

# ACTE ALE AUTORITĂȚII NAȚIONALE DE REGLEMENTARE ÎN DOMENIUL ENERGIEI

AUTORITATEA NAȚIONALĂ DE REGLEMENTARE ÎN DOMENIUL ENERGIEI

## ORDIN

**privind aprobarea Metodologiei operaționale pentru blocul RFP-TEL, în conformitate cu prevederile art. 119 din Regulamentul (UE) 2017/1.485 al Comisiei din 2 august 2017 de stabilire a unei linii directoare privind operarea sistemului de transport al energiei electrice**

Având în vedere prevederile art. 3 alin. (2) pct. 136, ale art. 6 alin. (1) și alin. (3) lit. e) și ale art. 119 din Regulamentul (UE) 2017/1.485 al Comisiei din 2 august 2017 de stabilire a unei linii directoare privind operarea sistemului de transport al energiei electrice și ale art. 36 alin. (7) lit. n) din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare,

în temeiul prevederilor art. 5 alin. (1) lit. d) și ale art. 9 alin. (1) lit. h) 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.** — Se aprobă Metodologia operațională pentru blocul RFP-TEL, în conformitate cu prevederile art. 119 din Regulamentul (UE) 2017/1.485 al Comisiei din 2 august 2017 de stabilire a unei linii directoare privind operarea sistemului de transport al energiei electrice, prevăzută în anexa care face parte integrantă din prezentul ordin.

**Art. 2.** — Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” — S.A. are obligația de a stabili rezerve de putere conform metodologiei prevăzute la art. 1, începând cu data de 1.07.2022.

**Art. 3.** — (1) Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” — S.A. are obligația ca până la data de 1.07.2022 să monitorizeze cantitățile de rezerve de putere calculate prin metoda deterministică, pe cele calculate, începând cu data de 1.07.2020, prin metoda probabilistică, valorile luate în considerare pentru incidentul de dimensionare, rezervele de putere care au fost activate, diferențele între acestea, precum și factorii avuți în vedere la calculul rezervelor de putere prin metoda probabilistică.

(2) Începând cu data de 1.07.2022, Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” — S.A. are obligația de a monitoriza cantitățile de rezerve de putere calculate prin metoda probabilistică, valorile luate în considerare pentru incidentul de dimensionare, rezervele de putere care au fost activate, diferențele între acestea, precum și factorii avuți în vedere la calculul rezervelor de putere prin metoda probabilistică.

**Art. 4.** — Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” — S.A. are obligația de a analiza diferențele precizate la art. 3 și de a transmite lunar, până la data de 20 a lunii următoare celei analizate, la Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei un raport conținând concluziile analizei, cu considerarea art. 7 alin. (4) din Regulamentul (UE) 2017/1.485 al Comisiei din 2 august 2017 de stabilire a unei linii directoare privind operarea sistemului de transport al energiei electrice.

**Art. 5.** — Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” — S.A. publică metodologia prevăzută la art. 1 pe pagina proprie de internet în termen de trei zile lucrătoare de la data publicării prezentului ordin în Monitorul Oficial al României, Partea I.

**Art. 6.** — Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” — S.A. publică pe pagina proprie de internet, la secțiunea Transparentă, informații privind cantitățile de rezerve necesare pentru fiecare tip.

**Art. 7.** — Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” — S.A. și operatorii economici din sectorul energiei electrice duc la îndeplinire prevederile prezentului ordin, iar entitățile organizatorice din cadrul Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei urmăresc respectarea prevederilor prezentului ordin.

