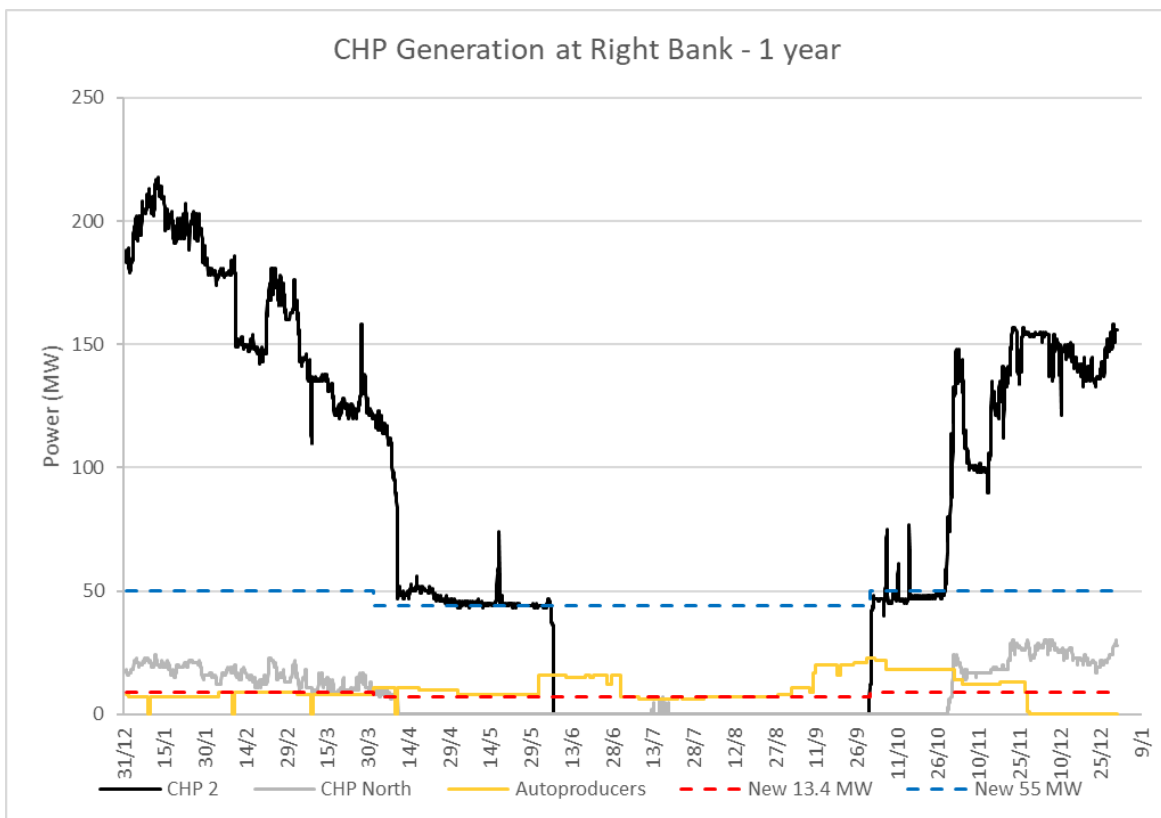


Fig. 1. Hourly thermal generation timeseries in Right Bank

1.3.2. Non-dispatchable RES generation

- Biogas new generation (200.64 MW capacity):
 - Annual Capacity factor = 45%
 - 50% constant generation
 - 50% same timeseries with sugar factories
- Variable RES in Right Bank:
 - Solar-PV: 203 MW capacity with provided hourly C.F. timeseries, adjusted for annual C.F.=13%
 - Wind: 161 MW capacity, with provided hourly C.F. (annual C.F. = 24%)
- Hydro: 21.6 MW capacity with fixed timeseries of annual C.F.=32.3% (“Run-of-River” hydro)

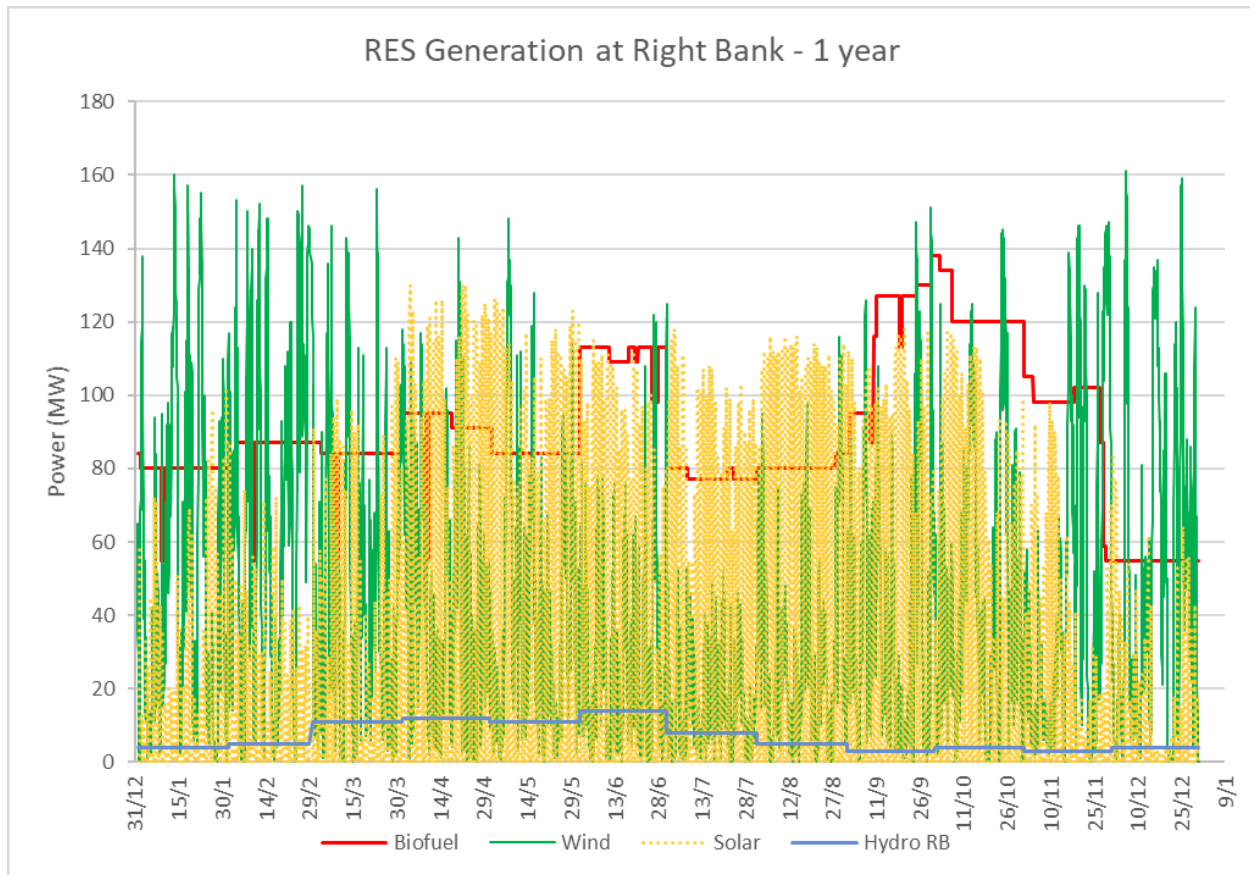


Fig. 2. Hourly RES generation timeseries in Right Bank

1.4. Generation in Left Bank

The only RES generation is hydro (non-dispatchable): 48 MW capacity with predefined timeseries of annual C.F. = 54.2% (“Run-of-River” hydro).

The MGRES power plant is modeled with the following dispatchable gas-fired units:

Table 2: Parameters of MGRES units

Name	N. of units	Fuel	Type	Standard efficiency	Min Time on	Min Time off	Start-up fuel consumption	Start-up fix cost	CO ₂ emissions	Unit Capacity	Min. Generation
				%	hours	hours	Net GJ /MW. start	€/MW. start	Tons/MWh	MW	MW
MGRES G4, G5	2	Gas	conventional old 1	36%	5	5	7.6	68	0.570	110	110
MGRES G7, G8	2	Gas	conventional old 1	36%	5	5	7.6	68	0.570	200	80
MGRES G9, G10	2	Gas	conventional old 1	36%	5	5	7.6	68	0.570	210	80
MGRES G11, G12	2	Gas	CCGT old 1	40%	3	3	7.6	73	0.513	250	80

1.5. Neighbor Systems

Neighbor systems are modeled on technology level, i.e. not on a generator-by-generator basis.

1.5.1. Ukraine

The ANTARES model of Ukraine is based on publicly available data of ENTSO-E 2019 Mid-Term Adequacy Forecast and EBRD Report 3 (Modeling Report) of “Support to the Government of Ukraine on updating its Nationally Determined Contribution (NDC)”. The most ambitious scenario of the latter has been considered (Fig. 3), according to which the total electricity production is 176 TWh. It is assumed that this equals Ukraine’s electricity annual demand.

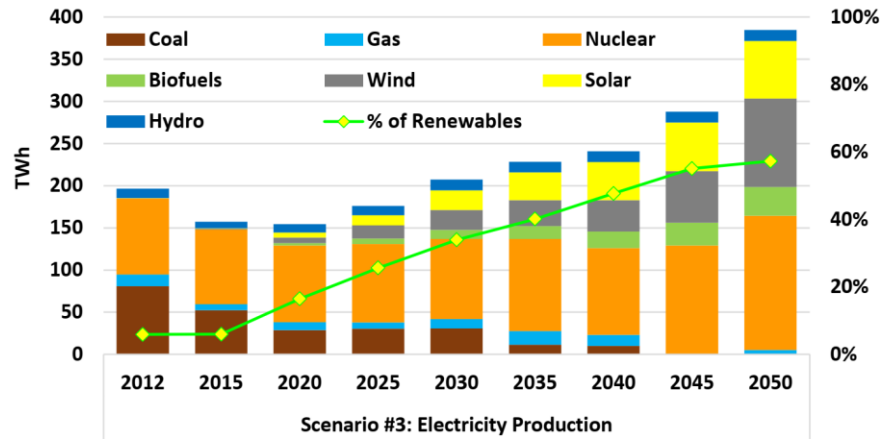


Fig. 3. Electricity Generation shares in Ukraine from NDC Modeling Report².

Assuming Ukraine in isolated operation, the annual shares of the ANTARES model are the following:

² EBRD, *Support to the government of Ukraine on updating its Nationally Determined Contribution (NDC)*, Report 3/Modeling Report.

