

Tabel centralizator al propunerilor și observațiilor referitoare la propunerea de Ordin pentru modificarea unor Ordine ale președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei privind piața de energie electrică prima etapă de consultare publică:

Participant la piață	Propunere ANRE	Propuneri și observații participanți la piață	Răspuns ANRE
Observații corp Ordin			
OPCOM	<p>Art. I - Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 127/2021 pentru aprobarea Regulamentului privind clauzele și condițiile pentru furnizorii de servicii de echilibrare și pentru furnizorii de rezervă de stabilizare a frecvenței și a Regulamentului privind clauzele și condițiile pentru părțile responsabile cu echilibrarea, publicat în Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 1196 din 17 decembrie 2021, se modifică după cum urmează :</p> <p>1. Articolul 7 se modifică și va avea următorul cuprins:</p> <p>„Art. 7 - (1) Prezentul ordin se publică în Monitorul Oficial al României, Partea I, intră în vigoare la data publicării și se aplică de la 1 iunie 2024, cu excepția art. 3 alin. (3) și art. 4 care se aplică de la data intrării în vigoare.</p>	<p>La art. I pct.1 propunem reformularea art.7 alin.(1) modificat, după cum urmează:</p> <p>„Art. 7 - (1) Prezentul ordin se publică în Monitorul Oficial al României, Partea I, intră în vigoare la data publicării și se aplică de la 1 iunie 2024, cu excepția art. 3 alin. (3) și art. 4 care se aplică de la data intrării în vigoare.”</p>	Se acceptă.

OPCOM	<p>2. Anexa nr. 1 se modifică după cum urmează:</p> <p>.....</p> <p>d) Articolul 71 se modifică și va avea următorul cuprins:</p> <p>„Art. 71 - În situația unor congestii interne, care pot apărea doar în apropierea ID și care impun selectarea anumitor UFR/GFR pentru creștere sau reducere de putere, OTS selectează ofertele marcate ca indisponibile pentru platformele europene sau platforma PE pentru perioada în care OTS nu este conectat la platformele europene, a acestor UFR/GFR, conform prevederilor Art. 52 și Art. 53.”</p>	<p>Anexa nr. 1 „d) Articolul 71 se modifică și va avea următorul cuprins:.....” Având în vedere ca articolul 71 a fost abrogat în conformitate cu prevederile Art.4 lit.d) din Ordinul președintelui ANRE nr.124/2022 privind aprobarea Regulilor pentru gestionarea congestiilor prin utilizarea pe bază de piață de către operatorii de rețea a flexibilității resurselor din rețelele de distribuție și a celor din rețeaua de transport, a Regulilor aplicabile achiziției de energie electrică reactivă pentru reglajul tensiunii în regim staționar de către operatorul de transport și de sistem și a Regulilor aplicabile achiziției de energie electrică reactivă pentru reglajul tensiunii în regim staționar de către operatorii de distribuție concesionari și privind modificarea și completarea Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 127/2021 pentru aprobarea Regulamentului privind clauzele și condițiile pentru furnizorii de servicii de echilibrare și pentru furnizorii de rezervă de stabilizare a frecvenței și a Regulamentului privind clauzele și condițiile pentru părțile responsabile cu echilibrarea și pentru modificarea și abrogarea unor ordine ale președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei se impune reformularea ținând cont de ultima modificare a acestui articol.</p>	<p>Nu se acceptă. Articolul 71 nu se va abroga până la data de aplicare a art. 4 din ordinul președintelui ANRE nr. 124/2022 care în prezent este 1 mai 2024. Mai mult ANRE are în vedere prorogarea cu un an a termenului de aplicare al art. 4 din ordinul președintelui ANRE nr. 124/2022, astfel, articolul 71 va rămâne în vigoare.</p>
CNTEE Transelectrica SA	<p>Art. I, pct. 2. Anexa 1,</p> <p>Art. 69 - După ora de închidere a porților pentru energia de echilibrare, ID-25 de minute pentru produsele standard RRFm și RRFa,</p>	<p>Art. I, pct. 2. Anexa 1, Art. 69</p> <p>„Art. 69 - După ora de închidere a porților pentru energia de echilibrare, ID-25 de minute pentru produsele standard RRFm și RRFa, OTS evaluează și filtrează ofertele primite de la FSE</p>	<p>Se acceptă. Se păstrează art. 69 nemodificat, însă art. 70 se modifică astfel încât să conțină procesul de ofertare și stabilire a necesarului de rezerve de tip RRFm:</p>