**Art. 8.** — Prezentul ordin se publică în Monitorul Oficial al României, Partea I.

Președintele Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei,

Dumitru Chirita

0022701217122019

**METODOLOGIA OPERAȚIONALĂ PENTRU BLOCUL RFP-TEL,**  
**în conformitate cu prevederile art. 119 din Regulamentul (UE) 2017/1.485 al Comisiei din 2 august 2017**  
**de stabilire a unei linii directoare privind operarea sistemului de transport al energiei electrice**

**CAPITOLUL I**  
**Dispoziții generale**

**SECTIUNEA 1**

**Scop**

Art. 1. — (1) Prezenta metodologie operațională pentru blocul RFP-TEL, denumită în continuare *metodologie*, are drept scop stabilirea:

a) restricțiilor de rampă la producția de putere activă, în conformitate cu art. 137 alin. (3) și (4) din Regulamentul (UE) 2017/1.485 al Comisiei din 2 august 2017 de stabilire a unei linii directoare privind operarea sistemului de transport al energiei electrice (denumit în continuare *Regulament*);

b) regulilor de dimensionare a RRF;

c) regulilor de dimensionare a RI;

d) măsurilor de coordonare care să vizeze reducerea ARRF, astfel cum sunt definite la art. 152 alin. (14) din *Regulament*;

e) măsurilor pentru a reduce ARRF prin solicitarea de modificări ale producției sau consumului de putere activă al unităților generatoare și unităților consumatoare, în conformitate cu art. 152 alin. (16) din *Regulament*.

(2) Prezenta metodologie se aplică de către operatorul de transport și de sistem Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” — S.A., în vederea îndeplinirii parametrilor-lintă pentru abaterea de reglaj la restabilirea frecvenței din cadrul blocului de reglaj frecvență-putere, așa cum sunt stabiliți în *Regulament* la art. 128.

(3) Prezenta metodologie are în vedere creșterea nivelului de transparență în operarea SEN, în dimensionarea și utilizarea rezervelor de putere activă.

**SECTIUNEA a 2-a**  
**Domeniu de aplicare**

Art. 2. — Prezenta metodologie creează cadrul procedural specific activității de operare a SEN.

Art. 3. — Prezenta metodologie se aplică de OTS și de furnizorii de rezerve de putere activă, în conformitate cu cerințele de operare a SEN cuprinse în *Regulament*.

**SECTIUNEA a 3-a**  
**Definiții și abrevieri**

Art. 4. — (1) Termenii utilizati în prezenta metodologie au semnificația prevăzută în următoarele acte normative:

a) Legătura energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare;

b) Regulamentul (UE) 2017/1.485 al Comisiei din 2 august 2017 de stabilire a unei linii directoare privind operarea sistemului de transport al energiei electrice.

(2) În înțelesul prezentei metodologii, termenii și expresiile folosite au semnificațiile următoare:

— *valorile istorice* pentru dezechilibrele blocului RFP-TEL — dezechilibre de putere activă apărute în funcționarea sistemului și cele care au fost acoperite prin activarea rezervelor;

— *incident de dimensionare pozitiv* pentru RRF — cel mai mare dezechilibru ce ar putea rezulta dintr-o variație instantaneă a puterii active la declansarea celei mai mari unități generatoare,

a unei bare la care sunt racordate mai multe generatoare, a unei singure linii de interconexiune HVDC sau a unei linii de c.a. din blocul RFP-TEL;

— *incident de dimensionare negativ* pentru RRF — cel mai maredezechilibru ce ar putea rezulta dintr-o variație instantaneă a puterii active la declansarea celui mai mare loc de consum, a unei singure linii de interconexiune HVDC sau a unei linii de c.a. din blocul RFP-TEL;

— *compensarea dezechilibrelor* în cadrul IGCC — un proces convenit între OTS-urile din două sau mai multe zone RFP în cadrul unuia sau mai multor zone sincrone, care permite evitarea activării simultane a aRRF în direcții opuse, luând în considerare abaterile de reglaj la restabilirea frecvenței ale zonei respective, precum și a aRRF activat.