Table 3: Shares of 2025 Ukraine model (operating as electric island)

Technology	Nuclear	Coal	Wind	Solar	Hydro	Gas	Other RES & Waste
%	55,7%	14,1%	8,1%	7,6%	7,1%	3,4%	4%

1.5.2. Romania

The ANTARES model of Romania for the year 2025 is based on the following:

- Projected installed capacities from Romania NECP as shown in Fig. 4.

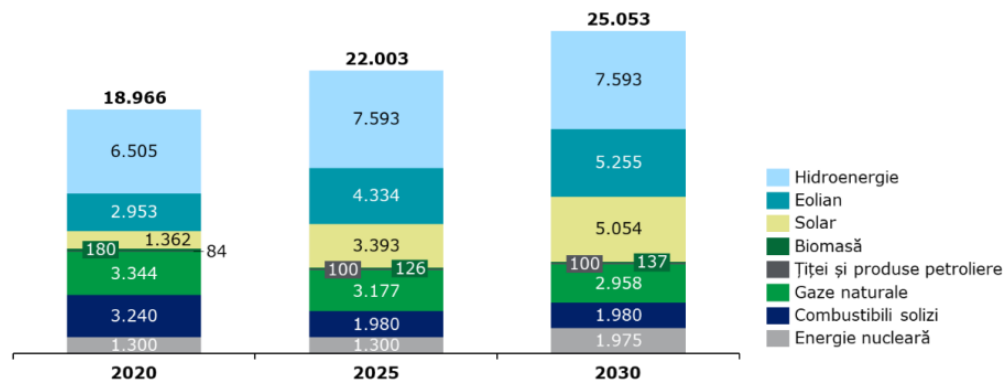


Fig. 4. Projected installed capacities in Romania NECP.

- Publicly available results of ENTSO-E TYNDP2020 for 2025, National Trends Scenario, and mainly:
 - Total annual electricity demand: 61 TWh
 - Total annual net exports to Bulgaria, Serbia and Hungary, which results to 14 TWh approximately.
- Generation data from ENTSO-E Transparency Platform for the year 2019
- Publicly available data of ENTSO-E 2019 Mid-Term Adequacy Forecast
- The Rest of South-East Europe (i.e. Bulgaria, Serbia, Hungary, etc.) is considered as a spot market, in which market price is insensitive to price fluctuations in Romania and are constrained with transmission capacity in energy exchange with Romania. The hourly annual time series of the Day-Ahead Market of the Hungarian Power Exchange is used as the market price (€/MWh) profile.

2. Scenarios and results

2.1. Base case

2.1.1. Assumptions

In the base case for year 2025, the power system model of Moldova in ANTARES is an electric island, i.e. **the available Net Transfer Capacity of 400 MW from/to Ukraine is set to zero**, and no interconnection with Romania is assumed.

We assume no NTC limit between the Right and the Left Bank. However, we have added a constraint that does not allow exports from the Right Bank to the Left Bank on an hourly basis, i.e. **every hour the generation of the Left Bank is equal to or higher than the Left Bank load**. Therefore, the Left Bank always exports to the Right Bank.

In order to account for spinning reserves, two MGRES units are forced to operate every hour. It is assumed that these are one of G9-G10 and one of G11-G12. In addition, the minimum generation of these two must-run thermal units is set higher than their technical minimum generation, in order to leave room also for downward reserves (also some RES power plants could provide downward reserves).

2.1.2. Results

First, indicative results of the one-year simulation results are shown in Fig. 5 and Fig. 6 for a sample day with average daily load (12.4 GWh in Right Bank).

Fig. 6 shows the generation in the Left Bank from MGRES and from hydro. As a result of the optimization algorithm (e.g. have enough capacity during peak-load hours), there are three MGRES units in-service in all 24 hours. Fig. 6 shows also the spinning reserves, which are calculated from the ANTARES results (post-processing) for every hour as follows:

$$\text{Spinning Reserves} = [\text{Capacity of MGRES units in-service}] - [\text{generation of MGRES units}]$$

Fig. 5 shows:

- The total generation and the load of the Left Bank. The Left Bank exports power to the Right Bank.
- The total generation of Moldova which is the sum of the total generation in the Left Bank plus the generation in the Right Bank (which is all non-dispatchable).
- The total load of Moldova.
- The overgeneration (“spilled energy”) which occurs when the total system generation is higher than the total system load

In the first hours of the day some overgeneration occurs as the total generation of the Moldovan system is higher than the system load. During these hours, the MGRES units produce their minimum generation which is 260 MW. The technical minimum of all three generators in service (G9, G11 and G12) is $3 \times 80 = 240$ MW. Another 20 MW come from the downward reserves constraints.

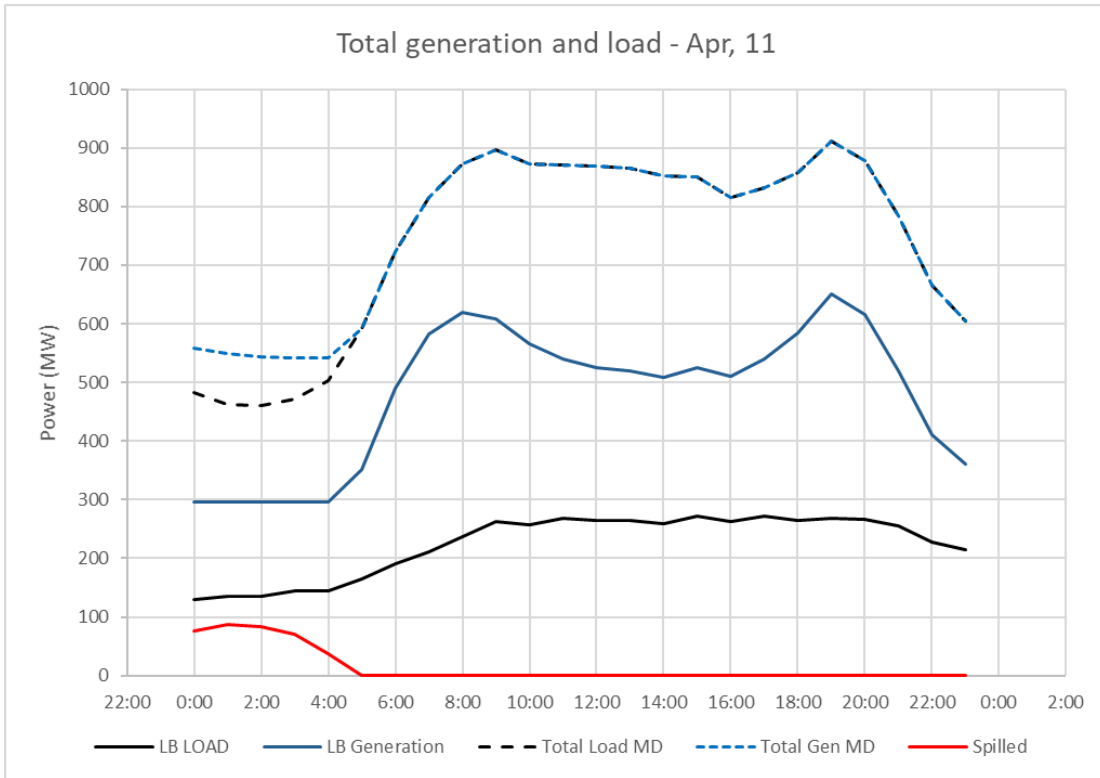


Fig. 5. Hourly results for one day with average daily load: Left Bank and total MD

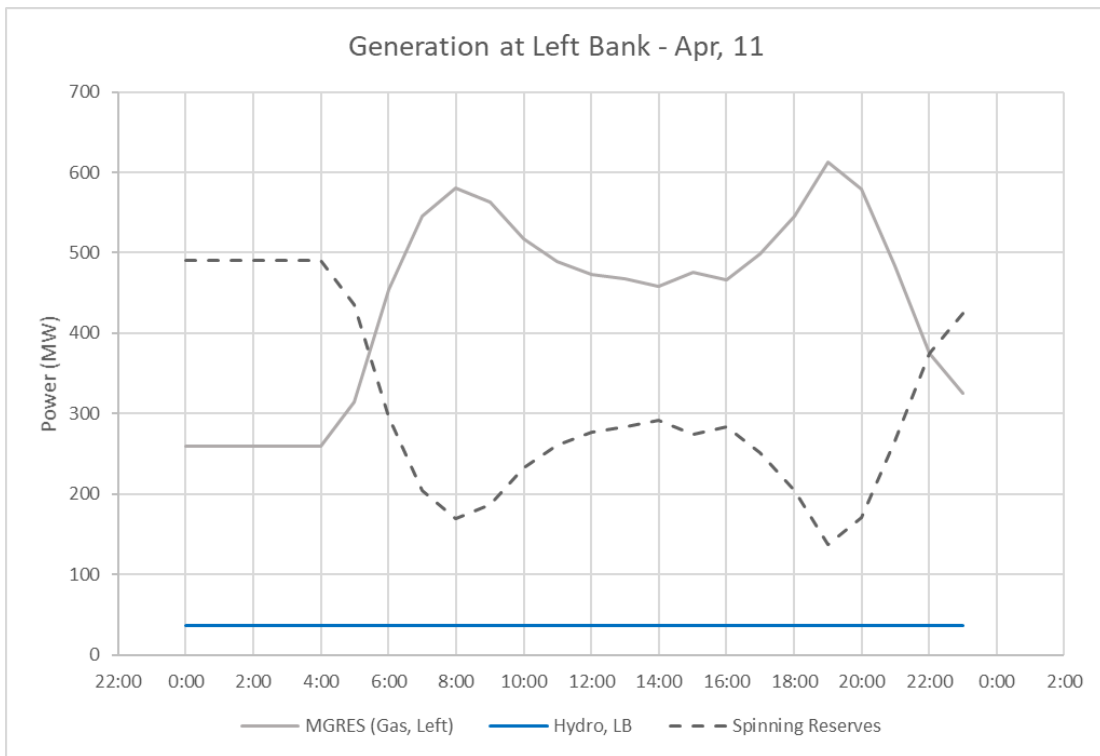


Fig. 6. Hourly results for one day with average daily load: Generation in Left Bank.

Fig. 7 shows the components of the generation in the Right Bank. As an example, the generation at 01:00 is:

- Biofuel: 95 MW
- Hydro: 12 MW
- Wind: 38 MW
- Gas (CHP): 109,

while there is no solar generation. At the same time, generation in the Left Bank is 36 MW of hydro and 260 MW from MGRES. Since the total load is 463 MW, the generation surplus is 87 MW.

Taking into account that wind generation is 38 MW and there are another 20 MW of downward reserves, there is another 29 MW of surplus that is not associated either directly or indirectly with the variable RES capacities (wind and solar). This illustrates that the overgeneration reported by the model at some hours is a result of the total system inflexibility. In practice, this relatively small energy surplus can be exported to Ukraine.



