

# ACTE ALE AUTORITĂȚII NAȚIONALE DE REGLEMENTARE ÎN DOMENIUL ENERGIEI

AUTORITATEA NAȚIONALĂ DE REGLEMENTARE ÎN DOMENIUL ENERGIEI

## ORDIN

### **privind aprobarea Metodologiei de stabilire și ajustare a prețurilor pentru energia electrică și termică produsă și livrată din centrale de cogenerare ce beneficiază de schema de sprijin, respectiv a bonusului pentru cogenerarea de înaltă eficiență**

Având în vedere prevederile art. 72 alin. (1) și art. 74 din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, precum și ale art. 6 lit. d) și e), art. 7, 8, 10, art. 21 alin. (1) și (2) și ale art. 22 din Hotărârea Guvernului nr. 1.215/2009 privind stabilirea criteriilor și a condițiilor necesare implementării schemei de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență pe baza cererii de energie termică utilă, cu modificările și completările ulterioare,

în temeiul dispozițiilor art. 5 alin. (1) lit. b) și ale art. 9 alin. (1) lit. x) din Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 33/2007 privind organizarea și funcționarea Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei, aprobată cu modificări și completări prin Legea nr. 160/2012, cu modificările și completările ulterioare,

**președintele Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei** emite următorul ordin:

Art. 1. — (1) Se aprobă Metodologia de stabilire și ajustare a prețurilor pentru energia electrică și termică produsă și livrată din centrale de cogenerare ce beneficiază de schema de sprijin, respectiv a bonusului pentru cogenerarea de înaltă eficiență, prevăzută în anexa care face parte integrantă din prezentul ordin.

(2) Metodologia prevăzută la alin. (1) se aplică de către Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei și producătorii de energie electrică și termică în cogenerare care beneficiază de schemă de sprijin conform prevederilor Hotărârii Guvernului nr. 1.215/2009 privind stabilirea criteriilor și a condițiilor necesare implementării schemei de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență pe baza cererii de energie termică utilă, cu modificările și completările ulterioare.

Art. 2. — Direcțiile de specialitate din cadrul Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei urmăresc respectarea prevederilor prezentului ordin.

Art. 3. — La data intrării în vigoare a prezentului ordin se abrogă Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 15/2015 privind aprobarea Metodologiei de stabilire și ajustare a prețurilor pentru energia electrică și termică produsă și livrată din centrale de cogenerare ce beneficiază de schema de sprijin, respectiv a bonusului pentru cogenerarea de înaltă eficiență, publicat în Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 267 din 21 aprilie 2015, cu modificările și completările ulterioare.

Art. 4. — Prezentul ordin se publică în Monitorul Oficial al României, Partea I.

p. Președintele Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei,  
**Zoltan Nagy-Bege**

București, 8 iunie 2022.  
Nr. 78.

ANEXĂ

## METODOLOGIE

### **de stabilire și ajustare a prețurilor pentru energia electrică și termică produsă și livrată din centrale de cogenerare ce beneficiază de schema de sprijin, respectiv a bonusului pentru cogenerarea de înaltă eficiență**

#### CAPITOLUL I

##### **Scopul și domeniul de aplicare**

Art. 1. — Prezenta metodologie stabilește modul de determinare și ajustare, pe perioada de aplicare a schemei de sprijin de tip bonus, inclusiv pe perioada de prelungire a schemei de sprijin, denumită în continuare *schema de sprijin*, a:

a) prețurilor de referință și a prețurilor reglementate pentru energia termică produsă și livrată din centrale de cogenerare care beneficiază de schema de sprijin;

b) bonusurilor de referință și a bonusurilor pentru energia electrică produsă și livrată din centrale de cogenerare care beneficiază de schema de sprijin;

c) prețului de referință și a prețurilor reglementate pentru energia electrică produsă și livrată din centrale de cogenerare care beneficiază de schema de sprijin, în cazul comercializării prin contracte reglementate.

Art. 2. — (1) Prezenta metodologie se aplică de Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei pentru determinarea și ajustarea prețurilor de referință și a prețurilor reglementate pentru energia electrică și termică, respectiv a bonusurilor de referință pentru energia electrică produsă și livrată în cogenerare de înaltă eficiență, pe perioada de aplicare a schemei de sprijin.

(2) Prețurile de referință ale energiei electrice și energiei termice determinate conform prezentei metodologii se utilizează pentru realizarea de către ANRE a analizelor de ante-supracompensare și de supracompensare prevăzute în Metodologia de determinare și monitorizare a supracompensării activității de producere a energiei electrice și termice în cogenerare de înaltă eficiență care beneficiază de schema de sprijin de tip bonus, aprobată prin ordin al președintelui ANRE.

(3) Prețurile reglementate ale energiei electrice determinate conform prezentei metodologii se utilizează pentru vânzarea energiei electrice prin contracte reglementate, în condițiile stabilite de ANRE, de către producătorii care beneficiază de schema de sprijin.

(4) Prețurile reglementate ale energiei termice determinate conform prezentei metodologii se utilizează pentru vânzarea energiei termice de către producătorii care beneficiază de schema de sprijin.

(5) Bonusurile se aplică în perioada 2010—2023 centralelor de cogenerare deținute/exploatate de producătorii care nu îndeplinesc condițiile de accesare a prelungirii schemei de sprijin prevăzute în Decizia Comisiei Europene C(2021) 9.774 final din 20 decembrie 2021 și în Hotărârea Guvernului nr. 1.215/2009 privind stabilirea criteriilor și a condițiilor necesare implementării schemei de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență pe baza cererii de energie termică utilă, cu modificările și completările ulterioare, pentru o perioadă de maximum 11 ani.

(6) Pentru producătorii care îndeplinesc condițiile de accesare a prelungirii schemei de sprijin, în conformitate cu prevederile Procedurii de avizare a proiectelor noi sau de re tehnologizare ale centralelor de cogenerare, aprobate prin ordin al președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei, perioada de aplicare prevăzută la alin. (5) se prelungește până în anul 2033 inclusiv, fără a depăși o perioadă maximă totală de sprijin de 21 de ani pentru centralele deținute/exploatate de aceștia.

(7) Bonusurile determinate conform prezentei metodologii se utilizează de către Compania Națională de Transport al Energiei

Electrice „Transelectrica” — S.A., în calitate de administrator al schemei de sprijin, pentru stabilirea plăților lunare către producătorii care beneficiază de schema de sprijin.

## CAPITOLUL II Definiții și abrevieri

Art. 3. — În prezenta metodologie sunt utilizate următoarele abrevieri:

<i>SEN</i>	Sistemul electroenergetic național
<i>PZU</i>	Piața pentru ziua următoare
<i>PI</i>	Piață intrazilnică de energie termică
<i>PCCB</i>	Piață centralizată a contractelor bilaterale
<i>ANRE</i>	Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei

Art. 4. — (1) Termenii folosiți în prezenta metodologie au semnificațiile prevăzute în Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, în Hotărârea Guvernului nr. 219/2007 privind promovarea cogenerării bazate pe cererea de energie termică utilă, cu modificările și completările ulterioare, respectiv în Hotărârea Guvernului nr. 1.215/2009 privind stabilirea criteriilor și a condițiilor necesare implementării schemei de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență pe baza cererii de energie termică utilă, cu modificările și completările ulterioare.

(2) În înțelesul prezentei metodologii, termenii specifici utilizați au următoarele semnificații:

<i>Bonus de referință</i>	bonusul aprobat în baza art. 10 alin. (3) din Hotărârea Guvernului nr. 1.215/2009, cu modificările și completările ulterioare, prin ordin al președintelui ANRE, determinat în urma analizei costurilor și veniturilor unor centrale de cogenerare echivalente
<i>Bonus</i>	bonusul aprobat în baza art. 10 alin. (5), (5 <sup>1</sup> ) și (6) din Hotărârea Guvernului nr. 1.215/2009, cu modificările și completările ulterioare, prin decizie a președintelui ANRE, determinat pentru fiecare producător de energie electrică și termică în cogenerare în parte, în funcție de combustibilul majoritar utilizat și de anul de acordare a bonusului
<i>Centrală de cogenerare echivalentă</i>	centrala de producere a energiei electrice și termice într-un proces de cogenerare de înaltă eficiență, având caracteristicile predefinite descrise în anexele nr. 1—3
<i>Centrală termică echivalentă</i>	centrala de producere a energiei termice în capacități separate, având caracteristicile predefinite descrise în anexele nr. 1—3
<i>Combustibil majoritar</i>	combustibilul cu ponderea cea mai mare în mixul de combustibil utilizat
<i>Consum de combustibil</i>	consumul de energie primară din combustibil pentru producerea energiei termice, respectiv a energiei electrice și termice în cogenerare
<i>Energie electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență</i>	energia electrică produsă într-un proces de cogenerare care îndeplinește criteriile specificate la art. 3 lit. h) din Hotărârea Guvernului nr. 1.215/2009, cu modificările și completările ulterioare, respectiv la art. 69 lit. a) și b) din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, și este calificată în baza Regulamentului de calificare a producției de energie electrică în cogenerare de înaltă eficiență și de verificare și monitorizare a consumului de combustibil și a producțiilor de energie electrică și energie termică utilă, în cogenerare de înaltă eficiență, aprobat prin ordin al președintelui ANRE
<i>Preț de referință pentru energia electrică</i>	prețul energiei electrice produse în cogenerare de înaltă eficiență, aprobat prin ordin al președintelui ANRE și utilizat pentru realizarea de către ANRE a analizelor de ante-supracompensare și de supracompensare prevăzute de Metodologia de determinare și monitorizare a supracompensării activității de producere a energiei electrice și termice în cogenerare de înaltă eficiență care beneficiază de schema de sprijin de tip bonus, aprobată prin ordin al președintelui ANRE

Preț reglementat pentru energia electrică	prețul energiei electrice aprobat prin ordin al președintelui ANRE, în baza art. 21 alin. (2) din Hotărârea Guvernului nr. 1.215/2009, cu modificările și completările ulterioare, utilizat pentru vânzarea energiei electrice prin contracte reglementate
Preț de referință pentru energia termică	prețul energiei termice aprobat în baza art. 22 alin. (1) și (2) din Hotărârea Guvernului nr. 1.215/2009, cu modificările și completările ulterioare, prin ordin al președintelui ANRE, determinat pe baza analizei costurilor de producere ale unor centrale termice echivalente
Preț reglementat pentru energia termică	prețul energiei termice aprobat prin decizie a președintelui ANRE, determinat pentru fiecare producător în parte, în funcție de combustibilul majoritar utilizat
Producător	producătorul de energie electrică și termică în cogenerare de înaltă eficiență care beneficiază de schema de sprijin în condițiile specificate în Hotărârea Guvernului nr. 1.215/2009, cu modificările și completările ulterioare

## CAPITOLUL III

## Considerații generale

Art. 5. — (1) Prin acordarea bonusului pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență se asigură compensarea diferenței dintre costurile activității de producere în cogenerare de înaltă eficiență și veniturile rezultate din vânzarea energiei electrice și a energiei termice.