Art. 5. — Abrevierile utilizate în cadrul prezentei metodologii au următoarele semnificații:

— ACE — area control error (echivalent ARZ);  
 — ACE<sub>ol</sub> (ACE open loop) — ACE rămas fără contribuția mRRF și RI;

— ANRE — Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei;

— ARRF — abaterea de reglaj la restabilirea frecvenței;  
 — ARZ — abaterea de reglaj a zonei de reglaj;  
 — Bloc RFP — bloc de reglaj frecvență-putere;  
 — Bloc RFP-TEL — bloc de reglaj frecvență-putere — Transelectrica;

— c.a. — curent alternativ;  
 — CEE — centrală electrică eoliană;  
 — CEF — centrală electrică fotovoltaică;  
 — HVDC — înaltă tensiune în curent continuu;  
 — IGCC — International Grid Control Cooperation;  
 — OTS — operatorul de transport și de sistem;  
 — PRF — procesul de restabilire a frecvenței;  
 — RET — rețea electrică de transport;  
 — RFP — reglaj frecvență-putere;  
 — RRF — rezerve pentru restabilirea frecvenței;  
 — RRF<sub>probabilistic</sub> — rezerve pentru restabilirea frecvenței determinate cu ajutorul regulilor de dimensionare de tip probabilistic;

— RSF — rezerve pentru stabilizarea frecvenței;  
 — RI — rezerve de înlocuire;  
 — SAFA — Synchronous Area Framework Agreement for Regional Group Continental Europe;

— aRRF — rezerva pentru restabilirea frecvenței activată automat;

— mRRF — rezerva pentru restabilirea frecvenței activată manual;

— SEN — Sistemul electroenergetic național;  
 — TEL — Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” — S.A.

**CAPITOLUL II**  
**Metodologia operațională pentru blocul RFP-TEL**

**SECTIUNEA 1**

**Restricții de rampă la producția de putere activă**

Art. 6. — (1) Blocul RFP-TEL nu este interconectat cu blocurile vecine prin interconexiuni în curent continuu.

(2) În situația în care blocul RFP-TEL se conectează cu liniile de curent continuu, TEL are dreptul de a stabili limitări comune ale soldului de putere activă a respectivei linii de interconexiune HVDC, pentru a limita influența acestia asupra îndeplinirii parametrului-țintă pentru ARRF al blocurilor RFP conectate. TEL convine cu OTS responsabili din blocul RFP conectat asupra perioadelor de rampă și/sau asupra vitezei maxime de variație a sarcinii pentru această linie de interconexiune HVDC.

(3) Limitările comune prevăzute la alin. (2) nu se aplică la compensarea dezechilibrelor, la cuplarea frecvențelor și nici la activarea transfrontalieră a RRF și RI prin liniile de interconexiune HVDC.

Art. 7. — TEL stabilește măsuri pentru îndeplinirea parametrului-țintă pentru ARRF al blocului RFP-TEL și pentru a reduce abaterile de frecvență deterministe, ținând cont de limitările tehnologice ale unităților generatoare și ale unităților consumatoare astfel:

a) monitorizează timpul de menținere a ARRF în domeniul de variație definit prin limitele stabilite de către SAFA<sup>1</sup> pentru TEL: numărul de intervale de timp pe an în afara domeniului ARRF de nivelul 1 în cadrul unui interval de timp egal cu durata de restabilire a frecvenței<sup>2</sup> trebuie să fie mai mic de 30% din intervalele de timp ale anului și numărul de intervale de timp pe an în afara domeniului ARRF de nivelul 2 în cadrul unui interval de timp egal cu durata de restabilire a frecvenței trebuie să fie mai mic de 5% din intervalele de timp ale anului;

b) în timpul funcționării în stare normală de funcționare sau în stare de alertă monitorizează, lunar, următoarele:

1. pentru un set de date care conține valorile medii ale ARRF din blocul RFP pentru intervale de timp egale cu durata de restabilire a frecvenței:

- (i) valoarea medie;
- (ii) abaterea standard;
- (iii) abaterea standard în procente de 1%, 5%, 10%, 90%, 95% și 99% în cadrul intervalelor de timp măsurate;
- (iv) numărul intervalelor de timp în care valoarea medie a ARRF s-a aflat în afara domeniului ARRF de nivel 1, cu distincție între ARRF negative și cele pozitive; și
- (v) numărul intervalelor de timp în care valoarea medie a ARRF s-a aflat în afara domeniului ARRF de nivel 2, cu distincție între ARRF negative și cele pozitive;