Fig. 7. Hourly results for one day with average daily load: Generation in Left Bank.

In order to evaluate if there are enough reserves, an indicative reserves index is calculated every hour from the ANTARES results, consisting of two components:

- Regulation reserves = 5% Load + 10% Wind + 5% Solar
- Contingency reserves = 50% of largest generator = 125 MW

It is assumed that the regulation component is divided equally to upward and downward reserves, while the contingency reserves are only relevant to upward reserves. The duration curve of the resulting reserves margin as calculated from the ANTARES results is shown in Fig. 8. It can be seen that the reserves are not higher only for a small fraction of the 1-year simulation duration (8760 hours).

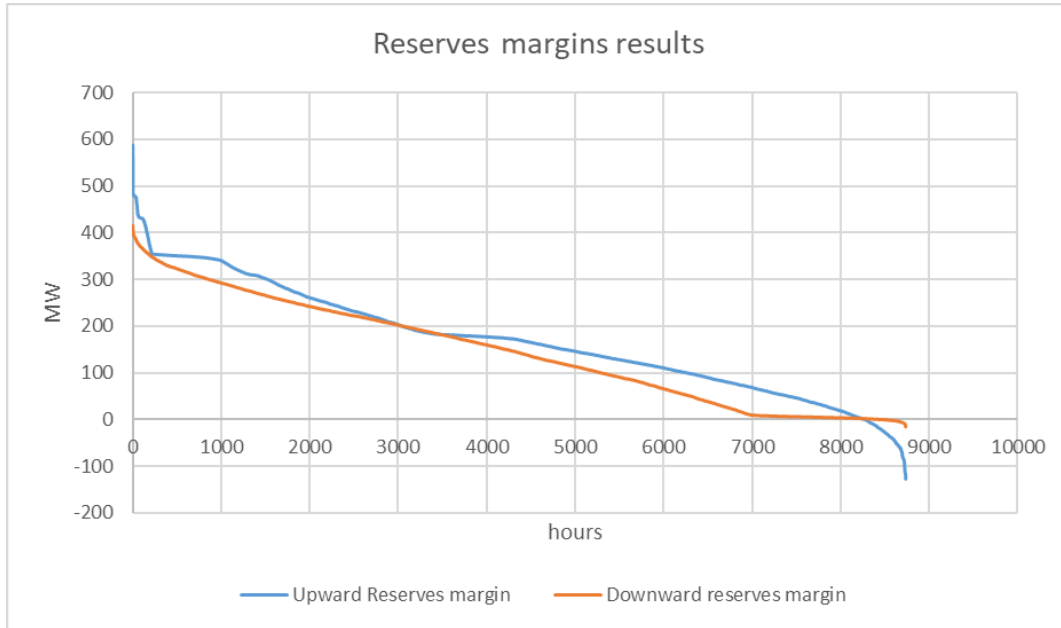


Fig. 8. Reserves margin duration curve.

Finally, Table 4 shows the annual results for this base case, where the Moldovan electricity system is assumed to operate as an electric island, i.e. there is no interconnection with Romania and the interconnection to Ukraine is not used. All the gas-based generation reported comes from the MGRES power plant and provides 54% of the total. Another 20% comes from CHP plants and 25% approximately comes from RES.

It can be concluded that the modeled generation mix is feasible, as the total spilled energy reported is relatively low (1.4% of the total generation or 3.3% of the total non-dispatchable generation in the Right Bank), even in this case of island operation.

Table 4: Annual results of base case (MD as electric island)

		Right	Left	MD, Total	MD, % Gen.
Gas	[GWh]		3502	3502	54.0%
CHP	[GWh]	1316		1316	20.3%
Biofuel	[GWh]	788	0	788	12.1%
Hydro	[GWh]	61	228	289	4.5%
Wind	[GWh]	363	0	363	5.6%
Solar	[GWh]	231	0	231	3.6%
Total Gen	[GWh]	2760	3730	6490	100.0%
Imports from RO	[GWh]			0	
Impors from UA	[GWh]			0	
Total Imports	[GWh]			0	
Spilled	[GWh]			92	1.41%
Demand	[GWh]	4514	1884	6398	
Total Imports [% of Demand]	[%]			0%	
CO2	[Mton]	0.00	1.86	1.86	
Op. Cost	[M€]	0	357	357	

2.2. Case 2: With interconnection to Romania

2.2.1. Assumptions

In this scenario for year 2025, **the available Net Transfer Capacity of 400 MW from/to Ukraine is set to zero and a Net Transfer Capacity of 600 MW from/to Romania is modeled.**

We assume no NTC limit between the Right and the Left Bank. However, we have added a constraint that does not allow exports from the Right Bank to the Left Bank on an hourly basis, i.e. **every hour the generation of the Left Bank is equal to or higher than the Left Bank load.** Therefore, the Left Bank always exports power.

As in the base case, two MGRES units are forced to operate every hour. These are one of G9-G10 and one of G11-G12. In addition, the minimum generation of these two must-run thermal units is set higher than their technical minimum generation, in order to leave room also for downward reserves (even though, RES power plants could provide downward reserve themselves).

2.2.2. Results

First, indicative results of the one-year simulation results are shown in Fig. 9 and Fig. 10 for a sample day with average daily load (12.4 GWh in Right Bank).

Fig. 10 shows the generation in the Left Bank from MGRES and from hydro, as well as the spinning reserves. As a result of the optimization algorithm, there are three MGRES units in-service in all 24 hours.

Fig. 9 shows:

- The total generation and the load of the Left Bank. The Left Bank only exports power.
- The total generation of Moldova which is the sum of the total generation in the Left Bank plus the non-dispatchable generation in the Right Bank.

- The total load of Moldova.
- The net imports of Moldova from Romania. In all 24 hours, the net imports are equal to the load of the Moldovan power system after subtracting the local generation.

No spilled energy occurs. The Moldovan system mostly imports energy during this day, but it also exports some energy to Romania. Looking also to Fig. 11, exports from Moldova to Romania occur during hours with high load in Romania and low non-dispatchable generation (in which solar power generation is very important).

The components of the generation in the Right Bank are shown in Fig. 7, as they are the same with the base case.

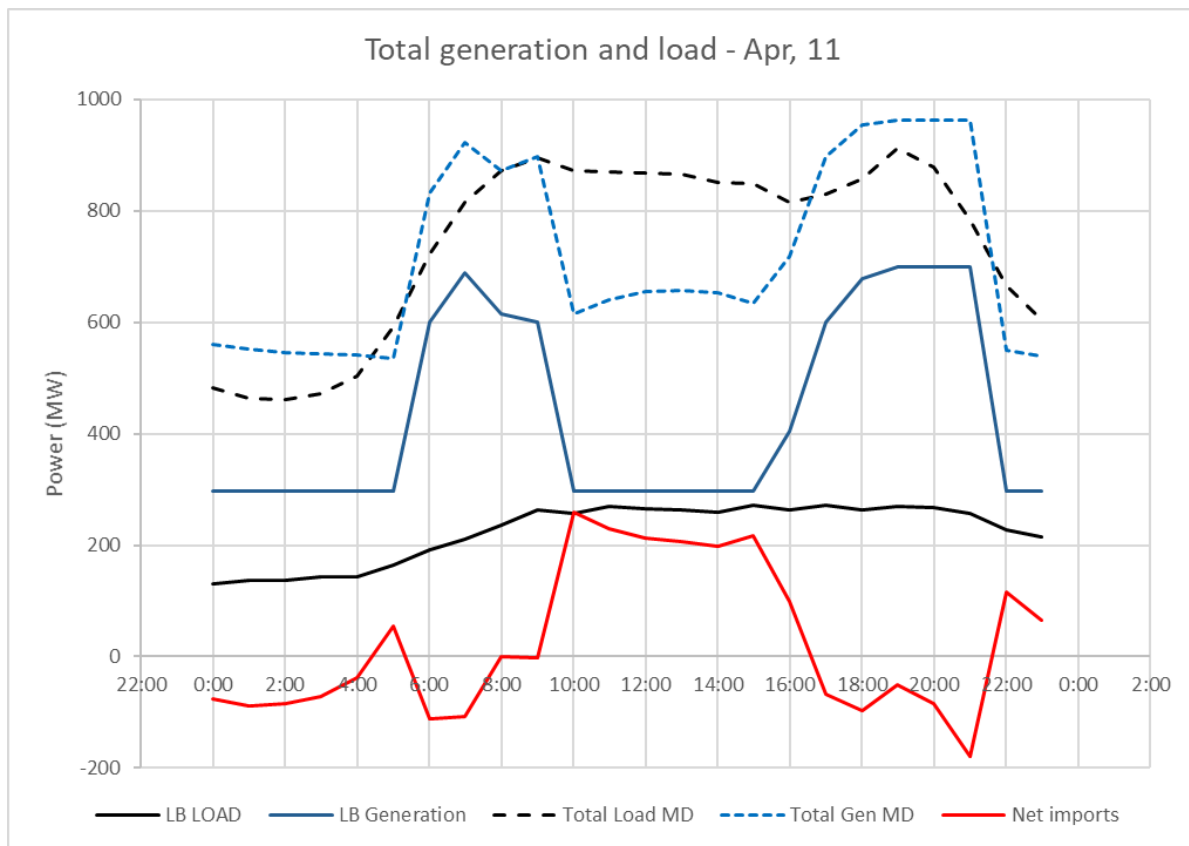


Fig. 9. Hourly results for one day with average daily load: Right Bank and total MD load