	<p>OTS evaluează și filtrează ofertele primite de la FSE și transmite către platformele informatice europene dedicate sau platforma PE pentru perioada în care OTS nu este conectat la platformele europene, următoarele date:</p> <p>a) pentru produsul standard RRFm:</p> <p>(i) ofertele de energie de echilibrare, necesarul de energie de echilibrare pentru activarea programată a produsului RRFm și capacitatea disponibilă pe liniile de interconexiune pentru respectivul ID;</p> <p>(ii) ora de închidere a porții pentru transmiterea datelor de la pct. (i) este ID-12 minute;</p> <p>(iii) necesarul de energie de echilibrare pentru activarea directă a produsului standard RRFm poate fi transmis în orice moment de timp al zilei de livrare;</p> <p>(iv) transmiterea dispozițiilor de dispecer se va face între ID-10 minute și ID-7,5 minute în cazul activării programate a produsului standard RRFm și imediat după primirea volumelor de energie de echilibrare selectate de algoritmul de optimizare a</p>	<p>și transmite către platformele informatice europene dedicate, următoarele date:</p> <p>a) pentru produsul standard RRFm:</p> <p>(i) ofertele de energie de echilibrare, necesarul de energie de echilibrare pentru activarea programată a produsului RRFm și capacitatea disponibilă pe liniile de interconexiune pentru respectivul ID;</p> <p>(ii) ora de închidere a porții pentru transmiterea datelor de la pct. (i) este ID-12 minute;</p> <p>(iii) necesarul de energie de echilibrare pentru activarea directă a produsului standard RRFm poate fi transmis în orice moment de timp al zilei de livrare;</p> <p>(iv) transmiterea dispozițiilor de dispecer se va face între ID-10 minute și ID-7,5 minute în cazul activării programate a produsului standard RRFm și imediat după primirea volumelor de energie de echilibrare selectate de algoritmul de optimizare a platformei europene în cazul activării directe.</p> <p>b) pentru produsul standard RRFa:</p> <p>(i) ofertele de energie de echilibrare primite de la FSE și capacitatea disponibilă pe liniile de interconexiune;</p> <p>(ii) ora de închidere a porții pentru transmiterea datelor de la pct. (i) este ID-10 minute.”</p> <p>Propunem păstrarea Art. 69 în forma actuală din Ordinul ANRE 127/2021, deoarece tratează fluxul de date către platformele europene. În situația în care nu se funcționează conectat la platforme, ofertele există deja în sistemul PE, iar transmiterea dispozițiilor pentru RRFm se face conform Art. 70.</p>	<p><i>” Art. 70 În cazul utilizării platformei PE sau în situația în care platforma europeană dedicată produsului mFRR nu funcționează pe o perioadă limitată, în intervalul ID-25 de minute și cel târziu ID-12 minute OTS stabilește necesarul de RRFm, face selecția ofertelor pe platforma PE a OTS și transmite dispozițiile de dispecer între ID-15 minute și ID-7,5 minute în cazul activării programate și în orice moment al zilei de livrare D în cazul activării directe.”</i></p>
--	--	--	---