2. pentru un set de date care conține valorile medii ale ARRF din blocul RFP pentru intervalele de timp cu durata de un minut: numărul evenimentelor, pe lună, în care ARRF a depășit 60% din capacitatea de rezervă a RRF și nu a fost readusă la 15% din capacitatea de rezervă a RRF, pe durata de restabilire a frecvenței, cu distincție între ARRF negative și cele pozitive.

c) monitorizează schimburile transfrontaliere și deviațiile de putere neintenționate;

d) monitorizează procesul de calificare prealabilă a furnizorilor de rezerve de echilibrare,

e) activează numai rezervele de echilibrare de la furnizorii calificați prealabil;

f) respectă perioada de variație a sarcinii din programele de schimb transfrontalier așa cum este definit în SAFA<sup>3</sup>;

g) respectă viteza de variație a sarcinii unităților generatoare în procesul de notificare și de activare în piața de echilibrare. Vitezele maxime de variație a sarcinii unităților generatoare sunt declarate de gestionarul unității generatoare și verificate în

procesul de calificare prealabilă pentru furnizarea de rezerve de echilibrare, respectiv la verificarea conformității cu cerințele tehnice din normele tehnice aplicabile în vigoare;

h) activează unitățile generatoare în piața de echilibrare cu respectarea timpului de încărcare rezultat din valoarea vitezei maxime de variație a sarcinii unității generatoare pentru treapta de putere notificată, respectiv dispusă în piața de echilibrare. Astfel, treapta de variație maximă a puterii notificate nu poate depăși valoarea vitezei maxime de variație a sarcinii exprimate în MW/min înmulțită cu intervalul de timp corespunzător.

Art. 8. — TEL analizează structura producției în scopul verificării/validării vitezei de variație a sarcinii, necesare pentru compensareadezechilibrelor posibile în blocul RFP-TEL.

## SECTIUNEA a 2-a

### *Regulile de dimensionare de tip probabilistic a RRF și a RI în conformitate cu art. 157, respectiv cu art. 160 din Regulament*

Art. 9. — (1) TEL este responsabilă pentru dimensionarea RRF și RI în SEN și aplică prevederile art. 157 și 160 din Regulament pentru blocul RFP-TEL.

(2) Cantitatea totală de capacitate de rezervă RRF pentru blocul RFP-TEL se determină atât pentru dezechilibre pozitive, cât și pentrudezechilibre negative.

(3) Rezerva RRF, în direcțiile pozitivă și negativă, reprezintă valoarea maximă dintre incidentul de dimensionare și RRF probabilistic.

(4) RRF probabilistic se determină prin analiză probabilistică astfel:

a) În conformitate cu art. 157 alin. (2) lit. a) din Regulament, dimensionarea se bazează pe valorile istorice corespunzătoare dezechilibrelor blocului RFP-TEL, pe o perioadă completă de cel puțin un an, care să se încheie nu mai devreme de sase luni înainte de perioada de dimensionare analizată. TEL ia în considerare o perioadă completă de doi ani;

b) eșantionarea valorilor acoperă cel puțin durata de restabilire a frecvenței de 15 minute;

c) valorile istorice corespunzătoaredezechilibrelor blocului RFP-TEL sunt profilate pentru perioada de timp pentru care se face dimensionarea. Pentru profilare se iau în considerare cel puțin următorii factori:

- (i) caracteristici sezoniere ale perioadei de dimensionare: zi de vară/iarnă, oră de vârf/gol, zi lucrătoare/nelucrătoare, zi de sărbătoare legală, perioade de minivacanțe prilejuite de sărbători legale, alte zile atipice (sărbători religioase);
- (ii) variația producției centralelor care utilizează ca surse primare de energie surse regenerabile, rezultată din prognoză;
- (iii) variația instantanea a consumului de energie electrică generată de trecerea de la un palier de consum la altul (trecerea consumului de la gol de sarcină la vârf de sarcină și invers), respectiv variația de consum generată de consumatori cu sarcină variabilă (de exemplu, consumatori tip otelări etc.);
- (iv) valori înregistrate ale producției și consumului; pentru CEE și CEF se iau în considerare valori realizate și valori notificate;
- (v) retragerile din exploatare accidentale ale echipamentelor din sistemul electroenergetic din cauze variate (defecțiuni tehnice majore, fenomene meteorologice extreme, avarii etc.);