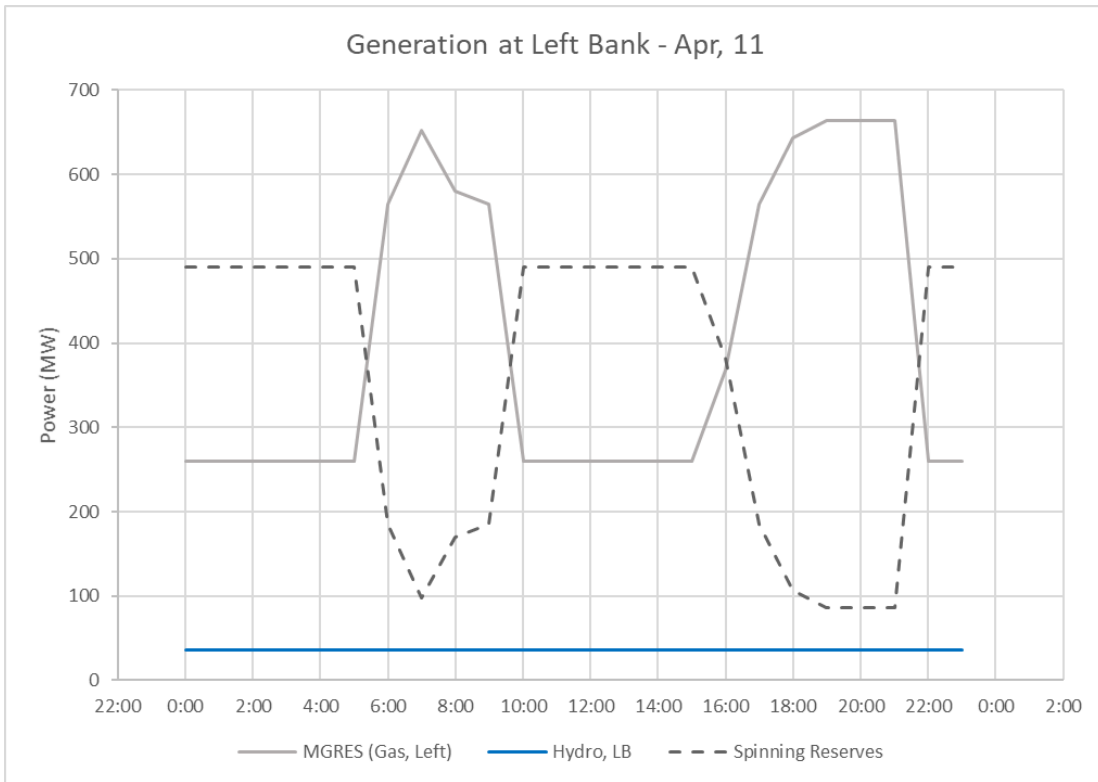


Fig. 10. Hourly results for one day with average daily load: Generation in Left Bank.

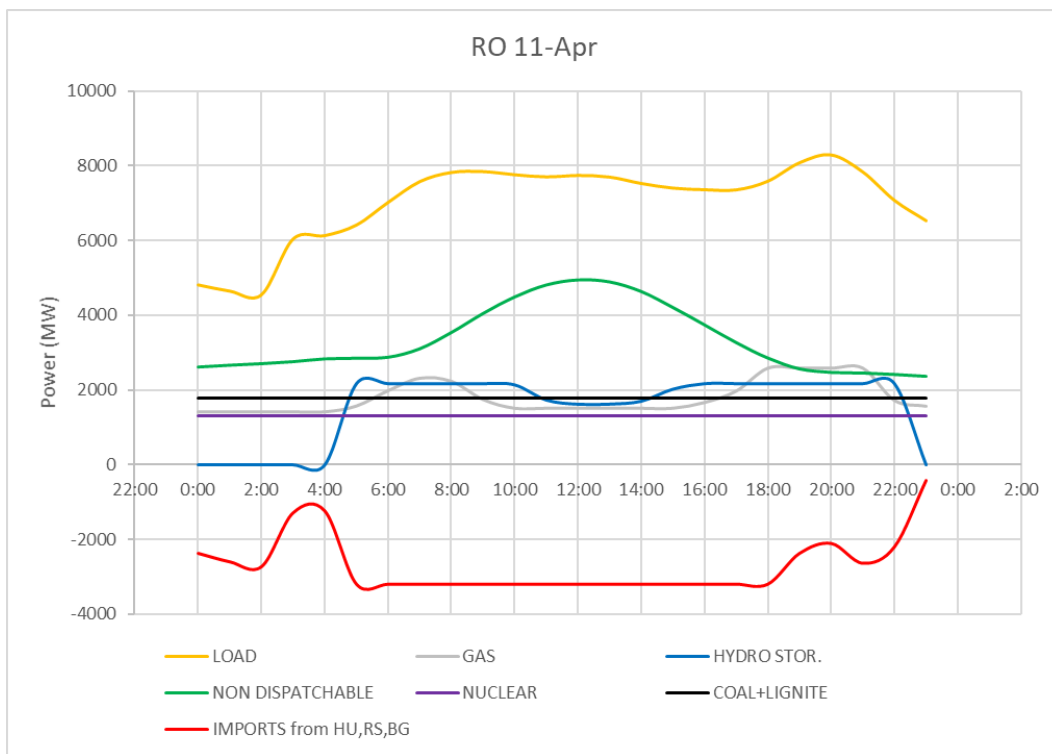


Fig. 11. Hourly results for one day with average daily load: System of Romania.

Fig. 12 shows the reserves margins duration curve for this case.

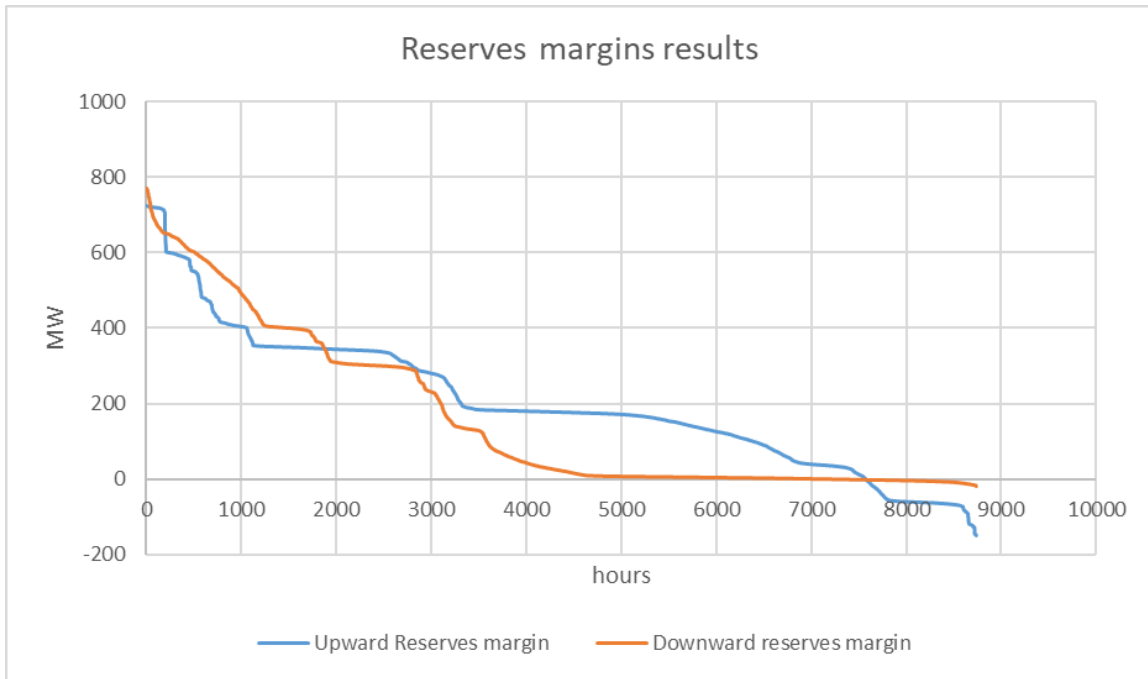


Fig. 12. Reserves margin duration curve.

Finally, Table 5 shows the annual results for this case. No spilled energy occurs in this case.

Due to the relatively high prices modeled for the European system (in order to obtain high exports from RO to the rest of Europe as per ENTSO-E TYNDP results, i.e. 14 TWh approximately or 23% of Romania's annual electricity demand), the gas-based generation of MGRES has increased, as it is cost-efficient to export to Romania. Annual net imports to Romania are negative in this case, i.e. Moldova exports to Romania.

Table 5: Annual results of Case 2: With interconnection to RO

		Right	Left	MD, Total	MD, % Gen.
Gas	[GWh]	0	4059	4059	57.6%
CHP	[GWh]	1317		1317	18.7%
Biofuel	[GWh]	788	0	788	11.2%
Hydro	[GWh]	61	228	289	4.1%
Wind	[GWh]	363	0	363	5.2%
Solar	[GWh]	231	0	231	3.3%
Total Gen	[GWh]	2761	4287	7048	100.0%
Imports from RO	[GWh]			-650	
Imports from UA	[GWh]			0	
Net Imports	[GWh]			-650	
Spilled	[GWh]			0	0.00%
Demand	[GWh]	4514	1884	6398	
Total Imports [% of Demand]	[%]		0%	-10%	
CO2	[Mton]	0.00	2.19	2.19	
Op. Cost	[M€]	0	418	418	

NOTĂ INFORMATIVĂ

la proiectul Hotărârii Guvernului cu privire la aprobarea limitelor de capacitate, cotelor maxime și categoriilor de capacitate în domeniul energiei electrice din surse regenerabile până în anul 2025

1. Denumirea autorului și, după caz, a participanților la elaborarea proiectului

Proiectul Hotărârii Guvernului cu privire la aprobarea limitelor de capacitate, cotelor maxime și categoriilor de capacitate în domeniul energiei electrice din surse regenerabile până în anul 2025, este elaborat de către Ministerul Economiei și Infrastructurii (MEI), în contextul implementării prevederilor art.10 lit. e) din Legea nr. 10/2016 privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile.

Stabilirea și aprobarea cotelor maxime de capacitate a instalațiilor de generare a energiei electrice din surse regenerabile către anul 2025, conform intenției curente a MEI, a presupus modelarea sistemului electroenergetic național într-un simulator/ instrument software specializat numit ANTARES (ultima versiune a raportului este prezentat în anexă la această notă informativă). Această acțiune a fost realizată cu suportul unei consultanțe internaționale, în cadrul proiectului de asistență tehnică STARS, finanțat de Uniunea Europeană.

2. Condițiile ce au impus elaborarea proiectului actului normativ și finalitățile urmărite

Proiectul Hotărârii Guvernului este elaborat întru ajustarea la condițiile actuale a cadrului juridic de aplicare/ implementare a schemelor de suport prevăzute la art. 34 al Legii nr.10/2016 privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile, și anume *preț fix*, stabilit în cadrul licitației, pentru producătorii eligibili care dețin sau urmează să dețină centrale electrice cu o putere cumulată mai mare decât limita de capacitate stabilită de Guvern, și *tarif fix*, stabilit și aprobat de ANRE pentru producătorii eligibili care dețin sau urmează să dețină centrale electrice cu o putere cumulată ce nu depășește limita de capacitate stabilită de Guvern, dar care nu trebuie să fie mai mică de 10 kW.

Hotărârea Guvernului precedentă, nr.689/2018 (care a avut un rol similar), a avut ca și termen de implementare perioada 2018 - 2020 (31 decembrie), și în prezent se pune problema extinderii respectivei perioade cu un termen rezonabil, care ar oferi comunității investitorilor predictibilitatea așteptată din partea acțiunilor Executivului și actelor sale normative. Astfel, la baza limitelor, cotelor maxime și categoriilor de capacitate în domeniul regenerabilelor propuse spre revizuire, stau o serie de principii și factori, după cum sunt descriși mai jos.