	<p>platformei europene în cazul activării directe.</p> <p>b) pentru produsul standard RRFa:</p> <p>(i) ofertele de energie de echilibrare primite de la FSE și capacitatea disponibilă pe liniile de interconexiune;</p> <p>(ii) ora de închidere a porții pentru transmiterea datelor de la pct. (i) este ID-10 minute.</p>		
<p>CNTEE Transelectrica SA</p>	<p>Art. I, pct. 2. Anexa 1, Art. 77</p> <p>Art. 77 - Sunt acceptate contestații la conținutul confirmărilor de tranzacție angajată numai în cazul unor erori transmise din platformele europene sau rezultate din acțiunile OTS pentru perioada în care OTS nu este conectat la platformele europene.</p>	<p>Art. I, pct. 2. Anexa 1, Art. 77</p> <p>Art. 77 - Sunt acceptate contestații la conținutul confirmărilor de tranzacție angajată numai în cazul unor erori transmise din platformele europene, din platforma informatica PE și/sau erori rezultate din acțiunile OTS.</p> <p>Propunem reformulare prin proiectul de Ordin pentru tratarea tuturor situațiilor care pot apărea în funcționarea cuplată/ decuplată de la platformele europene</p>	<p>Se acceptă.</p>
<p>CNTEE Transelectrica SA</p>	<p>Anexa 1, Art. 237 din Ordinul 127/2021</p> <p>Art. 237 - Energia de echilibrare realizată de furnizorul de RSF este egală cu media abaterii de frecvență din ID, măsurată la nivelul regulatorului central frecvență-putere, înmulțită cu statismul unității generatoare, condiționat de funcționarea în reglaj de stabilizare a frecvenței. În situația în care</p>	<p>Anexa 1, Art. 237 din Ordinul 127/2021</p> <p>Art. 237 - Funcționarea în reglaj de stabilizare a frecvenței este detectată prin semnalul binar (on/off) transmis în sistemul EMS – SCADA și ia în calcul perioada de timp în care furnizorul de RSF a furnizat RSF după cum urmează:</p> <p>În cazul în care $I=1$,</p> $ERSF = [(f_m - f_0) / k * f_0] * P_{max} * T_{impFunctionare}$ <p>Unde:</p>	<p>Se acceptă cu reformulare:</p> <p>- modificarea formulei de calcul a energiei realizate în reglaj de RSF pentru a se asigura o înțelegere și o corelare mai facilă a termenilor utilizați și consacrați până în prezent cu termenii noi, cum este cazul statismului (s), parametru setabil la nivelul fiecărui furnizor de RSF și care este menționat în documentația de calificare a furnizorilor de RSF, în timp ce constanta k necesită efectuarea unui calcul pentru fiecare furnizor de RSF</p>