(2) Pentru determinarea bonusurilor de referință se iau în considerare 3 tipuri de centrale de cogenerare echivalente, funcționând cu combustibil solid, cu combustibil gazos asigurat din rețeaua de transport și, respectiv, cu combustibil gazos asigurat din rețeaua de distribuție.

(3) Bonusurile de referință reprezintă valoarea maximă care poate fi acordată unui producător în cogenerare de înaltă eficiență.

(4) Determinarea valorilor bonusurilor de referință se efectuează luându-se în considerare realizarea integrală a investiției în primul an și excluderea oricăror intrări de active noi.

(5) Prin excepție de la prevederile alin. (4), în cazul producătorilor de energie electrică și termică în cogenerare care înlocuiesc, ulterior datei de 31 decembrie 2016, pe același amplasament, capacități de cogenerare existente care au beneficiat de bonus pentru energia electrică cu capacități de cogenerare de înaltă eficiență, în limita capacității electrice instalate înscrise la data de 31 decembrie 2016 în lista prevăzută la art. 9 alin. (4) din Hotărârea Guvernului nr. 1.215/2009, cu modificările și completările ulterioare, bonusul aferent capacităților noi se determină conform prevederilor art. 55 alin. (3).

(6) În cazul capacităților existente care beneficiază de prelungirea schemei de sprijin prevăzută la art. 8 alin. (2) din Hotărârea Guvernului nr. 1.215/2009, cu modificările și completările ulterioare, în calculul bonusului pentru primul an de prelungire costurile fixe cu rentabilitatea bazei reglementate a activelor se calculează începând cu anul de funcționare imediat următor celui în care s-au aflat la data la care au beneficiat efectiv de prelungirea schemei.

Art. 6. — (1) Prețul de referință pentru energia termică produsă și livrată din centralele de cogenerare de înaltă eficiență este stabilit la nivelul prețului pentru energia termică livrată dintr-o centrală termică echivalentă.

(2) Pentru determinarea prețurilor de referință pentru energia termică se iau în considerare centrale de producere a energiei termice echivalente, funcționând cu combustibil solid, combustibil gazos asigurat din rețeaua de transport și, respectiv, cu combustibil gazos asigurat din rețeaua de distribuție.

## CAPITOLUL IV

## Determinarea prețului de referință pentru energia termică

Art. 7. — Pentru determinarea prețului de referință pentru energia termică sunt luate în considerare următoarele date de intrare specifice unei centrale termice echivalente:

- capacitatea termică instalată,  $Q_{inst}^q$  (MW);
- capacitatea termică medie anuală,  $Q_{th}$  (MW);
- eficiența de producere,  $\eta^q$  (%);
- numărul mediu de ore de funcționare pe an,  $h$  (ore/an);
- factorul de utilizare a capacității termice instalate,  $f_{inst}^q$  (%);
- anul de aplicare a schemei de sprijin,  $n$  (-);
- prețul mediu al combustibilului determinat pe baza puterii calorifice inferioare,  $p_{comb}^n$  (lei/MWh);
- prețul mediu al certificatului de CO<sub>2</sub>,  $p_{CO_2}^n$  (lei/certificat);
- factorul de emisie specific,  $f_{CO_2}$  (t/MWh);
- investiția specifică,  $i_{sp}^q$  (lei/MW);
- durata de amortizare,  $h_{amort}^q$  (ani);
- costul energiei electrice din SEN și cel cu apa,  $p_{alte,var}^q$  (lei/MWh);
- alte costuri fixe (costurile cu personalul, operarea și mentenanța etc.),  $c_{alte}^q$  (lei/MWh).

Art. 8. — Capacitatea termică medie anuală a centralei de cogenerare,  $Q_{th}$  se determină pe baza capacității termice instalate,  $Q_{inst}^q$  și a factorului de utilizare a capacității termice instalate,  $f_{inst}^q$ .

$$Q_{th} = Q_{inst}^q \times f_{inst}^q / 100 \text{ (MW)}$$

Art. 9. — Cantitatea de energie termică produsă și livrată anual de centrala termică echivalentă,  $Q$ , este determinată pe baza capacității termice medii anuale,  $Q_{th}$ , și a numărului mediu de ore de funcționare pe an,  $h$ .

$$Q = Q_{th} \times h \text{ (MWh)}$$

Art. 10. — Consumul anual de combustibil utilizat pentru producerea energiei termice în centrala termică echivalentă,  $B^q$ , este determinat pe baza cantității de energie termică,  $Q$ , și a eficienței producerii energiei termice în centrala echivalentă,  $\eta^q$ .

$$B^q = Q / (\eta^q / 100) \text{ (MWh)}$$

Art. 11. — Costurile variabile anuale ale centralei termice echivalente, corespunzătoare anului  $n$  de aplicare a schemei de sprijin,  $CV^{q,n}$ , cuprind costurile de achiziție a combustibilului,  $C_{comb}^{q,n}$ , costurile certificatelor de CO<sub>2</sub>,  $C_{CO_2}^{q,n}$ , și alte costuri variabile,  $C_{alte,var}^{q,n}$ .

$$CV^{q,n} = C_{comb}^{q,n} + C_{CO_2}^{q,n} + C_{alte,var}^{q,n} \text{ (lei)}$$

Art. 12. — (1) Costurile anuale cu combustibilul,  $C_{comb}^{q,n}$ , se determină pe baza cantității de combustibil utilizate,  $B^q$ , și a prețului mediu al combustibilului,  $p_{comb}^n$ .

$$C_{comb}^{q,n} = p_{comb}^n \times B^q \text{ (lei)}$$

(2) Costurile cu combustibilul includ, după caz, și costurile cu transportul/distribuția/furnizarea acestuia, precum și cele cu rezervarea de capacitate. Nu se includ costurile cu accizele și dezechilibrele, după caz.

(3) Prețul mediu al combustibilului luat în considerare la analizele prevăzute la art 46 alin. (1) se determină pe trei tipuri de combustibil majoritar: combustibil solid, gaze naturale asigurate din rețeaua de transport și gaze naturale asigurate din rețeaua de distribuție în condițiile art. 46 alin. (5)—(12).

Art. 13. — (1) Costurile anuale cu achiziția certificatelor de CO<sub>2</sub> se determină pe baza consumului de combustibil,  $B^q$ , a factorului de emisie specific,  $f_{CO_2}$  și a prețului mediu al certificatului de CO<sub>2</sub>,  $p_{CO_2}^n$ .

$$C_{CO_2}^n = f_{CO_2} \times B^q \times p_{CO_2}^n \text{ (lei)}$$

(2) În determinarea prețului mediu al certificatului de CO<sub>2</sub> se iau în considerare nivelul mediu al alocațiilor cu titlu gratuit ale certificatelor și ponderea combustibilului pentru producerea energiei termice din total combustibil în cogenerare care accesează schema de sprijin, conform raportărilor producătorilor pentru analiza de ante-supracompensare pentru anul respectiv.

Art. 14. — Celelalte costuri variabile ale capacității separate,  $C_{alte,var}^q$ , cuprind costurile cu energia electrică din SEN și cu apa și se determină pe baza costului specific pentru energia electrică din SEN și pentru apă, utilizate la producerea în centrala termică echivalentă,  $p_{alte,var}^q$  și a consumului de combustibil,  $B^q$ .

$$C_{alte,var}^q = p_{alte,var}^q \times B^q \text{ (lei)}$$

Art. 15. — Costurile fixe anuale ale centralei termice echivalente,  $CF^q$ , cuprind costurile cu amortizarea,  $C_{amort}^q$  și alte costuri fixe,  $CF_{alte}^q$ .

$$CF^q = C_{amort}^q + CF_{alte}^q \text{ (lei)}$$

Art. 16. — Costurile cu amortizarea ale centralei termice echivalente se determină prin utilizarea metodei liniare, prin raportarea bazei reglementate a activelor, aferente investiției inițiale,  $BAR^q$ , la durata medie de amortizare,  $h_{amort}^q$ .

$$C_{amort}^q = BAR^q / h_{amort}^q \text{ (lei)}$$

Art. 17. — Baza reglementată a activelor aferentă investiției inițiale,  $BAR^q$ , a centralei termice echivalente este determinată pe baza investiției specifice,  $i_{sp}^q$ , și a capacității termice instalate,  $Q_{inst}^q$ .

$$BAR^q = i_{sp}^q \times Q_{inst}^q \text{ (lei)}$$

Art. 18. — Alte costuri fixe, cum ar fi costurile de operare și mentenanță, costurile cu personalul etc. ale centralei termice echivalente,  $CF_{alte}^q$ , se determină pe baza costurilor fixe unitare,  $cf_{alte}^q$ , și a cantității de energie termică produsă,  $Q$ .

$$CF_{alte}^q = cf_{alte}^q \times Q \text{ (lei)}$$

Art. 19. — Costurile anuale totale ale centralei termice echivalente, corespunzătoare anului  $n$  de aplicare a schemei de sprijin,  $CT^q, n$ , reprezintă suma costurilor variabile,  $CV^q, n$ , și fixe,  $CF^q$ , ale acestei centrale.

$$CT^q, n = CV^q, n + CF^q \text{ (lei)}$$

Art. 20. — Prețul de referință pentru energia termică produsă și livrată din centrale de cogenerare de înaltă eficiență corespunzător anului  $n$  de aplicare a schemei de sprijin,  $p_{ref}^q, n$ , se calculează pe baza costurilor totale ale centralei termice echivalente,  $CT^q, n$ , și a cantității de energie termică produsă,  $Q$ .

$$P_{ref}^q, n = CT^q, n / Q \text{ (lei/MWh)}$$

## CAPITOLUL V

### Determinarea bonusurilor de referință și a prețului de referință pentru energia electrică

Art. 21. — Pentru determinarea bonusurilor de referință pentru energia electrică sunt luate în considerare următoarele date de intrare specifice unei centrale de cogenerare echivalente:

- capacitatea termică instalată,  $Q_{inst}^{cog}$  (MW);
- capacitatea electrică instalată,  $P_{inst}^{cog}$  (MW);
- capacitatea electrică medie anuală,  $P_e$  (MW);
- capacitatea termică medie anuală,  $Q_{th}$  (MW);
- eficiența globală de producere,  $\eta_{br}^{cog}$  (%);
- consumul propriu tehnologic de energie electrică din producția proprie a centralei,  $e_{cpt}$  (%);
- numărul mediu de ore de funcționare pe an,  $h$  (ore/an);
- factorul de utilizare a capacității electrice instalate,  $f_{inst}^e$  (%);
- factorul de utilizare a capacității termice instalate,  $f_{inst}^q$  (%);
- anul de aplicare a schemei de sprijin,  $n$  (-);
- prețul mediu al combustibilului, determinat la puterea calorifică inferioară,  $p_{comb}^n$  (lei/MWh);
- prețul mediu al certificatului de CO<sub>2</sub>,  $p_{CO_2}^n$  (lei/certificat);
- factorul de emisie specific,  $f_{CO_2}$  (t/MWh);
- investiția specifică pentru centrala de cogenerare,  $i_{sp}^{cog}$  (lei/MW);
- durata de amortizare,  $h_{amort}^{cog}$  (ani);
- costul energiei electrice din SEN și al apei,  $p_{alte,var}^{cog}$  (lei/MWh);
- rata reglementată a rentabilității,  $r$  (%);
- alte costuri fixe (cu personalul, operarea și mentenanța etc.),  $cf_{alte}^{cog}$  (lei/MWh);
- prețul de vânzare a energiei electrice pe PZU,  $P_{PZU}^n$  (lei/MWh);
- coeficientul de variație a cursului de schimb valutar,  $I_{leu/euro}$  (-).

Art. 22. — Capacitatea electrică medie anuală a centralei de cogenerare,  $P_e$ , se determină pe baza capacității electrice instalate,  $P_{inst}^{cog}$ , și a factorului de utilizare a capacității electrice instalate,  $f_{inst}^e$ .

$$P_e = P_{inst}^{cog} \times f_{inst}^e / 100 \text{ (MW)}$$

Art. 23. — Capacitatea termică medie anuală a centralei de cogenerare,  $Q_{th}$ , se determină pe baza capacității termice instalate,  $Q_{inst}^{cog}$ , și a factorului de utilizare a capacității termice instalate,  $f_{inst}^q$

$$Q_{th} = Q_{inst}^{cog} \times f_{inst}^q / 100 \text{ (MW)}$$

Art. 24. — Cantitatea de energie electrică anuală produsă de centrala de cogenerare echivalentă,  $E$ , se determină pe baza capacității electrice medii anuale,  $P_e$ , și a numărului mediu de ore de funcționare pe an,  $h$ .

$$E = P_e \times h \text{ (MWh)}$$

Art. 25. — (1) Cantitatea de energie electrică anuală livrată din centrala de cogenerare,  $E_l$ , se determină ca diferența dintre energia electrică produsă,  $E$ , și consumul propriu tehnologic de energie electrică al centralei.

$$E_l = E \times (1 - e_{cpt}/100) \text{ (MWh)}$$

(2) Consumul propriu tehnologic de energie electrică al centralei nu include consumul de energie electrică aferent pompelor de adaos și pompelor de termoficare, aceasta fiind considerată energie electrică aferentă serviciului de transport al energiei termice.

Art. 26. — Cantitatea de energie termică anuală produsă și livrată de centrala de cogenerare echivalentă,  $Q$ , este determinată pe baza capacității termice medii anuale,  $Q_{th}$ , și a numărului mediu de ore de funcționare pe an,  $h$ .

$$Q = Q_{th} \times h \text{ (MWh)}$$

Art. 27. — Consumul anual de combustibil utilizat pentru producerea energiei electrice și termice în centrala de cogenerare echivalentă,  $B^{cog}$ , este determinat pe baza cantităților de energie electrică și termică produse și a eficienței globale de producere în cogenerare,  $\eta_{br}^{cog}$ .

$$B^{cog} = \frac{E+Q}{(\eta_{br}^{cog}/100)} \text{ (MWh)}$$

Art. 28. — Eficiența globală netă a centralei de cogenerare echivalente reprezintă suma energiei electrice livrate,  $E_l$ , și a energiei termice livrate,  $Q$ , raportată la consumul anual de combustibil al centralei,  $B^{cog}$ .

$$\eta_{net}^{cog} = \frac{E_l+Q}{B^{cog}} \times 100 \text{ (\%)}$$

Art. 29. — Costurile variabile anuale ale activității de cogenerare, corespunzătoare anului  $n$  de aplicare a schemei de sprijin,  $CV^{cog,n}$ , cuprind costurile de achiziție a combustibilului,  $C_{comb}^{cog,n}$ , costurile certificatelor de CO<sub>2</sub>,  $C_{CO_2}^{cog,n}$ , și alte costuri variabile,  $C_{(alte,var)}^{cog}$ .

$$CV^{cog,n} = C_{comb}^{cog,n} + C_{CO_2}^{cog,n} + C_{alte,var}^{cog} \text{ (lei)}$$

Art. 30. — (1) Costurile anuale cu combustibilul,  $C_{alte,var}^{cog,n}$ , se determină pe baza cantității de combustibil utilizate,  $B^{cog}$ , și a prețului mediu al combustibilului,  $p_{comb}^n$ .

$$C_{comb}^{cog,n} = p_{comb}^n \times B^{cog} \text{ (lei)}$$

(2) Costurile cu combustibilul includ, după caz, și costurile cu transportul/distribuția/furnizarea acestuia, precum și cele cu rezervarea de capacitate. Nu se includ costurile cu accizele și dezechilibrele, după caz.

(3) Prețul mediu al combustibilului luat în considerare la analizele prevăzute la art. 46 alin. (1) se determină pe trei tipuri de combustibil majoritar: combustibil solid, gaze naturale asigurate din rețeaua de transport și gaze naturale asigurate din rețeaua de distribuție în condițiile art. 46 alin. (5)—(12).

Art. 31. — Costurile anuale cu achiziția certificatelor de CO<sub>2</sub> se determină pe baza consumului de combustibil,  $B^{cog}$ , a factorului de emisie specific,  $f_{CO_2}$ , și a prețului mediu al certificatului de CO<sub>2</sub>,  $p_{CO_2}^n$ , ținându-se seama, dacă este cazul, de nivelul mediu al alocațiilor cu titlu gratuit ale certificatelor de CO<sub>2</sub>.

$$C_{CO_2}^{cog,n} = f_{CO_2} \times B^{cog} \times p_{CO_2}^n \text{ (lei)}$$

Art. 32. — Celelalte costuri variabile,  $C_{alte,var}^{cog}$ , cuprind costurile cu energia electrică din SEN și cu apa și se determină pe baza costului specific pentru energia electrică din SEN și pentru apă, utilizate la producerea în centrala de cogenerare echivalentă,  $p_{alte,var}^{cog}$ , și a consumului de combustibil,  $B^{cog}$ .

$$C_{alte,var}^{cog} = p_{alte,var}^{cog} \times B^{cog} \text{ (lei)}$$

Art. 33. — Costurile fixe anuale ale centralei de cogenerare echivalente,  $CF^{cog,n}$ , corespunzătoare anului  $n$  de aplicare a schemei de sprijin, cuprind costurile cu amortizarea,  $C_{amort}^{cog}$ , rentabilitatea bazei reglementate a activelor,  $R^n$ , și alte costuri fixe,  $CF_{alte}^{cog}$ .

$$CF^{cog,n} = R^n + C_{amort}^{cog} + CF_{alte}^{cog} \text{ (lei)}$$

Art. 34. — Valoarea anuală a rentabilității bazei reglementate a activelor,  $R^n$ , este determinată pe baza ratei reglementate a rentabilității,  $r$ , prevăzute la art. 3 lit. m) din Hotărârea Guvernului nr. 1.215/2009, cu modificările și completările ulterioare, și a bazei reglementate a activelor, aferente anului  $n$  de aplicare a schemei de sprijin,  $(BAR^{cog})^n$ .

$$R^n = (r/100) \times (BAR^{cog})^n \text{ (lei)}$$

Art. 35. — (1) Baza reglementată a activelor aferentă fiecărui an,  $(BAR^{cog})^n$ , se determină ca fiind baza reglementată a activelor aferentă investiției inițiale din care se scade amortizarea aferentă anilor anteriori de acordare a schemei de sprijin.

$$(BAR^{cog})^n = (BAR^{cog})^1 - C_{amort}^{cog} \times (n - 1) \text{ (lei)}$$

(2) Baza reglementată a activelor aferentă investiției inițiale,  $(BAR^{cog})^1$ , a centralei de cogenerare echivalente este determinată pe baza investiției specifice,  $i_{sp}^{cog}$ , și a capacității electrice instalate,  $P_{inst}^{cog}$ .

$$(BAR^{cog})^1 = i_{sp}^{cog} \times P_{inst}^{cog} \text{ (lei)}$$

Art. 36. — Costurile cu amortizarea ale centralei de cogenerare echivalente sunt determinate prin utilizarea metodei liniare, prin raportarea bazei reglementate a activelor aferente investiției inițiale,  $(BAR^{cog})^1$ , la durata medie de amortizare  $h_{amort}^{cog}$

$$C_{amort}^{cog} = (BAR^{cog})^1 / h_{amort}^{cog} \text{ (lei)}$$

Art. 37. — Alte costuri fixe ale centralei de cogenerare,  $CF_{alte}^{cog}$ , cum ar fi costurile de operare și mentenanță, costurile cu personalul etc., se determină pe baza valorilor unitare ale acestor costuri pentru centrala echivalentă de cogenerare,  $cf_{alte}^{cog}$ , și a cantității de energie electrică și termică livrate.

$$CF_{alte}^{cog} = cf_{alte}^{cog} \times (E_l + Q) \text{ (lei)}$$

Art. 38. — Costurile totale anuale ale centralei de cogenerare echivalente, corespunzătoare anului  $n$  de aplicare a schemei de sprijin,  $CT^{cog,n}$ , sunt determinate ca suma dintre costurile variabile,  $CV^{cog,n}$ , și costurile fixe,  $CF^{cog,n}$ , aferente acestei activități.

$$CT^{cog,n} = CV^{cog,n} + CF^{cog,n} \text{ (lei)}$$

Art. 39. — (1) Veniturile anuale rezultate din vânzarea energiei electrice pe piața de energie electrică, corespunzătoare anului  $n$  de aplicare a schemei de sprijin, sunt determinate considerându-se că toată cantitatea de energie electrică este vândută la prețul mediu estimat de tranzacționare a energiei electrice:

$$V_E^n = P_E^n \times E_l \text{ (lei)}$$

(2)  $P_E^n$  este prețul mediu estimat de tranzacționare a energiei electrice, stabilit conform prevederilor art. 46 alin. (3) și (4), corespunzător anului  $n$  de aplicare a schemei de sprijin.