Conform ultimelor date statistice disponibile la moment (anul 2019), Republica Moldova deja a depășit obiectivul global stabilit pentru anul 2020 în domeniul energiei regenerabile, sumând o pondere a energie din surse regenerabile în consumul final brut de energie de peste 23,8%, față de ținta globală de 17%. Însă, la capitolul ponderii consumului final de energie electrică din surse regenerabile în consumul final brut de energie electrică (CFB-EE) se atestă realizări mai modeste, unde sunt atinse, conform graficelor prezentate mai jos, doar 3,0% dintr-un minim de 10%, stabilit ca și obiectiv neobligatoriu pentru anul 2020.

Întru prezentarea situației la zi în domeniu, sub aspectul capacităților de valorificare a potențialului de energie regenerabilă, mai jos este prezentată o diagramă care reflectă evoluția procesului de investiții în astfel de proiecte. De precizat că graficul include proiectele care beneficiază de schema de suport oferită de către stat - cea instituită prin intermediul Legii energiei regenerabile nr. 160/2007 (*abrogată*), cât și a Legii nr. 10/2016 cu privire la promovarea utilizării energiei din surse regenerabile. Mai mult decât atât, cca. 5,8 MW de instalații eoliene, în special, generează și livrează energia electrică în condiții de piață, nesolicitând sau nefiind eligibile pentru schema de suport instituită de autorități.

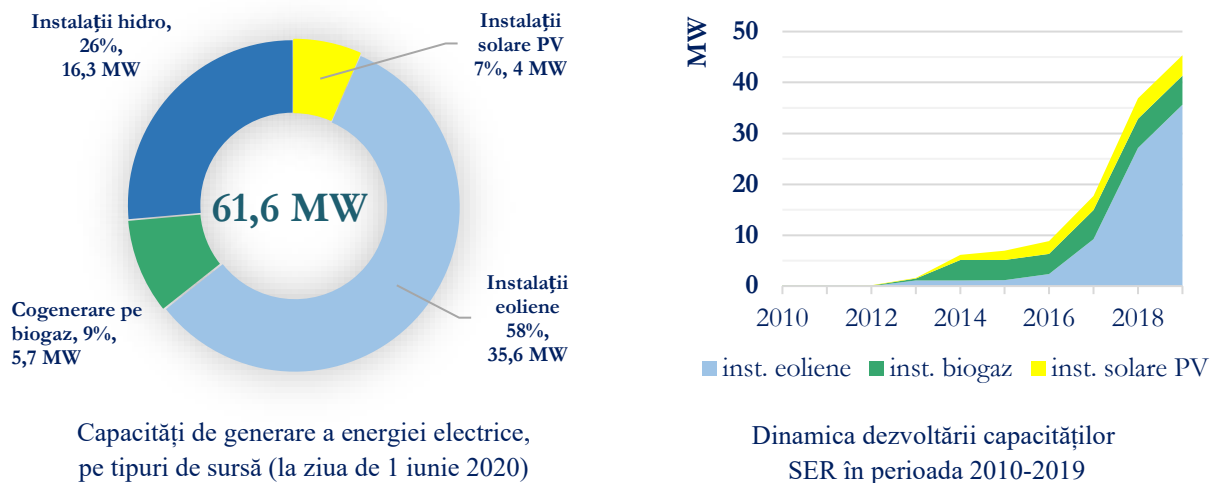


Figura 1. Dezvoltarea la zi a sectorului energiei regenerabile în Republica Moldova

Cifrele de mai sus vin să confirme faptul că Republica Moldova are un potențial sporit în domeniul energiei eoliene și celei solare, după cum au confirmat multiple cercetări, rapoarte și articole științifice la subiectul în cauză. Valorificarea acestor surse cu funcționare intermitentă este însă limitată de posibilitățile reale ale sistemului electroenergetic de a asigura echilibrarea sistemului, respectiv de a compensa prin alte capacități de producere a energiei electrice energia neprodusă din surse regenerabile în perioade lipsite de vânt sau noaptea.

Ulterior aprobării de către ANRE, la sfârșitul lunii februarie, 2020, a Hotărârii nr.54/2020 privind tarifele fixe și prețurile plafon la energia electrică produsă din surse regenerabile de energie, o serie de investitori au solicitat ANRE și obținut statutul de producător eligibil, fiind alocate în cursul anului 2020 întreaga capacitate disponibilă conform HG nr.689/2018 la categoriile energie eoliană (20MW) și solar fotovoltaic (15 MW).

La data de 1 ianuarie 2021¹, „preferințele tehnologice” a investitorilor au fost următoarele:

instalații de cogenerare pe biogaz	1 dosar	0,637 MW
instalații eoliene	6 dosare	20,00 MW
instalații solare fotovoltaice	20 dosare	19,994 MW

În acceptarea ipotezei că, adițional capacităților de generare a energiei existente – 61,6 MW (conform informației deținute de MEI pentru ziua de 1 iunie, 2020), în termeni rezonabili vor fi instalate capacitățile prezentate în tabelul de mai sus, estimăm generarea unei cantități cumulative de cca. 244,5 GWh. Noile capacități de generare a energiei electrice vor contribui la creșterea ponderii energiei electrice verzi în consumul final brut de energie electrică, după cum este prezentat în Figura 2.

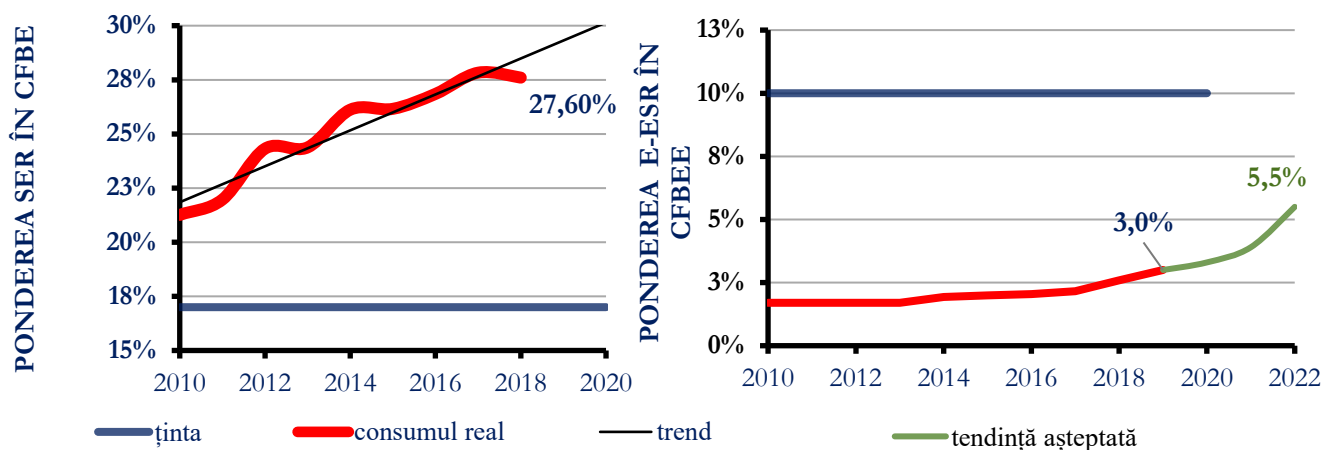


Figura 2. Evoluția ponderii energiei regenerabile în consumul final brut de energie

¹ Pagina oficială a ANRE, rubrica Energie regenerabilă/ Registrul producătorilor eligibili

Totodată, numărul de adresări parvenite la Ministerul Economiei și Infrastructurii, confirmă interesul comunității investitorilor din țară, cât și din afara acesteia, pentru tehnologiile non-intermitente, în special cele de producere a biogazului, cu ulterioara conversie a acestei resurse în energie electrică și termică. Aspectul din urmă a fost luat în considerare de MEI la elaborarea proiectului de hotărâre actual.

La elaborarea proiectului au fost luate în calcul, totodată, numeroasele documente de politici și angajamente în domeniul energetic sau conexe, precum ar fi schimbările climatice, de mediu, dezvoltarea durabilă a economiei naționale. Conform acestora, Republica Moldova ar urma să întreprindă acțiuni în vederea confirmării în fapt a conștientizării importanței reducerii emisiilor de gaze cu efect de seră, a reducerii impactului sectorului energetic asupra mediului, a angajamentelor asumate față de cetățeni pentru asigurarea unei dezvoltări durabile a celor trei elemente din spatele conceptului de dezvoltare durabilă – *i*) mediul înconjurător, *ii*) societatea și *iii*) economia. Respectivele documente de politici, în vigoare și care stabilesc ținte relevante contextului de mai sus, ori vin să exprime angajamentul autorităților naționale/ statului de a promova dezvoltarea durabilă, sunt listate mai jos:

*Contribuția Națională Determinată Actualizată a Republicii Moldova*² - document care stabilește eficiența energetică și energia regenerabilă drept unii din principalii piloni din instrumentarul Guvernului în lupta cu schimbările climatice, și care ar putea sprijini statul în atingerea țintelor în care s-a asumat în contextul Acordului de la Paris.

Conform documentului, în cea de-a doua CND, Republica Moldova intenționează să atingă obiective mai ambițioase decât în prima CND. Obiectivul nou, necondiționat, care cuprinde întreaga economie a țării, prevede reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră cu 70% în anul 2030 față de anul 1990, în loc de 64-67% asumate în CND1.

În ceea ce privește obiectivul condiționat, în loc de 78%, asumate în CND1, angajamentul de reducere exprimat mai sus ar putea fi sporit până la 88% sub nivelul 1990, cu condiția încheierii unui acord global, care ar aborda probleme importante, inclusiv privind resursele financiare la costuri reduse, transferul de tehnologii și cooperare tehnică, accesibilă tuturor, la o scară proporțională cu provocarea cauzată de schimbările climatice globale.

*Strategia de Dezvoltare cu Emisii Reduse a Republicii Moldova până în anul 2030*³ (în proces de revizuire și ajustare la CND2) – document de politici elaborat întru asigurarea implementării prevederilor Convenției-cadru a Organizației Națiunilor Unite cu privire la schimbarea climei (ratificate prin Hotărârea Parlamentului nr. 404/ 1995), a mecanismelor și prevederilor Protocolului de la Kyoto la Convenția-cadru a ONU cu privire la schimbarea climei (la care Republica Moldova a aderat prin Legea nr. 29/ 2003) precum și Acordului de Asociere între Republica Moldova, pe de o parte, și Uniunea Europeană și Comunitatea Europeană a Energiei Atomice și statele membre ale acestora, pe de altă parte (adoptat prin Legea nr. 112/2014).