<p>furnizorul de RSF participă la RSF cu o singură unitate generatoare, statismul este fie statismul grupului generator sincron, fie panta dependenței frecvență – putere a centralei formate din module generatoare. În situația în care UFR/GFR este formată dintr-o agregare de unități generatoare, energia de echilibrare furnizată de furnizorul de RSF este, fie suma energiilor fiecărei unități generatoare componente agregării și care a participat la stabilizarea frecvenței, fie statismul setat la nivelul agregării, dacă furnizorul de RSF a fost calificat în acest mod. Funcționarea în reglaj de stabilizare a frecvenței este detectată prin semnalul binar (on/off) transmis în sistemul EMS – SCADA și ia în calculul perioada de timp în care furnizorul de RSF a furnizat RSF după cum urmează:</p> <p>În cazul în care $l=1$,</p> $ERSF_{reducere} = \int_0^{15 \text{ min}} [k (f_m - 50)]$, pentru $f_m > 50$ $ERSF_{creștere} = \int_0^{15 \text{ min}} [k (50 - f_m)]$, pentru $f_m < 50$ <p>Unde:</p>	<p>l reprezintă valoarea semnalului,</p> <p>$l=1$ unitate generatoare cu funcționare în reglaj de stabilizare a frecvenței;</p> <p>$l=0$ unitatea generatoare nu funcționează în reglaj de stabilizare a frecvenței;</p> <p>f_m - frecvența măsurată la nivelul regulatorului central frecvență – putere;</p> <p>f_0 - frecvența nominală (și anume valoarea de 50 Hz);</p> <p>k - factorul de dependență frecvență – putere al furnizorului de RSF;</p> <p>P_{max} – puterea maximă a unității generatoare cu funcționare în reglaj de stabilizare a frecvenței</p> <p>T_{imp} Funcționare - perioada de timp în care furnizorul de RSF a furnizat RSF</p> <p>Dacă $f_m - f_0 > 0$ ($f_m > 50$) energia determinată reprezintă energia furnizată la reducere în procesul de stabilizare a frecvenței.</p> <p>Dacă $f_m - f_0 < 0$ ($f_m < 50$) energia determinată reprezintă energia furnizată la creștere în procesul de stabilizare a frecvenței.</p> <p>Propunem reformulare prin proiectul de Ordin pentru determinarea Energiei de echilibrare realizată de furnizorul de RSF, prin introducerea termenului de P_{max}, puterea maximă a unității generatoare cu funcționare în reglaj de stabilizare a frecvenței</p>	<p>-înlocuirea termenului k cu termenul s pentru înlăturarea posibilității confuziei cu factorul k din Regulamentul (UE) 1485/2017</p> <p>-explicitarea modului de calcul al energiei de echilibrare realizată de furnizorul de RSF în cazul în care $f_m > 50$ și $f_m < 50$</p> <p>-precizarea că energia de echilibrare realizată de furnizorul de RSF este pentru ID</p> <p>"Art. 237 Funcționarea în reglaj de stabilizare a frecvenței este detectată prin semnalul binar (on/off) transmis în sistemul EMS – SCADA și ia în calcul perioada de timp aferentă ID în care furnizorul de RSF a furnizat RSF. Energia de echilibrare realizată de furnizorul de RSF se determină cu formula:</p> <p>a) În cazul în care $l=1$ și $f_m > 50$ energia determinată reprezintă energia furnizată la reducere în procesul de stabilizare a frecvenței.</p> $ERSF = [(f_m - f_0) / s * f_0] * P_{max} * T_{imp}$ <p>Funcționare,</p> <p>b) În cazul în care $l=1$ și $f_m < 50$ energia determinată reprezintă energia furnizată la creștere în procesul de stabilizare a frecvenței</p> $ERSF = [(f_0 - f_m) / s * f_0] * P_{max} * T_{imp}$ <p>Funcționare,</p> <p>Unde:</p> <p>l reprezintă valoarea semnalului,</p> <p>$l=1$ unitate generatoare cu funcționare în reglaj de stabilizare a frecvenței;</p>
---	--	---

	<p>I reprezintă valoarea semnalului,</p> <p>$I=1$ unitate generatoare cu funcționare în reglaj de stabilizare a frecvenței;</p> <p>$I=0$ unitatea generatoare nu funcționează în reglaj de stabilizare a frecvenței;</p> <p>ERSF_crestere, ERSF_scadere - energia furnizată în procesul de stabilizare a frecvenței;</p> <p>f_m - frecvența măsurată la nivelul regulatorului central frecvență – putere;</p> <p>50 - valoarea de 50 Hz și anume frecvența nominală;</p> <p>k - statismul sau factorul de dependență frecvență – putere al furnizorului de RSF.</p>		<p>$I=0$ unitatea generatoare nu funcționează în reglaj de stabilizare a frecvenței;</p> <p>f_m - frecvența măsurată la nivelul regulatorului central frecvență – putere și calculată ca valoare medie pentru fiecare ID;</p> <p>f_0 - frecvența nominală (și anume valoarea de 50 Hz);</p> <p>s - factorul de dependență frecvență – putere al furnizorului de RSF;</p> <p>P_{max} – puterea maximă a unității generatoare cu funcționare în reglaj de stabilizare a frecvenței;</p> <p>TimpFuncționare - perioada de timp aferentă ID în care furnizorul de RSF a furnizat RSF; $TimpFuncționare \leq durata\ ID$;</p> <p>În situația în care furnizorul de RSF participă la RSF cu o singură unitate generatoare, statismul este fie statismul grupului generator sincron, fie panta dependenței frecvență – putere a centralei formate din module generatoare. În situația în care UFR/GFR este formată dintr-o agregare de unități generatoare, energia de echilibrare furnizată de furnizorul de RSF este, fie suma energiilor fiecărei unități generatoare componente agregării și care a participat la stabilizarea frecvenței, fie statismul setat la nivelul agregării, dacă furnizorul de RSF a fost calificat în acest mod.”</p>
CNTEE Transelectrica SA	Anexa 2, Art. 187 (2) din Ordinul 127/2021	Anexa 2, Art. 187 (2)	Se acceptă.