Art. 40. — Veniturile anuale rezultate din vânzarea energiei termice,  $V_Q^n$ , la prețul de referință al energiei termice,  $P_{ref}^{q,n}$ , corespunzătoare anului  $n$  de aplicare a schemei de sprijin, sunt:

$$V_Q^n = P_{ref}^{q,n} \times Q \text{ (lei)}$$

$$P_{ref}^{q,n} = A^q \times \{p_{comb}^n + p_{CO2}^n \times f_{CO2} + p_{alte,var}^q \times [1 + (I_{inflatie})/100]\} + D^q \times [1 + (I_{inflatie})/100] \text{ (lei/MWh),}$$

unde:

$A^q$  = coeficientul aferent costurilor variabile ale energiei termice,

$A^q = 100/\eta^q$  (-);

$D^q$  = coeficientul aferent costurilor fixe ale energiei termice,

$$D^q = cf_{alte}^q + \frac{i_{sp}^q}{h_{amort}^q \times (f_{inst}^q/100) \times h} \text{ (lei/MWh);}$$

$I_{inflatie}$  = coeficientul de variație a inflației (%).

(2) Față de datele de funcționare a centralelor termice echivalente existente la momentul intrării în vigoare a schemei de sprijin, elementele prevăzute mai jos vor avea următoarele valori:

a) cursul de schimb valutar – 4,948 lei/euro;

Art. 41. — Bonusurile de referință,  $B_{ref}^n$ , corespunzătoare anului  $n$  de aplicare a schemei de sprijin, se calculează ca diferență între costurile de producere ale centralei de cogenerare echivalente,  $CT^{cog,n}$ , și veniturile rezultate din vânzarea energiei electrice și termice pe piața de energie electrică,  $V_E^n$ , și termică,  $V_Q^n$ , raportată la cantitatea anuală de energie electrică livrată,  $E_l$ .

$$B_{ref}^n = (CT^{cog,n} - V_E^n - V_Q^n) / E_l \text{ (lei/MWh)}$$

Art. 42. — (1) Prețul de referință al energiei electrice produse în cogenerare de înaltă eficiență,  $P_E^{ref,n}$ , este același pentru toți producătorii de energie electrică și termică în cogenerare de înaltă eficiență și se determină astfel:

$$P_E^{ref,n} = 0,9 \times P_E^n \text{ (lei/MWh)}$$

(2) Prețul de referință pentru energia electrică este stabilit prin ordin al președintelui ANRE.

## CAPITOLUL VI

### Ajustarea prețurilor de referință pentru energia termică și a bonusurilor de referință pentru energia electrică

Art. 43. — În anexele nr. 1—3 sunt prezentate datele inițiale utilizate pentru calculul valorilor bonusurilor de referință și ale prețurilor de referință pentru energia termică produsă și livrată din centrale de cogenerare de înaltă eficiență, care beneficiază de schema de sprijin, la funcționarea cu combustibil solid, cu combustibil gazos asigurat din rețeaua de transport și, respectiv, cu combustibil gazos asigurat din rețeaua de distribuție.

Art. 44. — (1) Pe baza modului de calcul prezentat în cap. IV, formula utilizată pentru ajustarea prețului de referință al energiei termice corespunzător anului  $n$  de aplicare a schemei de sprijin este:

(3) La funcționarea cu combustibil solid, formula prevăzută la alin. (1) este:

$$P_{ref}^{q,n} = 1,163 \times \{p_{comb}^n + 0,350 \times p_{CO_2}^n + 4,948 \times [1 + (I_{inflatie})/100]\} + 32,747 \times [1 + (I_{inflatie})/100] \text{ (lei/MWh)}.$$

(4) La funcționarea cu combustibil gazos asigurat din rețeaua de transport, formula prevăzută la alin. (1) este:

$$P_{ref}^{q,n} = 1,111 \times \{p_{comb}^n + 0,220 \times p_{CO_2}^n + 4,948 \times [1 + (I_{inflatie})/100]\} + 31,252 \times [1 + (I_{inflatie})/100] \text{ (lei/MWh)}.$$

(5) Prin derogare de la prevederile alin. (4), pentru centralele de cogenerare care au în componență exclusiv capacități puse în funcțiune după 1.01.2016, formula prevăzută la alin. (1) este:

$$P_{ref}^{q,n} = 1,087 \times \{p_{comb}^n + 0,220 \times p_{CO_2}^n + 4,948 \times [1 + (I_{inflatie})/100]\} + 31,252 \times [1 + (I_{inflatie})/100] \text{ (lei/MWh)}.$$

(6) La funcționarea cu combustibil gazos asigurat din rețeaua de distribuție, formula prevăzută la alin. (1) este:

$$P_{ref}^{q,n} = 1,111 \times \{p_{comb}^n + 0,220 \times p_{CO_2}^n + 4,948 \times [1 + (I_{inflatie})/100]\} + 30,253 \times [1 + (I_{inflatie})/100] \text{ (lei/MWh)}.$$

(7) Prin derogare de la prevederile alin. (6), pentru centralele de cogenerare care au în componență exclusiv capacități puse în funcțiune după 1.01.2016, formula prevăzută la alin. (1) este:

$$P_{ref}^{q,n} = 1,087 \times \{p_{comb}^n + 0,220 \times p_{CO_2}^n + 4,948 \times [1 + (I_{inflatie})/100]\} + 30,253 \times [1 + (I_{inflatie})/100] \text{ (lei/MWh)}.$$

Art. 45. — (1) Pe baza modului de calcul prezentat în cap. V, formula utilizată pentru ajustarea bonusului de referință, corespunzătoare anului  $n$  de aplicare a schemei de sprijin, este:

$$B_{ref}^n = A \times \{p_{comb}^n + p_{CO_2}^n \times f_{CO_2} + p_{alte,var}^{cog} \times [1 + (I_{inflatie})/100]\} - B \times P_{ref}^{q,n} - C \times (n - 1) \times [1 + (I_{inflatie})/100] + D \times [1 + (I_{inflatie})/100] - P_E^n \text{ (lei/MWh)}$$

unde:

$$A = \text{coeficientul aferent costurilor variabile, } A = \frac{E_l + Q}{(\eta_{net}/100) \times E_l} \text{ (-)};$$

$$B = \text{coeficientul aferent veniturilor energiei termice, } B = Q/E_l \text{ (-)};$$

$C$  = coeficientul de reducere a bazei reglementate a activelor, ca urmare a amortizării activelor,

$$C = \frac{i_{sp}^{cog} \times P_e}{E_l \times f_{inst}^e \times h_{amort}^{cog}} \times r \text{ (lei/MWh)};$$

$D$  = coeficientul aferent costurilor fixe,  $D = D_1 + D_2 + D_3$  (lei/MWh), alcătuit din:

$$D_1 = \text{coeficientul costurilor cu operarea și mentenanța, } D_1 = c_{alte}^{cog} \times \frac{E_l + Q}{E_l} \text{ (lei/MWh)};$$

$$D_2 = \text{coeficientul bazei reglementate a activelor, aferente investiției inițiale, } D_2 = \frac{r \times i_{sp}^{cog} \times P_e}{f_{inst}^e \times E_l} \text{ (lei/MWh)};$$

$$D_3 = \text{coeficientul amortizării anuale, } D_3 = \frac{i_{sp}^{cog} \times P_e}{h_{amort}^{cog} \times (f_{inst}^e/100) \times E_l} \text{ (lei/MWh)};$$

(2) Față de datele de funcționare a centralelor de cogenerare echivalente existente la momentul intrării în vigoare a schemei de sprijin, elementele prevăzute mai jos vor avea următoarele valori:

a) cursul de schimb valutar — 4,948 lei/euro;

b) alte costuri fixe (costurile cu personalul, operarea și mentenanța etc.) au următoarele valori:

(i) la funcționarea centralelor pe bază de combustibil solid —  $c_{alte}^{cog} = 7,7 \text{ euro/MWh}$ ;

(ii) la funcționarea centralelor pe bază de combustibil gazos —  $c_{alte}^{cog} = 7,6 \text{ euro/MWh}$

(3) La funcționarea cu combustibil solid, formula prevăzută la alin. (1) este:

$$B_{ref}^n = 5,035 \times \{p_{comb}^n + 0,350 \times p_{CO_2}^n + 4,948 \times [1 + (I_{inflatie})/100]\} - 2,778 \times P_{ref}^{q,n} - 7,917 \times (n - 1) \times [1 + (I_{inflatie})/100] + 429,816 \times [1 + (I_{inflatie})/100] - P_E^n \text{ (lei/MWh)}$$

(4) La funcționarea cu combustibil gazos asigurat din rețeaua de transport, formula prevăzută la alin. (1) este:

$$B_{ref}^n = 2,851 \times \{p_{comb}^n + 0,220 \times p_{CO_2}^n + 4,948 \times [1 + (I_{inflatie})/100]\} - 1,169 \times P_{ref}^{q,n} - 5,718 \times (n - 1) \times [1 + (I_{inflatie})/100] + 288,057 \times [1 + (I_{inflatie})/100] - P_E^n \text{ (lei/MWh)}$$

(5) La funcționarea cu combustibil gazos asigurat din rețeaua de distribuție, formula prevăzută la alin. (1) este:

$$B_{ref}^n = 2,851 \times \{p_{comb}^n + 0,220 \times p_{CO_2}^n + 4,948 \times [1 + (I_{inflatie})/100]\} - 1,169 \times P_{ref}^{q,n} - 5,278 \times (n - 1) \times [1 + (I_{inflatie})/100] + 272,175 \times [1 + (I_{inflatie})/100] - P_E^n \text{ (lei/MWh)}$$

Art. 46. — (1) Semestrial, până la data de 15 iunie, respectiv până la data de 15 octombrie, ANRE analizează evoluția prețului mediu al combustibilului, a prețului mediu al certificatului de CO<sub>2</sub> și a prețului mediu estimat de tranzacționare a energiei electrice față de valorile luate în calcul la aprobarea valorilor bonusurilor de referință și a prețurilor de referință ale energiei termice în vigoare, respectiv a coeficientului de variație a inflației, conform dispozițiilor art. 10 alin. (5<sup>1</sup>) și art. 25 alin. (1) din Hotărârea Guvernului nr. 1.215/2009, cu modificările și completările ulterioare.