Planul de acțiuni la respectiva Strategie stabilește că, în vederea atingerii obiectivului necondiționat de reducere a volumului emisiilor de gaze cu efect de seră /GES/ către orizontul de timp 2030, cca. 630 MW de capacități de generare a energiei electrice trebuie instalate (400 MW instalații eoliene, 200 MW instalații solare fotovoltaice și 25 MW instalații pe bază de biogaz). De precizat că revizuirea Contribuției Naționale Determinate impune actualizarea inclusiv a respectivei Strategii și, implicit, a capacităților SER pe care se va baza Republica Moldova întru atingerea obiectivelor asumate.

² <https://www4.unfccc.int/sites/NDCStaging/pages/Party.aspx?party=MDA>

³ https://www.legis.md/cautare/getResults?doc_id=98493&lang=ro

Strategia Energetică a Republicii Moldova până în anul 2030 (în proces de revizuire) – document sectorial care stabilește dezvoltarea durabilă/ sustenabilă drept unul din obiectivele de bază ale politicii energetice naționale – deziderat a fi realizat prin promovarea eficienței energetice, cât și a investițiilor în energia regenerabilă.

De altfel, Strategia stabilește drept obiectiv sectorial crearea unei platforme moderne de generare a energiei electrice, inclusiv prin promovarea regenerabilelor, astfel încât să fie asigurată o creștere a ponderii generării energiei electrice din surse regenerabile la peste 10% din consum. În termeni absoluți, documentul planifică/ admite mobilizarea unor investiții în capacități eoliene și solare fotovoltaice de cca. 400 MW, corelat cu investiții în surse pe gaze naturale, capabile să asigure echilibrarea sistemului electroenergetic.

Un alt document sectorial aflat la etapa de elaborare de echipele MEI și MADRM este *Planul național de acțiuni (integrat) în domeniul energiei și mediului până în anul 2030* – acesta este relevant prin faptul că „impune” elaborarea unei viziuni comune și împărtășite de dezvoltare durabilă către orizontul de timp 2030 prin corelarea politicilor de mediu și celor energetice, în special componenta ”regenerabile”.

De precizat că, atât Strategia Energetică a Republicii Moldova, cât și Planul național de acțiuni (integrat) în domeniul energiei și mediului, urmează să prezinte prognozele consumului de energie pentru anul 2030, pentru scenariul de bază (*business as usual*), cât și un scenariu de dezvoltare durabilă, cu prioritate sporită acordată eficienței energetice și energiei regenerabile. Atingerea obiectivului de dezvoltare sustenabilă presupune promovarea agresivă a consumului rațional de energie și substituirea combustibililor fosili cu cei regenerabili.

Prin urmare, atât viziunea MEI asupra orizontului de timp 2030, cât și rezultatele preliminare ale modelărilor în TIMES și ANTARES au permis să conchidem asupra faptului că Republica Moldova poate și trebuie să sprijine dezvoltarea sectorului energiei regenerabile, aceasta urmând să vină cu o contribuție puternică la atingerea obiectivelor de dezvoltare durabilă.

Prin urmare, în vederea confirmării intențiilor statului în asigurarea unei dezvoltări durabile a Republicii Moldova către orizontul amintit, în special pentru sectorul valorificării potențialului de energie regenerabilă al țării, este nevoie ca mesaje clare cu privire la intenția Guvernului pentru susținerea acestui sector să fie transmise, cu elemente de predictibilitate sporită, pentru un minim de 5 ani. Acest lucru trebuie realizat într-o manieră de o transparență maximă, iar aprobarea unei HG pe domeniu pentru o perioadă de 5 ani este tocmai instrumentul cel mai recomandat de utilizat.

Termenul de 5 ani este justificat de argumentele aduse mai sus, inclusiv de faptul că anul 2025, pe lângă indicarea mijlocului deceniului, ar urma să fie anul obținerii primelor beneficii ale proiectelor majore de infrastructură electroenergetică inițiate/ implementate la zi de Guvern. Pe lângă realizarea/ schimbul fluxurilor de energie cu sistemul electroenergetic al României și, implicit al UE, către anul 2025, piața de energie electrică a Republicii Moldova ar urmă să prindă contur și lichiditate.

De notat că estimările MEI privind evoluțiile sectorului energetic către anul 2030, inclusiv viziunea asupra obiectivelor anului 2050, ar urma să fie făcute publice și consultate public în anul 2021.

Tablelul de mai jos vine cu o evaluare a aportului pe care l-ar putea aduce versiunea curentă a HG și, implicit, noile cote de capacități regenerabile, întru atingerea obiectivelor de dezvoltare durabilă pe care le împărtășește Republica Moldova.

Tabelul 2. Propuneri cu privire la valorile cotelor maxime de capacitate

Tehnologia SER	Durata maximă de utilizare a puterii nominale [ore/ an]	Puterea instalată [MW]	Cantitatea estimativă de energie electrică a fi generată [MWh]
Instalații EOLIENE	2800	105	294.000
Instalații SOLARE PV (fotovoltaice)	1200	145	174.000
Instalații în COGENERARE (biogaz, singaz și ardere directă)	4500	195	877.500
Instalații HIDRO	2500	5	12.500
TOTAL putere instalată		450	1.358.000

Cantitatea de energie electrică produsă de capacitățile de mai sus, ar garanta atingerea unei ponderi a energiei electrice „verzi” în consumul final brut de energie electrică, într-un scenariu pozitiv de evaluare a lucrurilor în domeniu, de cca. 34%, dacă ar fi luate în considerare și capacitățile existente (vezi cifrele prezentate anterior). De precizat că valoarea respectivă nu include și eventuale proiecte implementate în condiții de piață (*i.e.* fără suportul statului), care nu pot fi excluse, întrucât semnale din piață indică că acest tip de investiții sunt posibile și au un caracter tot mai profund și mai categoric în ultima perioadă.

Valoarea de mai sus de 34% corespunde unui scenariu „optimist”, în care toate capacitățile alocate cogenerării pe bază de biogaz ar fi valorificate. Ținând cont, însă, de tehnologiile a fi utilizate și natura materiei prime din care biogazul ar urma a fi produs, conchidem asupra faptului că majoritatea respectivelor capacități ar urma a fi dezvoltate și edificate de către, sau în parteneriat cu autoritățile administrației publice locale. Aceste din urmă administrează, prin intermediul întreprinderilor municipale special create, serviciile municipale de gestionare a deșeurilor menajere solide, a apelor reziduale (de canalizare), etc. Toate aceste deșeuri, în ansamblu, prezintă un potențial major extraordinar de materie primă pentru producerea de biogaz și implementarea conceptului ”waste to energy”.

Prin urmare, valorificarea cotelor de capacități non-intermitente alocate de Guvern depinde, în cea mai mare măsură, de modul în care APL-urile din țară se vor mobiliza întru identificarea unei soluții pentru problematica deșeurilor menajere solide sau a apelor reziduale, cu sau fără stabilirea unor parteneriate cu sectorul privat.

De cealaltă parte, pentru tehnologia de incinerare/ ardere directă a deșeurilor din biomasă, valorificarea deplină a cotelor alocate este una realistă, întrucât inițiativele pe domeniu sunt așteptate din partea sectorului privat.

Figura 3 prezintă evoluția lucrurilor pe partea ponderii E-SER în CFB-EE, pentru două scenarii – optimist și pesimist. Pentru cel din urmă scenariu s-a acceptat ipoteza că în sectorul energiei hidroelectrice doar 1 MW de capacități noi vor fi dezvoltate în următorii 5 ani, iar în domeniul cogenerării în bază de biogaz, singaz și ardere directă a deșeurilor agricole, cca. 55 MW vor fi edificați.

În contextul modelărilor efectuate la zi în TIMES și aspirațiilor pentru un viitor „verde” ale Guvernului pentru anul 2030 și orizonturile chiar mai îndepărtate, aportul estimat mai sus trebuie tratat ca un prim pas către atingerea dezideratului respectiv. Iar figura 3 vine să confirme existența unui eventual „risc” pentru o dezvoltare „sub-așteptări” a capacităților de generare a energiei electrice regenerabile de eventuale centrale construite de APL-urile din țară cu partenerii privați naționali sau internaționali.

Cu toate acestea, „garanțiile” oferite de stat sectorului regenerabilelor privind achiziția nediscriminatorie a întregii cantități de energie electrică produsă pentru un termen de 15 ani, și care sunt perfect aplicabile pentru tehnologiile non-intermitente, ar trebui să genereze interesul scontat atât la autoritățile locale, cât și la dezvoltatorii de tehnologii și proiecte, pentru implementarea unor astfel de inițiative în municipiile și orașele din Republica Moldova.

Suplimentar la cele notate mai sus, merită a fi menționat faptul că „atragera” resurselor financiare din partea sectorului privat în acest domeniu merită a fi tratată ca și o măsură cu un puternic aport la redresarea economiei Republicii Moldova urmare crizei declanșate de pandemie.

Astfel, construcția capacităților de generare a energiei electrice verzi, care au la zi statutul de producător eligibil confirmat de ANRE, presupune mobilizarea, în următorii doi ani a cca. 28-30 milioane EUR. Dacă ar fi să estimăm valoarea investițiilor necesare pentru construcția tuturor capacităților propuse spre alocare de către Guvern, valoarea mijloacelor financiare necesare pentru acest parc de unități de generare ar cifra la 450 milioane EUR – în scenariul „pesimist” descris mai sus, și 900 milioane EUR – în scenariul „optimist”.

Subliniem că valorile puterilor instalate prevăzute în anexă la HG sunt valori maxime, materializarea lor în investiții concrete depinzând de o serie de factori obiectivi și subiectivi, interni și externi, ce influențează deciziile investiționale atât ale APL-urilor cât și ale investitorilor privați.

3. Principalele prevederi ale proiectului și evidențierea elementelor noi

După cum a fost prezentat mai sus, respectiva hotărâre urmărește alocarea unor noi capacități regenerabile pentru orizontul de timp 2025, ca răspuns la solicitările și semnale din piață cât și ca urmare a necesităților identificate în cadrul MEI precum și a restricțiilor de sistem ce influențează utilizarea surselor intermitente.

În acest sens, având în vedere preocuparea MEI pentru soluționarea unor probleme cu un puternic impact „ecologic” și care, totodată, au potențial energetic, precum ar fi deșeurile menajere solide, apele reziduale, deșeurile agricole și organice din diferite ramuri ale economiei naționale, o atenție deosebită este atrasă sprijinirii, prin schemele de suport instituite prin Legea nr.10/2016, a investițiilor în capacitățile de generare a energiei electrice prin aplicarea conceptului „waste to energy”.