	<p>(2) Pentru fiecare IDi în care există activări ale energiei de echilibrare atât la creștere cât și la reducere de putere și $Dez_{SENi} < 0,1\%$</p> <p>* C_{SENi}, sau $4* Dez_{SENi} < \sum q_{i,j}^{cres} + \sum q_{i,x}^{red} + k\Delta f_i + SN_i$,</p> <p>unde:</p> <ul style="list-style-type: none"> - C_{SENi} reprezintă consumul estimat la nivel SEN determinat de OTS pe baza măsurătorilor din EMS- SCADA; - Dez_{SENi} reprezintă dezechilibrul SEN estimat conform prevederilor Error! Reference source not found. pentru fiecare IDi; - $k\Delta f_i$ reprezintă volumul estimat al schimburilor planificate de energie pentru stabilizarea frecvenței în aria sincronă Europa Continentală; 	<p>(2) Pentru fiecare IDi în care și $Dez_{SENi} < 0,1\%$ * C_{SENi}, sau $4* Dez_{SENi} < \sum q_{i,j}^{cres} + \sum q_{i,x}^{red} + k\Delta f_i + SN_i$,</p> <p>unde:</p> <ul style="list-style-type: none"> - C_{SENi} reprezintă consumul estimat la nivel SEN determinat de OTS pe baza măsurătorilor din EMS- SCADA; - Dez_{SENi} reprezintă dezechilibrul SEN estimat conform prevederilor Error! Reference source not found. pentru fiecare IDi; - $k\Delta f_i$ reprezintă volumul estimat al schimburilor planificate de energie pentru stabilizarea frecvenței în aria sincronă Europa Continentală; - SN_i reprezintă volumul estimat al schimburilor neintenționate determinat pe baza măsurătorilor din EMS- SCADA. <p>OTS determină operativ prețul estimat de deficit, $P_{estim,i}^{def}$, și prețul estimat de excedent, $P_{estim,i}^{exc}$, cu formulele următoare:</p> $P_{estim,i}^{def} = P_{med,i}^{Cres}$ $P_{estim,i}^{exc} = P_{med,i}^{Red}$ <p>unde:</p> <ul style="list-style-type: none"> - $P_{med,i}^{Cres}$ reprezintă media ponderată a prețurilor marginale pentru fiecare tip de energie de 	
--	---	---	--

	<p>- SN_i reprezintă volumul estimat al schimburilor neintenționate determinat pe baza măsurătorilor din EMS- SCADA.</p> <p>OTS determină operativ prețul estimat de deficit, $P_{estim,i}^{def}$, și prețul estimat de excedent, $P_{estim,i}^{exc}$, cu formulele următoare:</p> $P_{estim,i}^{def} = P_{med,i}^{Cres}$ $P_{estim,i}^{exc} = P_{med,i}^{Red}$ <p>unde:</p> <p>- $P_{med,i}^{Cres}$ reprezintă media ponderată a prețurilor marginale pentru fiecare tip de energie de echilibrare activată pentru creștere de putere în IDi;</p> <p>- $P_{med,i}^{Red}$ reprezintă media ponderată a prețurilor marginale pentru fiecare tip de energie de echilibrare activată pentru reducere de putere în IDi.</p>	<p>echilibrare activată pentru creștere de putere în IDi;</p> <p>- $P_{med,i}^{Red}$ reprezintă media ponderată a prețurilor marginale pentru fiecare tip de energie de echilibrare activată pentru reducere de putere în IDi.</p>	
--	--	---	--