(2) În cazul în care, în urma analizelor prevăzute la alin. (1), se constată modificarea valorilor aprobate ale bonusurilor de referință, ale prețului de referință pentru energia electrică și ale prețurilor de referință pentru energia termică cu mai mult de ± 2,5%, conform dispozițiilor art. 10 alin. (5<sup>1</sup>) și art. 25 alin. (2) din Hotărârea Guvernului nr. 1.215/2009, cu modificările și completările ulterioare, ANRE aprobă prin ordin al președintelui, până la data de 15 iunie, respectiv până la data de 15 octombrie, valorile ajustate ale prețului de referință al energiei electrice, ale prețurilor de referință ale energiei termice și ale bonusurilor de referință pentru energia electrică, corespunzătoare celor 3 tipuri de combustibil, pentru toată perioada de aplicare a schemei de sprijin.

(3) Prețul mediu estimat de tranzacționare a energiei electrice,  $P_E^n$ , luat în calcul la analiza prevăzută la alin. (1), se determină astfel:

a) pentru analiza efectuată până la 15 iunie, ca medie ponderată a prețurilor medii ponderate ale energiei electrice tranzacționate pe PZU și PI, ( $P_{PZU+PI}^{EE}$ ), pentru perioada 1 iulie—

31 octombrie anul precedent, publicate în rapoartele de piață lunare pe pagina web a Societății Operatorul Pieței de Energie Electrică și de Gaze Naturale „OPCOM” — S.A., și a prețurilor medii ponderate de tranzacționare, ( $P_{ROPEX\_FM}^{EE}$ ), prezentate pe pagina web a Societății Operatorul Pieței de Energie Electrică și de Gaze Naturale „OPCOM” — S.A. — rapoarte ROPEX\_FM, afișate pentru perioada 1 iulie—31 octombrie anul curent, conform situației înregistrate într-una din zilele celei de-a treia săptămâni a lunii mai anul curent, cu cantitățile de energie electrică aferente;

b) pentru analiza efectuată până la 15 octombrie, ca medie ponderată a prețurilor medii ponderate ale energiei electrice tranzacționate pe PZU și PI,  $P_{PZU+PI}^{EE}$ , pentru perioada 1 septembrie anul precedent—31 august anul curent, publicate în rapoartele de piață lunare pe pagina web a Societății Operatorul Pieței de Energie Electrică și de Gaze Naturale „OPCOM” — S.A., și a prețurilor de tranzacționare, ( $P_{ROPEX\_FM}^{EE}$ ), prezentate pe pagina web a Societății Operatorul Pieței de Energie Electrică și de Gaze Naturale „OPCOM” — S.A. — rapoarte ROPEX\_FM, afișate pentru perioada 1 noiembrie anul curent—31 octombrie anul următor, conform situației înregistrate într-una din zilele celei de-a doua săptămâni a lunii septembrie anul curent, cu cantitățile de energie electrică aferente;

c) prin excepție de la prevederile lit. a) și b), în condițiile în care prin legislația primară este impusă o limită a prețului energiei electrice ( $P_{limita}^{EE}$ ) peste care veniturile din energia electrică ale producătorilor se impozitează cu X%, prețul mediu estimat de tranzacționare a energiei electrice,  $P_E^n$ , luat în calcul la analiza prevăzută la alin. (1), se determină astfel:

$$P_E^n = (P_{limita}^{EE} + P_2 + P_3)/3, \text{ (lei/MWh)}$$

$$P_2 = (P_{limita}^{EE} + (P_{PZU+PI}^{EE} - P_{limita}^{EE}) \times (1 - X/100)), \text{ (lei/MWh); în cazul în care } P_{PZU+PI}^{EE} \text{ este mai mic decât } P_{limita}^{EE}, P_2 = P_{limita}^{EE} .$$

$$P_3 = (P_{limita}^{EE} + (P_{ROPEX\_FM}^{EE} - P_{limita}^{EE}) \times (1 - X/100)), \text{ (lei/MWh);}$$

$$\text{în cazul în care } P_{ROPEX\_FM}^{EE} \text{ este mai mic decât } P_{limita}^{EE}, P_3 = P_{limita}^{EE} ,$$

unde  $P_{PZU+PI}^{EE}$  și  $P_{ROPEX\_FM}^{EE}$  se determină pe perioadele prevăzute la lit. a), respectiv lit. b)

(4) În cazul în care există luni în care prețurile medii ponderate ale energiei electrice tranzacționate pe PZU și PI au o variație mai mare de 50% față de prețurile medii din ultima lună analizată, adică luna octombrie a anului precedent pentru analiza efectuată până la 15 iunie a anului curent, respectiv luna august din anul curent pentru analiza efectuată până la 15 octombrie a anului curent, acele luni se elimină din determinarea prețurilor medii ponderate ale energiei electrice tranzacționate pe PZU și PI,  $P_{PZU+PI}^{EE}$ .

(5) Prețul mediu al combustibilului luat în considerare la analizele prevăzute la alin. (1) este media ponderată a prețurilor raportate de producători pe tipurile de combustibili utilizate de aceștia: combustibil solid, gaze naturale asigurate din rețeaua de transport, respectiv din rețeaua de distribuție.

(6) Prețurile medii ponderate raportate de producători se determină conform contractelor încheiate cu furnizorii de combustibil, în conformitate cu prevederile legale aplicabile, pentru trimestrul II al anului curent, pentru analiza efectuată până la 15 iunie, respectiv pentru trimestrul IV al anului curent și trimestrul I al anului următor, pentru analiza efectuată până la 15 octombrie, cuprinzând, după caz, componentele prevăzute la art. 12 alin. (2) și la art. 30 alin. (2). În cazul în care un producător deține surse proprii de extracție a combustibilului, se poate lua în calcul și prețul intern al acestuia.

(7) În cazul în care producătorul declară că achiziționează combustibil în baza unui contract de vânzare-cumpărare în care nu este prevăzut un preț fix, producătorul respectiv prezintă o simulare a prețului combustibilului realizată de furnizorul cu care a încheiat contractul pentru perioadele prevăzute la alin. (6).

(8) În cazul în care, prin legislația primară, sunt impuse limitări ale prețului final al gazelor naturale, determinarea prețului mediu al combustibilului luat în considerare la analizele prevăzute la alin. (1) se realizează, pentru fiecare producător în parte și pe activitatea pentru care a fost impusă limitarea, ca valoarea minimă dintre prețul final al gazelor naturale limitat conform legislației primare și prețul mediu rezultat din contractele de achiziție gaze naturale încheiate de acest producător. În lipsa unui contract de achiziție a gazelor naturale, în determinarea prețului mediu al gazelor naturale luat în considerare la analizele prevăzute la alin. (1) se consideră limitarea impusă de legislația primară.

(9) În cazul în care producătorul declară, pentru perioadele pentru care nu are încheiate contracte și pentru care nu sunt impuse limitări ale prețului final al gazelor naturale, că va achiziționa gaze naturale pe bursă, producătorul respectiv va raporta estimarea cantităților de gaze naturale pentru aceste perioade și estimarea prețului gazelor naturale conform evoluției cotațiilor Bursei Române de Mărfuri.

(10) Ponderarea prețului combustibilului, în cazul gazelor naturale, se determină cu cantitățile contractate pentru trimestrul II, respectiv pentru trimestrul IV al anului curent și trimestrul I al anului următor/estimate a fi consumate în trimestrul II, respectiv în trimestrul IV al anului curent și trimestrul I al anului următor, iar pentru combustibilul solid, cu consumurile estimate de producători pentru trimestrul II, respectiv pentru trimestrul IV al anului curent și trimestrul I al anului următor.

(11) Prin excepție de la prevederile alin. (5), pentru producătorii care utilizează gaze naturale asigurate din rețeaua

de transport, respectiv din rețeaua de distribuție și la care cantitățile de gaze naturale contractate/estimate a se consuma de către aceștia reprezintă mai mult de 40% din cantitățile totale de gaze naturale contractate/estimate a se consuma de toți producătorii care utilizează gaze naturale asigurate din rețeaua de transport, respectiv din rețeaua de distribuție și prețul mediu al combustibilului se află în una din situațiile:

- a) preț final al gazelor naturale mai mic de 250 lei/MWh;
- b) preț final al gazelor naturale mai mare de 400 lei/MWh, prețul mediu luat în considerare la analizele prevăzute la alin. (1) se determină separat pentru cele două situații, prezentate la lit. a) și b).

(12) În situația în care între prețul mediu determinat pentru producătorii care se încadrează în condițiile alin. (11) și prețul mediu determinat pentru producătorii care nu se încadrează în condițiile prevăzute la alin. (11) există o diferență procentuală de maximum 15%, prevederile alin. (11) nu se aplică.

(13) La solicitarea ANRE, producătorii vor pune la dispoziție documentele care au stat la baza determinării prețului de achiziție a combustibilului, transmis conform prevederilor alin. (5)—(9).

(14) În cazul în care producătorul nu se încadrează în niciuna din situațiile prevăzute la alin. (5)—(9), datele raportate de acesta nu se iau în considerare la determinarea prețului mediu al combustibilului.

(15) Producătorii transmit lunar la ANRE, până la data de 30 a fiecărei luni, prețul mediu al combustibilului majoritar și cantitățile consumate în luna precedentă, distinct pentru capacitățile de cogenerare, diferențiat pe energie electrică, respectiv termică, și pentru capacitățile de producere separată a energiei termice/electrice.