Astfel, proiectul hotărârii își propune majorarea cotelor alocate tehnologiilor intermitente – instalații fotovoltaice și eoliene, de la 140 MW, disponibile către sfârșitul anului 2020, la un total de 250 MW, disponibile către sfârșitul lui 2025. Cât privește tehnologiile non-intermitente, propunerea MEI este de a crește cota de 28 MW la 200 MW, pentru același interval de timp.

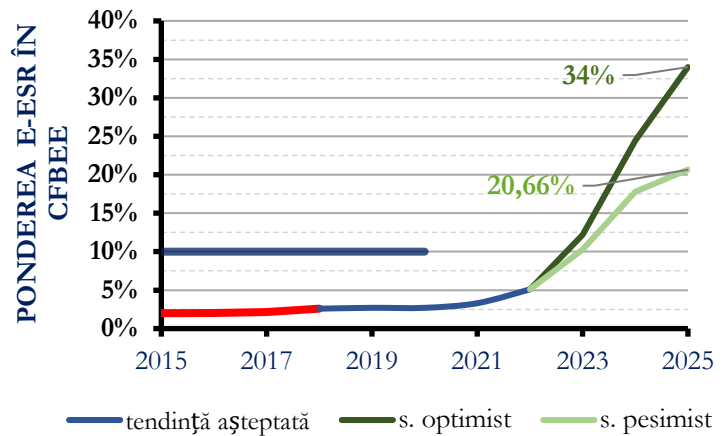


Figura 1. Scenarii de dezvoltare a sectorului energiei regenerabile (componenta E-SER) până în anul 2025

De precizat că, în exercițiul de stabilire a cotelor și categoriile de capacitate, s-a ținut cont de duratele maxime de utilizare a puterii nominale aferente tehnologiilor, potențialul național disponibil, atât tehnic, cât și economic, politicile curente promovate de autoritățile naționale, precum și o serie de alte principii și ipoteze, după cum sunt prezentate mai jos:

I. Sursele regenerabile "variabile", precum sunt cele eoliene și fotovoltaice, implică problema echilibrării sistemului național electroenergetic. Iată de ce în cazul planificării unei ponderi importante a acestor surse se urmărește identificarea unei soluții de echilibrare a sistemului la costuri accesibile.

În același timp, aceste tehnologii au cunoscut o depreciere peste așteptări, în materie de costuri, fenomen care are un impact pozitiv direct asupra prețului de cost al energiei produse de acestea. Conform informației publicate de Agenția Internațională pentru Energie Regenerabilă /IRENA/, la nivel mondial, costul energiei produse de CE fotovoltaice s-a redus drastic la cca. 18-68 USD/MWh în 2019 de la 250-370 USD/MWh în 2010, și o cădere similară pentru energia eoliană, de la 86 USD/MWh la cca. 25-46 USD/MWh în aceeași perioadă de timp⁴.

Un aspect important luat în calcul la creșterea cotelor de capacitate, în special pentru tehnologiile solare fotovoltaice, este aportul acestora la creșterea calității serviciului de alimentare cu energie electrică, precum și fiabilitatea întregului sistem – confirmat de multiple cercetări și publicații ale instituțiilor internaționale, precum ar fi Agenția Internațională pentru Energie⁵ și IRENA.⁶ Pentru a putea crește „prezența” acestui beneficiu în sistemul electroenergetic național, se planifică sprijinirea investițiilor în capacități solare fotovoltaice de mică dimensiune, instalate în special pe acoperișurile clădirilor rezidențiale, publice, obiectivelor industriale, agricole și de altă natură.

Mai mult decât atât, MEI propune stabilirea unor tarife diferențiate pentru diferite categorii de capacitate, valabile pentru instalațiile solare fotovoltaice, pentru a spori interesul pentru aceste tehnologii și instalarea lor pe acoperișuri – acest lucru urmând a fi tratat ca și parte a politicilor sectoriale promovate de MEI/ Guvern. Astfel, sunt distinse următoarele trei categorii de capacitate:

- Instalații solare PV mai mici de 50 kW;
- Instalații solare PV cu o putere cuprinsă în intervalul 51 – 200 kW
- Instalații solare PV cu o putere cuprinsă în intervalul 201 – 500 kW

O astfel de abordare va permite o mai corectă reflectare a costurilor investiționale specifice în valoarea tarifelor fixe, fiind cunoscut faptul că, pentru o aceeași tehnologie, investițiile sunt invers proporționale cu puterile instalate. Această abordare se regăsește și într-o serie de state europene, cum ar fi Bulgaria, Germania, Marea Britanie, Franța (tarife fixe premium).

II. Potențialul biomasei solide pentru producerea energiei electrice este, în mod considerabil, unul limitat. Lemnele de foc, livrate de întreprinderile Agenției "Moldsilva", cele colectate de către persoanele fizice în fâșiile forestiere, păduri, precum și reziduurile din agricultură, și care reprezintă cumulativ cca. 787 ktep (conform datelor statistice pentru anul 2018, fiind reduse la 650 ktep în balanța energetică pentru anul 2019), sunt utilizate preponderent pentru încălzire și prepararea hranei în sectorul rezidențial din mediul rural.

⁴ Raport IRENA, 2019, Renewable Power Generation Costs in 2019

⁵ Raport AIE/ IEA, 2002, Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets

⁶ Raport IRENA, 2019, "Market integration of distributed energy resources, Innovation landscape brief"

Din punct de vedere tehnologic, doar o mică parte din cantitatea menționată mai sus ar putea fi utilizată local la producerea energiei electrice în instalații mici și mini bazate pe gazeificarea biomasei. Dispersarea din punct de vedere geografic a resurselor de biomasă, potențialul acestora, cheltuielile aferente logisticii și transportului materiei prime, fac dezvoltarea la scară industrială a acestei industrii una puțin realizabilă.

În același timp, este conștientizat faptul că economia și populația Republicii Moldova generează cantități uriașe de deșuri – menajere solide, ape reziduale, reziduuri ale industriei alimentare, etc., a căror potențial energetic este enorm. Prin urmare, se propune instituirea unei scheme de suport pentru investițiile în acest domeniu. Pentru a sprijini, în special, autoritățile administrației publice locale și a facilita inițierea, de către acestea, a unor parteneriate cu sectorul privat, MEI propune alocarea unor capacități de 100 MW pentru instalațiile în cogenerare pe bază de biogaz produs prin *i) valorificarea deșeurilor municipale solide și ii) deșeurilor municipale lichide /ape reziduale/.*

În același timp, MEI intenționează sprijinirea intențiilor sectorului privat de a valorifica potențialul energetic al deșeurilor generate de procesele tehnologice utilizate, astfel fiind alocate 95 MW pentru *i) unități în cogenerare pe bază de biogaz (produs prin valorificarea potențialului energetic al dejectiilor animaliere, deșeurilor zootehnice, deșuri agricole, culturi agricole, plante energetice, deșuri ale industriei alimentare, etc., inclusiv amestecul dintre acestea), ii) instalații de cogenerare pe bază de singaz (pe biocombustibil solid, deșuri agricole, inclusiv culturi/plante energetice) și iii) instalații de cogenerare utilizând arderea directă (pe biocombustibil solid, deșuri agricole, inclusiv culturi/ plante energetice, sau deșeurile menajere solide).*

Având în vedere interesul MEI/ Guvernului de a contribui la soluționarea problemei deșeurilor agricole și cele municipale, este promovată eliminarea limitei de capacitate pentru respectivele tehnologii non-intermitente. Motivele unei astfel de abordări sunt prezentate la pct, IV al prezentului capitol.

III. Potențialul disponibil hidro al râurilor mici din țară este unul foarte mic, practic neglijabil. Din aceste considerente, se admite ca și posibil un scenariu în care se va asigura reabilitarea unor CHE de mică capacitate, existente odinioară pe râurile mici din țară. Semnalele din piață cu privire la un eventual interes pentru investiții în reabilitarea vechilor unități de generare merită a fi încurajate prin alocarea unor capacități corespunzătoare, dezvoltarea acestor proiecte urmând să fie asigurată în strictă conformitate cu legislația de mediu.

IV. La stabilirea, în special a limitelor de capacitate pentru tehnologiile E-SRE intermitente (i.e. instalații eoliene și solare fotovoltaice), se ține cont de cerințele Comisiei Europene (Comunității Energetice) cu privire la ajutorul de stat pentru protecția mediului și a energiei pentru perioada 2014-2020. Iar, prin PG 04/2015 aprobate de către Secretariatul Comunității Energetice la 24.11.2015 privind aplicabilitatea Orientărilor Comisiei Europene (En.: *Policy Guidelines on the applicability of the Guidelines on state aid for environmental protection and energy 2014-2020*), Secretariatul s-a angajat să promoveze implementarea principiilor respective în legislația sectorială a Părților Contractante la Tratat.

În contextul celor menționate mai sus, precum și în vederea promovării unei abordări nediscriminatorii față de dezvoltatorii de proiecte, MEI consideră necesară păstrarea limitelor de capacitate la valorile ce au făcut obiectul HG 689/2018, și anume – 4 MW pentru instalațiile eoliene și, 1 MW pentru celelalte tehnologii.

Cât privește tehnologiile non-intermitente, și în special cele care implementează conceptul „waste

to energy” – producerea de biogaz și singaz, cu ulterioara lui conversie în energie electrică și termică, arderea directă a deșeurilor de biomasă în instalații de cogenerare, a deșeurilor menajere solide, etc., MEI pledează pentru abolirea/ eliminarea limitei de capacitate și sprijinirea proiectelor investiționale prin instrumentul „tarif fix” (FiT „clasic”), având în vedere lipsa de „flexibilitate” a Orientărilor CE și a abordării transpuse în legislația Republicii Moldova în raport cu tehnologia de cogenerare.

Argumentele MEI pentru susținerea poziției de mai sus, bazate pe interesul inechivoc al instituției de a promova cogenerarea, precum și în baza experienței statelor membre UE și a lecțiilor învățate de către acestea, culese și agregate de diverse inițiative și asociații pe domeniu cum este COGEN Europe⁷, sunt prezentate mai jos:

- Orientările CE prenotate, în formula actuală, nu permit sprijinirea suficientă a cogenerării în baza de surse regenerabile, în măsură să satisfacă promotorii schemelor de sprijin (i.e. autoritățile naționale). Mai mult, cogenerarea în bază de surse regenerabile este radical diferită de producerea energiei electrice de sursele intermitente (în special la capitoul costuri investiționale și operaționale), ceea ce implică o altă abordare în stabilirea mecanismului de suport.