<p>CNTEE Transelectrica SA</p>	<p>Art. I, pct. 3) Anexa 2, Art. 195</p> <p>Art. 195 - (1) În fiecare IDi al lunii de livrare, în care se verifică următoarele condiții, ODDPRE stabilește un preț final unic de dezechilibru:</p> <p>- $DezSENI \geq 0,1 \% * CSENI$ și:</p> <p>- $\sum q_{i,j}^{cres} + \sum q_{i,x}^{red} + k\Delta fti + SNI \leq 4*$</p> <p>- $DezSENI$ și:</p> <p>- $\sum DezPRE_i \geq 0,5 \% * CSENI$</p> <p>unde :</p> <p>- CSENI reprezintă consumul total al SEN, stabilit de ODDPRE pe baza valorilor masurate,</p> <p>- $DezSENI$ reprezintă dezechilibrul SEN calculat conform prevederilor art. 168.</p> <p>- $\sum q_{i,j}^{cres}$ și $\sum q_{i,x}^{red}$ reprezintă cantitatea energiei activate pentru echilibrarea SEN, corespunzătoare tranzacției angajate j/x pentru furnizarea creșterii/reducerii de putere în IDi;</p> <p>- $k\Delta fti$ reprezintă volumul schimburilor planificate de energie pentru stabilizarea frecvenței în aria</p>	<p>Anexa 2, Art. 195</p> <p>Art. 195 - (1) În fiecare IDi al lunii de livrare, în care se verifică următoarele condiții, ODDPRE stabilește un preț final unic de dezechilibru:</p> <p>$DezSENI \geq 0,1 \% * CSENI$ și:</p> <p>$\sum q_{i,j}^{cres} + \sum q_{i,x}^{red} + k\Delta fti + SNI \leq 4*$</p> <p>$DezSENI$ și:</p> <p>$\sum DezPRE_i \geq 0,5 \% * CSENI$</p> <p>unde :</p> <p>- CSENI reprezintă consumul total al SEN, stabilit de ODDPRE pe baza valorilor masurate,</p> <p>- $DezSENI$ reprezintă dezechilibrul SEN calculat conform prevederilor art. 168.</p> <p>- $\sum q_{i,j}^{cres}$ și $\sum q_{i,x}^{red}$ reprezintă cantitatea energiei activate pentru echilibrarea SEN, corespunzătoare tranzacției angajate j/x pentru furnizarea creșterii/reducerii de putere în IDi;</p> <p>- $k\Delta fti$ reprezintă volumul schimburilor planificate de energie pentru stabilizarea frecvenței în aria sincronă Europa Continentală;</p> <p>- SNI reprezintă volumul schimburilor neintenționate determinat conform art. 176.</p> <p>- $\sum DezPRE_i$ reprezintă suma algebrică a dezechilibrelor PRE în IDi; se consideră dezechilibrul PRE pozitiv cu semnul plus și dezechilibrul PRE negativ cu semnul minus.</p> <p>Propunem reformulare prin proiectul de Ordin, pentru introducerea în formulă a modulului sumei algebrice a dezechilibrelor PRE:</p> <p>$\sum DezPRE_i$ reprezintă suma algebrică a dezechilibrelor PRE pentru IDi în modul; se consideră dezechilibrul PRE pozitiv cu semnul</p>	<p>Se acceptă.</p>
---	--	---	--------------------

	<p>sincronă Europa Continentală;</p> <p>- SNI reprezintă volumul schimburilor neintenționate determinat conform art. 176.</p> <p>- $\sum DezPRE_i$ reprezintă suma algebrică a dezechilibrelor PRE în IDi; se consideră dezechilibrul PRE pozitiv cu semnul plus și dezechilibrul PRE negativ cu semnul minus</p>	<p>plus și dezechilibrul PRE negativ cu semnul minus.”</p>	
<p>CNTEE Transelectrica SA</p>	<p>Art. 3, Anexa 1 din Ordinul 127/2021 “Art. 3 În înțelesul prezentului regulament, termenii și expresiile folosite au semnificațiile definite în:</p> <p>a) art. 2 din Directiva (UE) 2019/944 a Parlamentului European și a Consiliului din 5 iunie 2019 privind normele comune pentru piața internă de energie electrică și de modificare a Directivei 2012/27/UE (reformare);</p> <p>b) art. 2 din Regulamentul (UE) 2019/943 al Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019 privind piața internă de energie electrică (reformare);</p> <p>c) art. 2 din Regulamentul (UE) nr.</p>	<p>Art. 3, Anexa 1 din Ordinul 127/2021 se propune introducerea literei r) <i>r) art. 2 din Anexa 1 la Decizia ACER nr. 3/2022</i></p> <p>Propunem introducerea Deciziei ACER nr. 03/2022, prin care sunt definite limitele tehnice de tranziție la ofertele pentru produsele standard RR, RRFm și RRFa.</p>	<p>Nu se acceptă deoarece termenii și expresiile din Decizia ACER nr. 3 /2022 au în vedere definirea prețului limită tehnic care nu intervine în cadrul Ordinului 127/202</p>