(16) Prețul mediu al certificatului de CO<sub>2</sub> luat în calcul la analizele prevăzute la alin. (1) se determină astfel:

a) pentru analiza efectuată până la 15 iunie, la nivelul mediei valorilor prezentate pe pagina web a pieței ICE ECX EUA Futures, la închidere, conform situației înregistrate într-una din zilele celei de-a treia săptămâni a lunii mai anul curent, pentru perioada 1 iulie—31 octombrie anul curent;

b) pentru analiza efectuată până la 15 octombrie, la nivelul mediei valorilor prezentate pe pagina web a pieței ICE ECX EUA Futures, la închidere, afișate pentru perioada 1 noiembrie anul curent—31 octombrie anul următor, conform situației înregistrate într-una din zilele celei de-a doua săptămâni a lunii septembrie anul curent.

(17) Coeficientul de variație a inflației considerat la momentul recalculării bonusului de referință este cel înregistrat astfel:

a) pentru analiza efectuată până la 15 iunie, pe perioada 1 iulie—31 octombrie anul precedent;

b) pentru analiza efectuată până la 15 octombrie, pe perioada 1 septembrie anul precedent—31 august anul curent.

(18) Coeficientul de variație a inflației prevăzut la alin. (17) se aplică doar în situațiile în care, la analizele prevăzute la art. 46 alin. (1), cursul de schimb valutar, stabilit la art. 44 alin. (2) lit. a) și la art. 45 alin. (2) lit. a), este sub cursul valutar al BNR stabilit pentru datele de 1 iunie, respectiv 1 octombrie.

(19) Prin excepție de la prevederile alin. (17), pentru analizele efectuate până la data de 15 iunie 2022 și, respectiv 15 octombrie 2022, coeficientul de variație a inflației este considerat 0%.

## CAPITOLUL VII

**Stabilirea prețului reglementat pentru energia electrică și pentru energia termică și a bonusului pentru energia electrică**

Art. 47. — Prețul reglementat pentru energia electrică produsă în centrale de cogenerare de înaltă eficiență este stabilit la nivelul a 90% din prețul mediu de tranzacționare a energiei electrice realizat pe PZU și pe PI, după cum urmează:

- (i) pentru semestrul I al anului următor, ca medie ponderată a prețurilor medii ponderate lunare publicate în rapoartele de piață lunare pe pagina web a Societății Operatorul Pieței de Energie Electrică și de Gaze Naturale „OPCOM” — S.A. pentru o perioadă de 12 luni cuprinsă între 1 septembrie anul precedent—31 august anul curent;
- (ii) pentru semestrul II al anului curent, ca medie ponderată a prețurilor medii ponderate lunare publicate în rapoartele de piață lunare pe pagina web a Societății Operatorul Pieței de Energie Electrică și de Gaze Naturale „OPCOM” — S.A. pentru o perioadă de 12 luni cuprinsă între 1 mai anul precedent—30 aprilie anul curent.

Art. 48. — Prețul reglementat al energiei electrice produse în centrale de cogenerare de înaltă eficiență se aprobă semestrial prin ordin al președintelui ANRE până la data de 15 octombrie, pentru semestrul I al anului următor, respectiv până la data de 15 iunie pentru semestrul II al anului curent.

Art. 49. — (1) Prețul reglementat pentru energia termică produsă și livrată dintr-o centrală de cogenerare care beneficiază de schema de sprijin se stabilește pe baza prețului de referință al energiei termice corespunzător combustibilului majoritar utilizat de capacitățile de producere din centrala respectivă, în conformitate cu prevederile art. 46.

(2) Prețul de calcul pentru energia termică produsă și livrată din unitățile de cogenerare amplasate într-o centrală de cogenerare care beneficiază de schema de sprijin este egal cu prețul de referință al energiei termice corespunzător combustibilului majoritar utilizat de respectivele unități.

(3) Prețul de calcul pentru energia termică produsă și livrată din capacitățile de producere separată amplasate într-o centrală de cogenerare care beneficiază de schema de sprijin se determină pe baza costurilor justificate și nu poate fi mai mare decât prețul de referință al energiei termice corespunzător combustibilului majoritar utilizat de respectivele capacități.

(4) Prețul reglementat pentru energia termică produsă și livrată sub formă de apă fierbinte dintr-o centrală de cogenerare care beneficiază de schema de sprijin se determină ca suma dintre:

a) media, ponderată cu cantitățile de energie termică livrate sub formă de apă fierbinte din unitățile de cogenerare, respectiv din capacitățile de producere separată, a prețurilor de calcul determinate conform alin. (2) și (3);

b) costul justificat al energiei electrice consumate pentru pompele din rețeaua de termoficare, determinat pe baza cantității de energie consumată de pompele din rețeaua de termoficare și prețul de referință al energiei electrice, conform machetei nr. 1 din anexa nr. 4, raportat la energia termică produsă și livrată sub formă de apă fierbinte din centrală, considerat doar în cazul în care producătorul declară că nu recuperează acest cost prin tariful serviciului de transport sau de la operatorul care desfășoară serviciul de transport;

c) în cazul producătorilor care dețin în exploatare rețeaua termică de transport, costurile justificate aferente acesteia, determinate pe baza costurilor raportate de producător, conform machetei nr. 2 din anexa nr. 4, raportate la energia termică produsă și livrată sub formă de apă fierbinte din centrală.

Art. 50. — Prețurile reglementate ale energiei termice pentru fiecare producător de energie electrică și termică în cogenerare de înaltă eficiență se aprobă prin decizii ale președintelui ANRE până la data de 31 octombrie, pentru perioada noiembrie—decembrie a anului curent și pentru anul următor și, în cazul prevăzut la art. 46 alin. (2), până la data de 30 iunie pentru perioada iulie—octombrie a anului curent.

Art. 51. — (1) În cazul producătorilor care utilizează mixuri de combustibil, bonusul acordat fiecărui producător se determină ca fiind bonusul de referință corespunzător combustibilului majoritar utilizat la calificarea cantității de energie electrică și anului de aplicare a schemei de sprijin pentru respectivul producător.

(2) În cazul producătorilor care exploatează mai multe centrale de cogenerare care funcționează cu combustibili diferiți, bonusul este determinat pentru fiecare centrală de cogenerare.

(3) Solicitarea anuală a producătorilor de energie electrică și termică în cogenerare de înaltă eficiență de acordare a bonusului se transmite la ANRE până la data de 1 septembrie, pentru anul următor.

(4) În cazul în care un producător de energie electrică și termică în cogenerare dorește suspendarea schemei de sprijin, transmite la ANRE solicitarea de suspendare și motivarea ei.

(5) Solicitarea prevăzută la alin. (3) va cuprinde cel puțin următoarele informații: declarație pe propria răspundere privind stadiul amortizării centralei în anul pentru care se solicită bonus, declarație pe propria răspundere a producătorilor privind faptul că nu au fost și nu sunt subiectul unei proceduri de recuperare a unui ajutor de stat/de minimis declarat ca fiind ilegal și incompatibil cu piața comună, ca urmare a unei decizii a Consiliului Concurenței sau a Comisiei Europene, ori, în cazul în care au făcut obiectul unei astfel de decizii, aceasta a fost deja executată și creanța a fost recuperată integral, tipul combustibilului majoritar care se va utiliza în anul pentru care se solicită bonus, precum și declarația producătorilor privind livrarea energiei termice în SACET, dacă este cazul.

(6) În cazul în care ANRE este informată oficial de instituțiile abilitate că un producător este subiectul unei proceduri de recuperare a unui ajutor de stat/de minimis declarat ca fiind ilegal și incompatibil cu piața comună, ca urmare a unei decizii a Consiliului Concurenței sau Comisiei Europene, ANRE emite decizie de suspendare a deciziei de aprobare a bonusului pentru producătorul respectiv.

Art. 52. — Combustibilul majoritar luat în considerare la determinarea bonusului acordat fiecărui producător în parte se stabilește în conformitate cu prevederile art. 46 alin. (5)—(13) numai pe baza combustibilului aferent unităților de cogenerare, fiind exclus combustibilul aferent capacităților de producere separată a energiei electrice, respectiv termice.

Art. 53. — (1) Valoarea bonusului acordat fiecărui producător poate fi inferioară valorii bonusului de referință, după cum urmează:

(i) în cazul bonusurilor aprobate până la 31 octombrie, pentru perioada noiembrie—decembrie a anului curent, se aplică diminuarea rezultată la analiză de ante-supracompensare pentru anul respectiv, efectuată de ANRE în baza art. 23 din Hotărârea Guvernului nr. 1.215/2009, cu modificările și completările ulterioare.

(ii) în cazul bonusurilor aprobate până la 31 octombrie, pentru anul următor, dacă în cadrul analizei de ante-supracompensare efectuate conform prevederilor metodologiei de determinare și monitorizare a supracompensării activității de producere a energiei electrice și termice în cogenerare de înaltă eficiență care beneficiază de schema de sprijin de tip bonus, aprobate prin ordin al președintelui ANRE, se

constată supracompensarea activității de producere a energiei electrice și termice în cogenerare de înaltă eficiență pe anul următor;

(iii) în cazul aprobării bonusurilor pentru perioada iulie—octombrie din semestrul II, se aplică diminuarea determinată la pct. (ii).

(2) ANRE efectuează anual analiza de ante-supracompensare precizată la alin. (1) pct. (ii) pe baza costurilor și veniturilor aferente producerii energiei electrice și termice în cogenerare de înaltă eficiență, estimate pe anul următor, conform metodologiei de determinare și monitorizare a supracompensării activității de producere a energiei electrice și termice în cogenerare de înaltă eficiență care beneficiază de schema de sprijin de tip bonus, aprobate prin ordin al președintelui ANRE.

(3) În cazul în care, la analiza de ante-supracompensare prevăzută la alin. (2), se constată amortizarea completă a centralei de cogenerare, nu se mai acordă bonus.

Art. 54. — (1) Bonusurile stabilite pentru fiecare producător se aprobă prin decizii ale președintelui ANRE până la data de 31 octombrie, pentru perioada noiembrie—decembrie a anului curent și pentru anul următor și, în cazul prevăzut la art. 46 alin. (2), până la data de 30 iunie pentru perioada iulie—octombrie a anului curent.

(2) Bonusurile se acordă producătorilor în limita perioadei de aplicare a schemei prevăzute la art. 8 alin. (1) și (2) din Hotărârea Guvernului nr. 1.215/2009, cu modificările și completările ulterioare.

(3) Bonusurile se acordă în funcție de anul de aplicare a schemei de sprijin pentru respectivul producător.