Introducerea Orientărilor CE în anul 2014 a „marcat” o reducere drastică, de patru ori, a interesului investitorilor pentru tehnologia respectivă (în perioada 2016-2017, comparativ cu anii 2014-2016).

- Mecanismele instituite de Orientări și transpuse în legislația națională implică proceduri complexe, lipsa de predictibilitate și, ca urmare, un interes redus pentru schemele de suport puse la dispoziție;
- Prevederile puse la bazele Orientărilor nu asigură/ contribuie la sustenabilitatea infrastructurii de cogenerare a energiei electrice și termice în baza resurselor regenerabile;
- Beneficiile oferite de cogenerare, în special producerea de energie termică (utilă) pentru acoperirea unui necesar de apă caldă menajeră și căldură, nu sunt pe deplin „apreciate”, suportul oferit pentru investițiile în capacitățile de producție fiind raportate la capacitatea electrică a unității și energia electrică generată;
- Modalitatea de oferire a statutului de producător eligibil investitorilor în capacități de cogenerare în cadrul licitațiilor este mult prea „rigidă”, în raport cu modelul respectiv de business;
- Oferirea statutului de producător eligibil prin intermediul licitațiilor nu oferă suficientă predictibilitate investitorilor în capacități, și nici eventualilor consumatori, beneficiari ai respectivelor servicii (desfășurarea unei licitații fiind asigurată în 12-24 de luni, după care urmează construcția nemijlocită a unității de generare).

Mai mult, organizarea de licitații de capacități SER consumă multe resurse administrative;

- În statele mici, inclusiv în Republica Moldova, organizarea unor licitații pentru capacități de cogenerare pe bază de surse regenerabile nu s-ar bucura de interes și nu ar asigura o competiție veritabilă între investitori;
- O eventuală competiție pentru construcția stațiilor de cogenerare în baza deșeurilor menajere

⁷ COGEN Europe position on the European Commission Targeted Consultation for the Evaluation of the Guidelines on State aid for Environmental protection and Energy, iulie 2019

solide, deșeurilor lichide urbane (ape reziduale), va fi asigurată de APL (ca și gestionar al ambelor servicii publice), prin intermediul mecanismelor aferente procedurii de lansare și încheiere a unui parteneriat public-privat (instrument recomandabil în cazul a astfel de proiecte);

- Impunerea deținătorilor de ferme sau uzine/ fabrici/ combinate, care dispun de deșeuri organice cu potențial de producere a biogazului, să participe în cadrul licitațiilor de capacitate SER organizate de Guvern, este un instrument demotivant, alogic și lipsit practic de sens;
- Cogenerarea în bază de resurse regenerabile merită a fi susținute și încurajate, întrucât sunt surse predictibile/ non-intermitente, ba mai mult, pot participa la echilibrarea surselor intermitente și, implicit, a sistemului electroenergetic național;
- Instalațiile de cogenerare în bază de surse regenerabile pot participa/ contribui considerabil la implementarea, în Republica Moldova, a comunităților/ cooperativelor energetice.

Astfel, raționamentele menționate mai sus au condus la stabilirea matricei cotelor maxime de capacitate, categoriilor de capacitate și limitelor de capacitate, după cum sunt prezentate în anexa la proiectul Hotărârii de Guvern.

În același timp, merită a fi specificat faptul că, în contextul prevederii de la art. 35, alin (2) al Legii 10/2016, care stabilește că licitația are un caracter neutru din punct de vedere al tehnologiilor și este organizată în conformitate cu *Regulamentul privind desfășurarea licitațiilor pentru oferirea statutului de producător eligibil*, prin promovarea acestui proiect hotărâre, Guvernul face uz de prevederea de la alin. (2¹) al aceluiași articol care stipulează expres că „Prin derogare de la alin. (2), Guvernul poate decide anunțarea și organizarea de licitații limitate pentru anumite tehnologii în condițiile în care rezultatul oferit de licitațiile neutre din punct de vedere al tehnologiilor ar fi unul nesatisfăcător, pornind de la următoarele situații:

- a) potențialul pe termen lung al unei anumite tehnologii noi și inovatoare față de tehnologiile clasice este mai mare;
- b) necesitatea unei diversificări a tehnologiilor de producere;
- c) constrângerile de rețea și stabilitatea rețelei;
- d) costurile (de integrare a surselor regenerabile de energie) aferente sistemului;
- e) necesitatea de a evita distorsiunile pe piețele materiilor prime, generate de sprijinul acordat biomasei.

4. Fundamentarea economico-financiară

Implementarea prevederilor proiectului actului normativ în cauză nu necesită alocarea de mijloace financiare suplimentare din bugetul de stat. Ba din contra, proiectul hotărârii va avea un impact pozitiv asupra bugetului de stat, deoarece investițiile în capacități noi de generare urmând să genereze venituri noi la buget, inclusiv să favorizeze crearea de noi locuri de muncă. După cum a fost estimat, în baza datelor oferite de instituții internaționale relevante, valoarea investițiilor necesare pentru construcția tuturor capacităților propuse spre alocare de către Guvern, a respectivului parc de unități de generare ar fi cuprins în intervalul 450 și 900 milioane EUR, în dependență de interesul pentru dezvoltarea de proiecte, costul tehnologiilor și, implicit, efectul „economiei de scară” .

În materie de costuri a schemei de suport, conform estimărilor pesimiste ale MEI, acestea ar putea influența creșterea tarifului la consumatorul final, în mod teoretic, cu 15-33%, respectivele evoluții fiind suplimentar determinate/ influențate de următorii factori:

- valoarea cumulativă a capacităților de generare a fi instalată în următorii 5 ani, fiind așteptată o valorificare mai degrabă modestă pentru sursele non-intermitente (la nivel de 20-25% din cotele alocate);
- rata de creștere a tarifului la energia electrică pentru consumatorii finali;
- valoarea tarifelor pentru energia electrică „verde” aprobată de ANRE (a căror tendință negativă, pe fundalul costurilor tehnologiilor pe plan internațional, ar urma să scadă);
- rezultatul licitațiilor a fi organizate de Guvern (prețurile fixe solicitate de ofertanți urmând a fi sub limitele stabilite de ANRE).

Prin urmare, luarea în considerație și a factorilor de mai sus, ar „cauza” o creștere mai redusă a tarifului la consumatorul final, cuprinsă în intervalul 10-15% către anul 2025. În scenariul în care nu toate capacitățile intermitente ar fi construite către anul 2025, impactul asupra tarifelor ar fi unul și mai mic, sub pragul „psihologic” de 10%.

Cât privește echilibrarea capacităților intermitente, subliniem faptul că producătorii de energie electrică de mare putere sunt responsabili pentru dezechilibrele create și, prin urmare, suportă respectivele cheltuieli.

5. Modul de încorporare a actului în cadrul normativ în vigoare

Promovarea prezentului proiect de act normativ reprezintă un instrument de punere în aplicare a prevederilor art. 10 lit.(e) din Legea nr. 10/2016 cu privire la utilizarea energiei din surse regenerabile și se încadrează în categoria actelor normative secundare de implementare a acesteia.

6. Avizarea și consultarea publică a proiectului

Proiectul respectiv a fost supus avizării și consultării publice conform art. 32 din Legea 100/2017 cu privire la actele normative, și plasat pe pagina web a Ministerului Economiei și Infrastructurii www.mei.gov.md la compartimentul Transparență/ Anunțuri de proiecte și consultări publice.

7. Constatările expertizei anticorupție

Proiectul respectiv urmează a fi supus expertizei anticorupție conform art. 35 din Legea 100/2017 cu privire la actele normative fiind efectuată de către Centrul Național Anticorupție.

8. Constatările expertizei juridice

Proiectul respectiv a fost supus expertizei juridice conform art. 37 din Legea 100/2017 cu privire la actele normative fiind efectuată de către Ministerul Justiției

9. Alte expertize

Proiectul nu conține prevederi de reglementare a activității de întreprinzător în contextul Legii nr. 235/2006 cu privire la principiile de bază de reglementare a activității de întreprinzător, astfel decăzând necesitatea examinării acestuia de către Grupul de lucru pentru reglementarea activității de întreprinzător. De asemenea, proiectul nu cade sub incidența altor expertize necesare a fi efectuate în condițiile Legii 100/2017.

Secretar de stat

Mihail LUPAȘCU



nr. 07- 396
27. 01. 2021

CANCELARIA DE STAT

CERERE

**privind înregistrarea de către Cancelaria de Stat a proiectului
Hotărârii Guvernului cu privire la aprobarea limitelor de capacitate, cotelor
maxime și categoriilor de capacitate în domeniul energiei electrice din surse
regenerabile pînă în anul 2025**

Nr. crt.	Criterii de înregistrare	Nota autorului
1.	Tipul și denumirea proiectului	Proiectul Hotărârii Guvernului cu privire la aprobarea limitelor de capacitate, cotelor maxime și categoriilor de capacitate în domeniul energiei electrice din surse regenerabile pînă în anul 2025
2.	Autoritatea care a elaborat proiectul	Ministerul Economiei și Infrastructurii
3.	Justificarea depunerii cererii	Proiectul Hotărârii de Guvern este elaborată întru ajustarea la condițiile actuale a cadrului juridic de aplicare/ implementare a schemelor de suport prevăzute la art. 34 al Legii nr.10/2016 privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile, și anume <i>preț fix și tarif fix</i> .
4.	Lista autorităților și instituțiilor a căror avizare este necesară	Ministerul Agriculturii, Dezvoltării Regionale și Mediului, Ministerul Finanțelor, Consiliul Concurenței, Agenția Națională pentru Reglementare în Energetică, Agenția Proprietății Publice, Biroul Național de Statistică, Institutul de Energetică, Agenția pentru Eficiență Energetică, Universitatea Tehnică a Moldovei Ministerul Justiției; Centrul Național Anticorupție;

5.	Termenul-limită pentru depunerea avizelor/expertizelor	5 – zile lucrătoare.
6.	Numele, prenumele, funcția și datele de contact ale persoanei responsabile de promovarea proiectului	Nicolae OLARI, Consultant principal, Direcția politici în domeniul energetic Ministerul Economiei și Infrastructurii al Republicii Moldova tel.: (+373 22) 250-690 e-mail: nicolae.olari@mei.gov.md .
7.	Anexe	Nota Informativă și Proiectul Hotărârii Guvernului
8.	Data și ora depunerii cererii	27.01.2021
9.	Semnătura	<i>/semnat electronic/</i>

Secretar de stat

Mihail LUPAȘCU

*Ex. Nicolae OLARI
Tel. 250-690*