<sup>1</sup> La dataprobării prezentului document valoarea ARRF de nivel 1 este 81,29 MW și valoarea ARRF de nivel 2 este 153,732 MW. ARRF de nivel 1 și 2 se recalculează anual conform SAFA.

<sup>2</sup> Durata de restabilire a frecvenței este de 15 minute conform art. 127 alin. (3) din Regulament.

<sup>3</sup> În calculul ACE, trecerea de la un program de schimb transfrontalier la altul se realizează pe o perioadă care începe cu 5 minute înaintea momentului de modificare a puterii de schimb și se finalizează la 5 minute după momentul de modificare a puterii de schimb. Rampa se realizează liniar, pe o durată de 10 minute.

d) aplicarea regulilor de dimensionare de tip probabilistic poate lua în considerare și următorii factori:

- (i) prognoza capacitatilor disponibile pe tipuri de grupuri generatoare, precum și prognoza capacitatii disponibile totale pentru perioada de dimensionare analizată;
- (ii) prognoza cererii de consum pe perioada de dimensionare analizată;
- (iii) prognoza producției CEE/CEF pe perioada de dimensionare analizată;
- (iv) prognoza meteorologică sezonieră;
- (v) prognoza pe perioada de dimensionare analizată a energiei schimbate cu sistemele electroenergetice vecine (import/export);
- (vi) indicii de oprire neplanificată a grupurilor generatoare;
- (vii) viteza de variație a sarcinii corespunzătoare producției de energie din surse regenerabile (CEE/CEF), determinată statistic pentru perioada cu înregistrări istorice, cu perioade de eșantionare de 15 minute.

(5) Cantitatea de rezervă pozitivă RRF din blocul RFP-TEL sau o combinație a capacitatii de rezervă de RRF și RI trebuie să fie suficientă pentru a acoperi dezechilibrele pozitive din blocul RFP-TEL cel puțin 99% din timp, pe baza datelor istorice prevăzute la alin. (4).

(6) Cantitatea de rezervă negativă RRF din blocul RFP-TEL sau o combinație a capacitatii de rezervă de RRF și RI trebuie să fie suficientă pentru a acoperi dezechilibrele negative din blocul RFP-TEL cel puțin 99% din timp, pe baza datelor istorice prevăzute la alin. (4).

(7) Cantitatea de rezervă RRF (aRRF și mRRF) pentru blocul RFP-TEL trebuie să fie suficientă pentru a asigura îndeplinirea parametrilor-lintă pentru ARRF, în conformitate cu art. 128 alin. (3) din Regulament, pentru perioada de dimensionare analizată. În utilizarea acestei metode probabilistice TEL ia în considerare restricțiile definite de acordurile de partajare sau de schimb de rezerve datorate unor eventuale încălcări ale siguranței în funcționare și ale cerințelor privind disponibilitatea RRF.

(8) Modul de stabilire a valorii incidentului de dimensionare pozitiv, respectiv negativ pentru RRF este prevăzut în anexa care face parte integrantă din prezența metodologiei.

(9) Dimensionarea aRRF și mRRF respectă următoarele:

- a) raportul dintre aRRF și mRRF este variabil, prioritate având dimensionarea aRRF;
- b) dimensionarea aRRF este efectuată conform prevederilor art. 10;
- c) valoarea mRRF este obținută din diferența dintre RRF și aRRF.