(4) În aplicarea prevederilor art. 8 alin. (1) din Hotărârea Guvernului nr. 1.215/2009, cu modificările și completările ulterioare, în cazul capacităților de cogenerare pentru care s-a solicitat accesul la schema de sprijin de tip bonus în perioada aprilie—decembrie 2011 și în anul 2012, se aprobă bonus pentru anul 2022, respectiv pentru anul 2023 pentru un număr

de luni care să asigure acestor capacități 11 ani de accesare a schemei, urmând ca pentru aceste capacități să se acceseze prelungirea schemei de sprijin doar în cazul în care îndeplinesc condițiile impuse prin Hotărârea Guvernului nr. 1.215/2009, cu modificările și completările ulterioare.

(5) În cazul capacităților de cogenerare pentru care s-a accesat schema de sprijin de tip bonus în luna aprilie 2011 și pentru care se accesează prelungirea schemei de sprijin în condițiile Hotărârii Guvernului nr. 1.215/2009, cu modificările și completările ulterioare, după data de 31 martie 2022, bonusul aprobat până la data de 30 iunie 2022 prin decizie a președintelui ANRE este la nivelul bonusului de referință aferent anului XI, aplicabil în anul 2022.

(6) Pentru centralele de cogenerare prevăzute la alin. (4), pentru perioadele aferente anului 2022, respectiv anului 2023 se aplică diminuarea rezultată la analiza de ante-supracompensare efectuată de ANRE în baza art. 23 din Hotărârea Guvernului nr. 1.215/2009, cu modificările și completările ulterioare, pentru anul 2021, respectiv pentru anul 2022.

Art. 55. — (1) În cazul producătorilor de energie electrică și termică în cogenerare care înlocuiesc, pe același amplasament, capacități de cogenerare existente care au beneficiat de bonus pentru energia electrică cu capacități de cogenerare de înaltă eficiență, ulterior datei de 31 decembrie 2016, în limita capacității electrice instalate înscrise la data de 31 decembrie 2016 în lista prevăzută la art. 9 alin. (4) din Hotărârea Guvernului nr. 1.215/2009, cu modificările și completările ulterioare, pentru capacitățile noi, ANRE aprobă prin decizie a președintelui prețul reglementat pentru energia termică, respectiv bonusul, în termen de o lună de la data transmiterii solicitării.

(2) Prețul reglementat pentru energia termică se aprobă pe baza prețului de referință stabilit pentru anul în care are loc punerea în funcțiune a capacităților respective.

(3) Bonusul pentru capacitățile noi se determină după cum urmează:

$$B_{\text{capacități noi}}^m = \max(B_{\text{ref}}^n, B_{\text{ref}}^m x(1 - ZxP_{\text{parti comune/particomune+investitie noua}/100})), (\text{lei/MWh})$$

unde:  $B_{\text{capacități noi}}^m$  — bonusul determinat pentru capacitățile prevăzute la alin. (1);

$B_{\text{ref}}^n$  — este bonusul determinat conform art. 45;

$n$  — anul de aplicare a schemei de sprijin;

$m$  — anul de aplicare a schemei de sprijin pentru noua capacitate; pentru prima solicitare  $m = 1$

$P_{\text{părți comune/(părți comune+investiție nouă)}}$  este raportul dintre valoarea rămasă neamortizată a instalațiilor auxiliare existente care sunt utilizate de către noua investiție și suma dintre valoarea rămasă neamortizată a instalațiilor auxiliare existente care sunt utilizate de către noua investiție și valoarea noii investiții înscrise în contabilitate, raport prezentat de producător, împreună cu documentele justificative, în momentul solicitării bonusului pentru capacitățile noi, acest raport rămânând nemodificat pentru următorii ani de accesare a schemei de sprijin.

$Z$  — reprezintă reducerea procentuală constatată a bonusului, cu următoarele valori:

(i) pentru combustibil solid — 0,59;

(ii) pentru combustibil gazos asigurat din rețeaua de transport — 0,52;

(iii) pentru combustibil gazos asigurat din rețeaua de distribuție — 0,47.

## CAPITOLUL VIII

### Dispoziții finale

Art. 56. — (1) Pentru perioada de aplicare a Planului național de alocare a certificatelor de emisii de gaze cu efect de seră pentru perioadele 2007 și 2008—2012, aprobat prin Hotărârea Guvernului nr. 60/2008, cu modificările ulterioare, respectiv pentru perioada de accesare a schemei de sprijin 2011—2012, nu sunt considerate costuri cu achiziția certificatelor de CO<sub>2</sub>.

(2) Începând cu cea de-a treia perioadă a schemei de comercializare a certificatelor alocate gratuit, respectiv 2013—2020, se consideră costurile cu achiziția certificatelor de CO<sub>2</sub> în conformitate cu prevederile Hotărârii Guvernului nr. 780/2006 privind stabilirea schemei de comercializare a certificatelor de emisii de gaze cu efect de seră, cu modificările și completările ulterioare.

Art. 57. — (1) Combustibilul din surse regenerabile de tip biomasă se asimilează combustibilului solid.

(2) Combustibilul din surse regenerabile de tip biogaz se asimilează combustibilului gazos asigurat din rețeaua de distribuție.

Art. 58. — Anexele nr. 1—4 fac parte integrantă din prezenta metodologie.

**Date de funcționare a centralelor pe bază de combustibil solid, la momentul intrării în vigoare a schemei de sprijin**

a) Centrală termică echivalentă:

- capacitatea termică instalată,  $Q_{inst}^q = 30$  MW;
- capacitatea termică medie anuală,  $Q_{th} = 27$  MW;
- eficiența de producere,  $\eta^q = 86\%$ ;
- numărul de ore de funcționare pe an,  $h = 5.000$  ore/an;
- factorul de utilizare a capacității termice instalate,  $f_{inst}^q = 90\%$ ;
- anul de acordare a bonusului,  $n$  (-);
- prețul inițial al combustibilului determinat pe baza puterii calorifice inferioare (1.824 kcal/kg),  $p_{comb}^0 = 9,9$  euro/MWh;
- prețul mediu anual al certificatului de CO<sub>2</sub>,  $p_{CO_2}^0 = 0$  lei/certificat;
- factorul de emisie specific,  $f_{CO_2} = 0,350$  t/MWh;
- investiția specifică,  $i_{sp}^q = 90.000$  euro/MW;
- durata de amortizare,  $h_{amort}^q = 11$  ani;
- costul cu energia electrică din SEN și cu apa,  $p_{alte, var}^q = 1$  euro/MWh;
- alte costuri fixe (costurile cu personalul, operarea și mentenanța etc.),  $cf_{alte}^q = 4,5$  euro/MWh;
- cursul de schimb valutar — 4,2688 lei/euro;
- coeficientul de variație a cursului de schimb valutar —  $I_{leu/euro} = 1$ ;
- coeficientul de indexare a prețului combustibilului,  $(i_{index}^{pcomb})^n$ , are valorile din tabelul de mai jos:

n	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
$(i_{index}^{pcomb})^n$ (%)	3,2	2,8	2,5	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3

b) Centrală de cogenerare echivalentă:

- capacitatea termică instalată,  $Q_{inst}^{cog} = 30$  MW;
- capacitatea electrică instalată,  $P_{inst}^{cog} = 13,5$  MW;
- capacitatea electrică medie anuală,  $P_e = 12,15$  MW;
- capacitatea termică medie anuală,  $Q_{th} = 27$  MW;
- eficiența globală de producere,  $\eta_{br}^{cog} = 80\%$ ;
- consumul propriu tehnologic de energie electrică,  $e_{cpt} = 20\%$ ;
- numărul de ore de funcționare pe an,  $h = 5.000$  ore/an;
- factorul de utilizare a capacității electrice instalate,  $f_{inst}^e = 90\%$ ;
- factorul de utilizare a capacității termice instalate,  $f_{inst}^q = 90\%$ ;
- anul de acordare a bonusului,  $n$  (-);
- prețul inițial al combustibilului, determinat pe baza puterii calorifice inferioare (1.824 kcal/kg),  $p_{comb}^0 = 9,9$  euro/MWh;
- prețul mediu anual al certificatului de CO<sub>2</sub>,  $p_{CO_2}^0 = 0$  lei/certificat;
- factorul de emisie specific,  $f_{CO_2} = 0,350$  t/MWh;
- investiția specifică,  $i_{sp}^{cog} = 1.600.000$  euro/MW;
- durata de amortizare,  $h_{amort}^{cog} = 25$  ani;
- costul cu energia electrică din SEN și cu apa,  $p_{alte, var}^{cog} = 1$  euro/MWh;
- rata reglementată a rentabilității,  $r = 9\%$ ;
- alte costuri fixe (cu personalul, operarea și mentenanța etc.),  $cf_{alte}^{cog} = 4,5$  euro/MWh;
- prețul inițial de vânzare a energiei electrice pe PZU,  $p_{PZU}^0 = 43,6$  euro/MWh;
- coeficientul de indexare a prețului de vânzare al energiei electrice pe PZU,  $(i_{index}^{PPZU})^n$ , are valorile din tabelul de mai jos:

n	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
$(i_{index}^{PPZU})^n$ (%)	3,2	2,8	2,5	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3

**Date de funcționare a centralelor pe bază de combustibil gazos asigurat din rețeaua de transport al gazelor naturale, la momentul intrării în vigoare a schemei de sprijin**

a) Centrală termică echivalentă:

- capacitatea termică instalată,  $Q_{inst}^q = 31,5$  MW;
- capacitatea termică medie anuală,  $Q_{th} = 28,42$  MW;

- eficiența de producere,  $\eta^q = 90\%$ ;
- numărul de ore de funcționare pe an,  $h = 5.000$  ore/an;
- factorul de utilizare a capacității termice instalate,  $f_{inst}^q = 90\%$ ;
- anul de acordare a bonusului,  $n$  (-);
- prețul inițial al combustibilului determinat pe baza puterii calorifice inferioare ( $8.050$  kcal/m<sup>3</sup>),  $p_{comb}^0 = 20,43$  euro/MWh;
- prețul mediu anual al certificatului de CO<sub>2</sub>,  $p_{CO_2}^0 = 0$  lei/certificat;
- factorul de emisie specific,  $f_{CO_2} = 0,220$  t/MWh;
- investiția specifică,  $i_{sp}^q = 80.000$  euro/MW;
- durata de amortizare,  $h_{amort}^q = 11$  ani;
- costul cu energia electrică din SEN și cu apa,  $p_{alte,var}^q = 1$  euro/MWh;
- alte costuri fixe (costurile cu personalul, operarea și mentenanța etc.),  $cf_{alte}^q = 4$  euro/MWh;
- cursul de schimb valutar — 4,2688 lei/euro;
- coeficientul de variație a cursului de schimb valutar —  $I_{eu/euro} = 1$ ;
- coeficientul de indexare a prețului combustibilului,  $(i_{index}^{pcomb})^n$ , are valorile din tabelul de mai jos:

n	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
$(i_{index}^{pcomb})^n$ (%)	3,2	2,8	2,5	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3

b) Centrală de cogenerare echivalentă:

- capacitatea termică instalată,  $Q_{inst}^{cog} = 31,5$  MW;
- capacitatea electrică instalată,  $P_{inst}^{cog} = 30$  MW;
- capacitatea electrică medie anuală,  $P_e = 27$  MW;
- capacitatea termică medie anuală,  $Q_{th} = 28,42$  MW;
- eficiența globală de producere,  $\eta_{br}^{cog} = 80\%$ ;
- consumul propriu tehnologic de energie electrică  $e_{cpt} = 10\%$ ;
- numărul de ore de funcționare pe an,  $h = 5.000$  ore/an;
- factorul de utilizare a capacității electrice instalate,  $f_{inst}^e = 90\%$ ;
- factorul de utilizare a capacității termice instalate,  $f_{inst}^q = 90\%$ ;
- anul de acordare a bonusului,  $n$  (-);
- prețul inițial al combustibilului determinat pe baza puterii calorifice inferioare ( $8.050$  kcal/m<sup>3</sup>),  $p_{comb}^0 = 20,43$  euro/MWh;
- prețul mediu anual al certificatului de CO<sub>2</sub>,  $p_{CO_2}^0 = 0$  lei/certificat;
- factorul de emisie specific,  $f_{CO_2} = 0,220$  t/MWh;
- investiția specifică,  $i_{sp}^{cog} = 1.300.000$  euro/MW;
- durata de amortizare,  $h_{amort}^{cog} = 25$  ani;
- costul cu energia electrică din SEN și cu apa,  $p_{alte,var}^{cog} = 1$  euro/MWh;
- rata reglementată a rentabilității,  $r = 9\%$ ;
- alte costuri fixe (costurile cu personalul, operarea și mentenanța etc.),  $cf_{alte}^{cog} = 4$  euro/MWh;
- prețul inițial de vânzare a energiei electrice pe PZU,  $p_{PZU}^0 = 43,6$  euro/MWh;
- coeficientul de indexare a prețului de vânzare al energiei electrice pe PZU,  $(i_{index}^{PPZU})^n$ , are valorile din tabelul de mai jos:

n	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
$(i_{index}^{PPZU})^n$ (%)	3,2	2,8	2,5	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3

**Date de funcționare a centralelor pe bază de combustibil gazos asigurat din rețeaua de distribuție a gazelor naturale, la momentul intrării în vigoare a schemei de sprijin**

a) Centrală termică echivalentă:

- capacitatea termică instalată,  $Q_{inst}^q = 31,5$  MW;
- capacitatea termică medie anuală,  $Q_{th} = 28,42$  MW;
- eficiența de producere,  $\eta^q = 90\%$ ;
- numărul de ore de funcționare pe an,  $h = 5.000$  ore/an;
- factorul de utilizare a capacității termice instalate,  $f_{inst}^q = 90\%$ ;

- anul de acordare a bonusului,  $n$  (-);
- prețul inițial al combustibilului determinat pe baza puterii calorifice inferioare ( $8.050 \text{ kcal/m}^3$ ),  $p_{comb}^0 = 24,25 \text{ euro/MWh}$ ;
- prețul mediu anual al certificatului de  $\text{CO}_2$ ,  $p_{\text{CO}_2}^0 = 0 \text{ lei/certificat}$ ;
- factorul de emisie specific,  $f_{\text{CO}_2} = 0,220 \text{ t/MWh}$ ;
- investiția specifică,  $i_{sp}^q = 70.000 \text{ euro/MW}$ ;
- durata de amortizare,  $h_{amort}^q = 11 \text{ ani}$ ;
- costul cu energia electrică din SEN și cu apa,  $p_{alte,var}^q = 1 \text{ euro/MWh}$ ;
- alte costuri fixe (costurile cu personalul, operarea și mentenanța etc.),  $cf_{alte}^q = 4 \text{ euro/MWh}$ ;
- cursul de schimb valutar —  $4,2688 \text{ lei/euro}$ ;
- coeficientul de variație a cursului de schimb valutar —  $I_{lei/euro} = 1$ ;
- coeficientul de indexare a prețului combustibilului,  $(i_{index}^{pcomb})^n$ , are valorile din tabelul de mai jos:

n	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
$(i_{index}^{pcomb})^n$ (%)	3,2	2,8	2,5	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3

## b) Centrală de cogenerare echivalentă:

- capacitatea termică instalată,  $Q_{inst}^{cog} = 31,5 \text{ MW}$ ;
- capacitatea electrică instalată,  $P_{inst}^{cog} = 30 \text{ MW}$ ;
- capacitatea electrică medie anuală,  $P_e = 27 \text{ MW}$ ;
- capacitatea termică medie anuală,  $Q_{th} = 28,42 \text{ MW}$ ;
- eficiența globală de producere,  $\eta_{br}^{cog} = 80\%$ ;
- consumul propriu tehnologic de energie electrică,  $e_{cpt} = 10\%$ ;
- numărul de ore de funcționare pe an,  $h = 5.000 \text{ ore/an}$ ;
- factorul de utilizare a capacității electrice instalate,  $f_{inst}^e = 90\%$ ;
- factorul de utilizare a capacității termice instalate,  $f_{inst}^q = 90\%$ ;
- anul de acordare a bonusului,  $n$  (-);
- prețul inițial al combustibilului determinat pe baza puterii calorifice inferioare ( $8.050 \text{ kcal/m}^3$ ),  $p_{comb}^0 = 24,25 \text{ euro/MWh}$ ;
- prețul mediu anual al certificatului de  $\text{CO}_2$ ,  $p_{\text{CO}_2}^0 = 0 \text{ lei/certificat}$ ;
- factorul de emisie specific,  $f_{\text{CO}_2} = 0,220 \text{ t/MWh}$ ;
- investiția specifică,  $i_{sp}^{cog} = 1.200.000 \text{ euro/MW}$ ;
- durata de amortizare,  $h_{amort}^{cog} = 25 \text{ ani}$ ;
- costul cu energia electrică din SEN și cu apa,  $p_{alte,var}^{cog} = 1 \text{ euro/MWh}$ ;
- rata reglementată a rentabilității,  $r = 9\%$ ;
- alte costuri fixe (costurile cu personalul, operarea și mentenanța etc.),  $cf_{alte}^{cog} = 4 \text{ euro/MWh}$ ;
- prețul inițial de vânzare a energiei electrice pe PZU,  $P_{PZU}^0 = 43,6 \text{ euro/MWh}$ ;
- coeficientul de indexare a prețului de vânzare a energiei electrice pe PZU,  $(i_{index}^{PPZU})^n$ , are valorile din tabelul de mai jos:

n	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
$(i_{index}^{PPZU})^n$ (%)	3,2	2,8	2,5	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3

ANEXA Nr. 4  
la metodologie

## Macheta nr. 1 — Costul energiei electrice consumate pentru pompele din rețeaua de termoficare\*)

Nr. crt.	Denumire	UM	An curent (6 luni realizări + 6 luni prognoză)	Prognoză pentru anul următor**)
1	Consum energie electrică pentru pompele din rețeaua de termoficare	MWh		
2	Preț achiziție energie electrică (lei/MWh)	lei/MWh		
3	Cantitate energie termică la limita centralei	MWh		

\*) În cazul în care producătorul deține în exploatare rețeaua termică de transport, nu se completează macheta, costul energiei electrice pentru pompele din rețeaua de termoficare se înregistrează în macheta nr. 2, la pct. 1.2.

\*\*) Pentru prețurile reglementate care se aprobă pentru semestrul II al anului curent rămân valabile datele prognozate în anul anterior.

**Macheta nr. 2 — Costul aferent rețelei de transport al energiei termice**

Nr. crt.	Cheltuieli	UM	An curent (6 luni realizări + 6 luni prognoză)	Prognoză pentru anul următor*)
1	Cheltuieli materiale	lei		
1.1	Contravaloarea pierderilor tehnologice de energie termică în rețeaua de transport	lei		
	— cantitate energie termică pierdută în rețeaua de transport	MWh		
	— preț energie termică	lei/MWh		
1.2	Energie electrică	lei		
	— consum specific	MWh/MWh		
	— preț	lei/MWh		
1.3	Apă brută/pretrată	lei		
	— consum specific	mc/MWh		
	— preț	lei/mc		
1.4	Materii prime, materiale	lei		
1.5	Combustibil netehnologic	lei		
1.6	Amortizare	lei		
1.7	Reparații executate cu terți	lei		
1.8	Alte cheltuieli (vor fi detaliate)	lei		
2	Cheltuieli cu munca vie	lei		
2.1	Cheltuieli cu personalul	lei		
2.2	Cheltuieli cu asigurări sociale	lei		
3	Cheltuieli de exploatare (1+2)	lei		
4	Cantitate energie termică la limita centralei	MWh		
5	Cantitate energie termică ieșită din rețeaua de transport (MWh)	MWh		

## NOTE:

1. Creșterile față de realizări ale consumurilor de apă, de energie electrică vor fi justificate.

2. Majorările cheltuielilor din prognoză față de realizări vor fi justificate.

3. Nivelul pierderilor tehnologice de energie termică în rețelele de transport va fi justificat printr-un audit energetic și va fi determinat în următoarele condiții:

— pierderile masice vor fi considerate la nivelul de 0,2% din volumul rețelei de transport;

— pierderile prin suprafață se vor determina considerând că rețeaua de transport are aceeași lungime, configurație și fluxuri de energie ca în situația reală, izolația termică a conductelor este nouă și nu sunt depuneri pe conducte.

\*) Pentru prețurile reglementate care se aprobă pentru perioada iulie—octombrie a anului curent rămân valabile datele prognozate în anul anterior pentru anul curent.

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

Adresa Biroului pentru relații cu publicul este:

Str. Parcului nr. 65, intrarea A, sectorul 1, București; 012329.

Tel. 021.401.00.73, e-mail: concursurifp@ramo.ro, convocariaga@ramo.ro

Pentru publicări, încărcați actele pe site, la: <https://www.monitoruloficial.ro/brp/>