	<p>543/2013 al Comisiei din 14 iunie 2013 privind transmiterea și publicarea datelor pe piețele energiei electrice și de modificare a anexei I la Regulamentul (CE) nr. 714/2009 al Parlamentului European și al Consiliului;</p> <p>d) art. 2 din Regulamentul (UE) 2015/1222 al Comisiei din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor;</p> <p>e) art. 2 din Regulamentul (UE) 2016/631 al Comisiei din 14 aprilie 2016 de instituire a unui cod de rețea privind cerințele pentru racordarea la rețea a instalațiilor de generare;</p> <p>f) art. 2 din Regulamentul (UE) 2016/1388 al Comisiei din 17 august 2016 de stabilire a unui cod de rețea privind racordarea consumatorilor;</p> <p>g) art. 2 din Regulamentul (UE) 2016/1447 al Comisiei din 26 august 2016 de instituire a unui cod de rețea privind cerințele pentru racordarea la rețea a sistemelor de înaltă</p>		
--	---	--	--

	<p>tensiune în curent continuu și a modulelor generatoare din centrală conectate în curent continuu;</p> <p>h) art. 2 din Regulamentul (UE) 2016/1719 al Comisiei din 26 septembrie 2016 de stabilire a unei orientări privind alocarea capacităților pe piața pe termen lung;</p> <p>i) art. 3 din Regulamentul (UE) 2017/1485 al Comisiei din 2 august 2017 de stabilire a unei linii directoare privind operarea sistemului de transport al energiei electrice;</p> <p>j) art. 2 din Regulamentul (UE) 2017/2195 al Comisiei din 23 noiembrie 2017 de stabilire a unei linii directoare privind echilibrarea sistemului de energie electrică;</p> <p>k) art. 2 din Regulamentul (UE) 2017/2196 al Comisiei din 24 noiembrie 2017 de stabilire a unui cod de rețea privind starea de urgență și restaurarea sistemului electroenergetic;</p> <p>l) art. 3 din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu</p>		
--	---	--	--

	<p>modificările și completările ulterioare;</p> <p>m) art. 2 din Propunerea tuturor operatorilor de transport și de sistem din zona sincronă Europa Continentală pentru proprietăți suplimentare ale rezervei pentru stabilizarea frecvenței (RSF) în conformitate cu art. 154 alin. (2) al Regulamentului (UE) 2017/1485 al Comisiei din 2 august 2017 de stabilire a unei linii directe privind operarea sistemului de transport al energiei electrice, aprobată prin Decizia președintelui ANRE nr. 153/2021;</p> <p>n) art. 2 din Propunerea tuturor operatorilor de transport și de sistem care realizează procesul de înlocuire a rezervelor pentru modificarea cadrului de implementare pentru schimbul de energie de echilibrare din rezervele de înlocuire în conformitate cu art. 19 din Regulamentul (UE) 2017/2195 al Comisiei din 23 noiembrie 2017 de stabilire a unei linii directe privind echilibrarea sistemului de energie electrică, aprobată</p>		
--	---	--	--

	prin Decizia președintelui ANRE nr. 1454/2021; o) art. 2 din Anexa 1 la Decizia ACER nr. 2/2020 p) art. 2 din Anexa 1 la Decizia ACER nr. 3/2020; q) art. 2 din Anexa 1 la Decizia ACER nr. 11/2020		
--	--	--	--