(10) TEL stabilește capacitatea de rezervă RRF și eventualele limitări geografice pentru distribuția acestieia în interiorul blocului RFP-TEL în conformitate cu prevederile art. 157 alin. (2) lit. g) din Regulament. Limitările geografice sunt date fie de evenualele congestii, retrageri din exploatare, fie de evenimente meteorologice sau de forță majoră care pot pune în pericol activarea rezervelor rezultate din dimensionare.

Art. 10. — (1) Dimensionarea aRRF se face prin metode probabilistice care utilizează date istorice, ce reprezintă valoarea ACEol cu o eșantionare la 2 secunde. Profilarea datelor istorice se face luând în considerare viteza de variație a sarcinii din SEN, inclusiv viteza de variație a sarcinii din centralele electrice care utilizează ca sursă primară sursele regenerabile.

(2) Cantitatea de rezervă aRRF în direcție pozitivă reprezintă 99% din distribuția probabilistică a aRRF calculată potrivit alin. (1). Această valoare nu trebuie să fie mai mică decât

valoarea aRRF recomandată în documentul SAFA partea B anexa 1 art. B—6—2—2—1—5, și anume: cantitatea de aRRF în direcție pozitivă este mai mare de 1% din diferența medie pe un minut ACEol și media pe 15 minute ACEol a blocului RFP-TEL, înregistrate în baza de date istorică (pentru stabilirea condițiilor de calcul se va considera cantitatea de aRRF în direcție pozitivă egală cu 1% din diferența precizată).

(3) Cantitatea de rezervă aRRF în direcție negativă reprezintă 99% din distribuția probabilistică a aRRF calculată potrivit alin. (1). Această valoare nu trebuie să fie mai mică decât valoarea recomandată în documentul SAFA partea B anexa 1 art. B—6—2—2—1—5, și anume: cantitatea de aRRF în direcție negativă este mai mare de 99% din diferența medie pe un minut ACEol și media pe 15 minute ACEol a blocului RFP-TEL, înregistrate în baza de date istorică (pentru stabilirea condițiilor de calcul se va considera cantitatea de aRRF în direcție negativă egală cu 99% din diferența precizată).

(4) Timpul de activare completă aFRR și mRRF trebuie să asigure îndeplinirea parametrilor-lintă ai ARRF și să fie mai mic sau cel mult egal cu durata de restabilire a frecvenței.

Art. 11. — (1) Rezerva de înlocuire trebuie dimensionată astfel încât în orice moment de timp să poată restabili întrreaga cantitate de RRF activată, atât în direcție pozitivă, cât și în direcție negativă.

(2) Cantitatea de rezervă de înlocuire din blocul RFP-TEL trebuie să fie suficientă atunci când aceasta este luată în considerare la dimensionarea capacitatii de rezervă pe RRF, în vederea respectării parametrilor-lintă pentru ARRF, precum și respectării siguranței în funcționare a blocului RFP-TEL.

(3) Cantitatea de rezervă RI din blocul RFP-TEL în direcție pozitivă trebuie să fie suficientă pentru a acoperi dezechilibrele RRF activate în direcție pozitivă din blocul RFP-TEL cel puțin 99% din timp, pe baza datelor istorice.

(4) Cantitatea de rezervă RI din blocul RFP-TEL în direcție negativă trebuie să fie suficientă pentru a acoperi dezechilibrele RRF activate în direcție negativă din blocul RFP-TEL cel puțin 99% din timp, pe baza datelor istorice.

Art. 12. — Dimensionarea RRF și RI în cazul încheierii unui acord de partajare sau a unui acord de schimb de rezerve de către TEL cu alte blocuri RFP se realizează în conformitate cu prevederile art. 157 alin. (2) lit. j) pct. i) și lit. k) pct. i), art. 160 alin. (4) și (5), art. 165—167 și art. 169 din Regulament.

### SECTIUNEA a 3-a

#### Măsuri pentru reducerea ARRF

Art. 13. — În calitate de unic OTS al blocului RFP, TEL nu coordonează măsurile de reducere a ARRF cu niciun alt OTS.

### SECTIUNEA a 4-a

#### Măsuri pentru reducerea ARRF prin solicitarea de modificări ale producției sau consumului de putere activă al unităților generatoare și unităților consumatoare

Art. 14. — La orice încălcare a limitelor prevăzute la art. 152 alin. (12) și (13) din Regulament, OTS aplică următoarele tipuri de măsuri pentru reducerea ARRF:

- a) activarea de putere în piață de echilibrare;
- b) participarea la procesul de compensare a dezechilibrelor în cadrul IGCC;

c) monitorizarea în timp real a răspunsului grupurilor și unităților furnizoare de rezerve, participante în procesul de restaurare a frecvenței, în scopul identificării erorilor și îmbunătățirii răspunsului acestora.

**ANEXĂ**  
*la metodologie*

**A. Incidentul de dimensionare pozitiv pentru RRF**

A1) În cazul blocului RFP-TEL, incidentul de dimensionare pozitiv pentru RRF poate avea următoarele valori maxime:

- 700 MW — pentru acoperirea declanșării unei unități la Centrala Nuclearoelectrică Cernavodă, U1 sau U2, cu putere instalată de 706,5 MW;
- 800 MW — pentru acoperirea declanșării ansamblului TG1, TG2 și TA din Centrala Electrică cu Ciclu Combinat Brazi Petrom cu puterea instalată de 885 MW;
- 900 MW — pentru acoperirea declanșării unui ansamblu de 3 grupuri cu puterea instalată de 330 MW, funcționând toate pe o singură bară colectoare — situație posibil a se întâlni la Centrala Termoelectrică Rovinari și Centrala Termoelectrică Turceni;
- 1.400 MW — pentru acoperirea declanșării ansamblului format din unitățile U1 + U2 de la Centrala Nuclearoelectrică Cernavodă în situația retragerii din exploatare sau a indisponibilității unei bare colectoare în stația 400 KV Cernavodă.

A2) În funcție de structura grupurilor aflate în funcțiune și de schemele de funcționare din RET se alege valoarea maximă dintre cazurile enumerate mai sus. Se iau în considerare și alte configurații de grupuri funcționând pe o singură bară colectoare care cumulează valori ale puterilor evacuate comparabile cu cele de mai sus.

**B. Incidentul de dimensionare negativ pentru RRF**

În cazul blocului RFP-TEL, incidentul de dimensionare negativ pentru RRF poate avea următoarele valori maxime:

- 350 MW — pentru acoperirea declanșării unei zone de consum de 110 KV;
- 250 MW — pentru acoperirea variațiilor la creștere ale producției CEE și CEF determinate pe baza datelor istorice stabilite conform art. 9 alin. (4) lit. a), c) și d) din ordin.

**AUTORITATEA NAȚIONALĂ DE REGLEMENTARE ÎN DOMENIUL ENERGIEI****O R D I N**

**privind completarea Codului rețelei pentru Sistemul național de transport  
al gazelor naturale, aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale  
de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 16/2013**

Având în vedere prevederile art. 99 lit. l), ale art. 130 alin. (1) lit. d) și ale art. 174 alin. (3) din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare,

în temeliu prevederilor art. 5 alin. (1) lit. c) și ale art. 10 alin. (1) lit. q) 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. I.** — Codul rețelei pentru Sistemul național de transport al gazelor naturale, aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 16/2013, publicat în Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 171 și 171 bis din 29 martie 2013, cu modificările și completările ulterioare, se completează după cum urmează:

— La **articolul 25<sup>a</sup> alineatul (2), după litera d)** se introduce o nouă literă, litera e), cu următorul cuprins:

„e) importator care vinde gaze naturale furnizorilor clienților finali racordăți la SD alimentat dintr-o singură sursă.”

**Art. II.** — Societatea Națională de Transport Gaze Naturale „Transgaz” — S.A. Mediaș și utilizatorii rețelei vor duce la îndeplinire prevederile prezentului ordin, iar direcțiile de specialitate din cadrul Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei vor urmări respectarea acestora.

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

Președintele Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei,

**Dumitru Chirita**

București, 16 decembrie 2019.

Nr. 230.