|  |  |
| --- | --- |
| **TABEL DE CONCORDANȚĂ**  **la proiectul legii cu privire la energia electrică** | |
| **1** | **Titlul actului Uniunii Europene, inclusiv cea mai recentă modificare, nr.CELEX:**  **Regulamentul (UE) 2019/943 a Parlamentului European și a Consiliului din 5 iunie 2019 privind piața internă de energie electrică** (reformare), publicat în Jurnalul Oficial al Uniunii Europene L 158 din 14 iunie 2019, nr. CELEX: 02019R0943,  Astfel cum a fost modificat prin:   |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | | M1 | Regulamentul (UE) 2022/869 al Parlamentului European și al Consiliului din 30 mai 2022 |  |  |  | | M2 | Regulamentul (UE) 2024/1747 al Parlamentului European și al Consiliului din 13 iunie 2024 |  |  |  |   ***Remarcă:*** Republica Moldova în calitate de parte contractantă în cadrul Tratatului de constituire a Comunității Energetice, are obligația de a-și onora angajamentele asumate în cadrul acestuia. Respectiv, în procesul de transpunere a legislației UE, se va ține cont inclusiv de Decizia Consiliului Ministerial al Comunității Energetice nr.2022/03/MC-EnC din 15 decembrie 2022, prin care s-a decis cu privire la includerea în acquis-ul Tratatului Comunității Energetice a**Regulamentului (UE) 2019/943** |
| **2** | **Titlul proiectului de act normativ național: *Proiectul legii cu privire la energia electrică*** |
| **3** | **Gradul general de compatibilitate: parțial compatibil** |
| **4** | **Autoritatea/persona responsabilă: Ministerul Energiei și Agenția Națională pentru Reglementare în Energetică** |
| **5** | **Data întocmirii/actualizării: august 2024** |

| **Actul Uniunii Europene** | **Proiectul de act normativ național** | **Gradul de compatibilitate** | **Observațiile**  Este reflectată varianta adaptată și aprobată a Regulamentului (UE) 2019/943 prin Decizia Consiliului Ministerial al Comunității Energetice nr.2022/03/MC-EnC |
| --- | --- | --- | --- |
| **6** | **7** | **8** | **9** |
| **CAPITOLUL I**  **OBIECT, DOMENIU DE APLICARE ȘI DEFINIŢII**  **Articolul 1**  **Obiectul și domeniul de aplicare**  Prezentul regulament are drept obiective:  (a) stabilirea unui fundament pentru realizarea eficientă a obiectivelor uniunii energetice și a obiectivului de realizare a neutralității climatice cel târziu până în 2050 și, în special, a cadrului privind clima și energia pentru 2030, permițând pieței să emită semnale pentru creșterea eficienței, a cotei ce revine energiei din surse regenerabile, a siguranței alimentării, a integrării sistemului cu implicarea mai multor purtători de energie, a flexibilității, a sustenabilității, a decarbonizării și a inovării; | **Capitolul I**  **DISPOZIȚII GENERALE**  **Articolul 3. Obiectivele de reglementare**  (2) Obiectivele de reglementare ale prezentei legi sunt următoarele:  a) stabilirea unui fundament pentru realizarea eficientă a obiectivelor Comunității Energetice, ale Republicii Moldova și în special, a cadrului privind clima și energia pentru 2030, permițând pieței să emită semnale pentru creșterea eficienței, a ponderii mai mari a surselor regenerabile de energie, a securității aprovizionării cu energie electrică, a flexibilității, a sustenabilității, a decarbonizării și a inovării; | Compatibil | **CHAPTER I**  **SUBJECT MATTER, SCOPE AND DEFINITIONS**  **Article 1**  **Subject matter and scope**  This Regulation aims to:  (a) set the basis for an efficient achievement of the objectives of the Energy Community and in particular the climate and energy framework for 2030 by enabling market signals to be delivered for increased efficiency, higher share of renewable energy sources, security of supply, flexibility, sustainability, decarbonisation and innovation;  (b) set fundamental principles for well-functioning, integrated electricity markets, which allow all resource providers and electricity customers non-discriminatory market access, empower consumers, ensure competitiveness on the global market as well as demand response, energy storage and energy efficiency, and facilitate aggregation of distributed demand and supply, and enable market and sectoral integration and market-based remuneration of electricity generated from renewable sources;  (c) set fair rules for cross-border exchanges in electricity, thus enhancing competition within the internal market for electricity, taking into account the particular characteristics of national and regional markets, including the establishment of a compensation mechanism for cross-border flows of electricity, the setting of harmonised principles on cross-border transmission charges and the allocation of available capacities of interconnections between national transmission systems;  (d) facilitate the emergence of a well-functioning and transparent wholesale market, contributing to a high level of security of electricity supply, and provide for mechanisms to harmonise the rules for cross-border exchanges in electricity.  Notă: prevederile de la art. 1 lit. (e) și (f) din Regulamentul (UE) 2019/943 au fost adoptate recent la 13.06.2024, prin Regulamentul (UE) 2024/1747 și încă nu au fost incluse în acquis-ul Tratatului Comunității Energetice. |
| b) stabilirea unor principii fundamentale pentru buna funcționare a piețelor integrate ale energiei electrice, care să asigure accesul nediscriminatoriu la piață al tuturor furnizorilor de resurse și clienților de energie electrică, să permită dezvoltarea piețelor la termen ale energiei electrice pentru a permite furnizorilor și consumatorilor să se acopere sau să se protejeze împotriva riscului de volatilitate viitoare a prețurilor la energia electrică, să capaciteze și să protejeze consumatorii, să asigure competitivitatea pe piața mondială, să sporească securitatea aprovizionării și flexibilitatea prin răspunsul părții de consum, stocarea energiei și alte soluții de flexibilitate din surse nefosile, să asigure eficiența energetică, să faciliteze agregarea cererii și a ofertei distribuite, precum și care să permită integrarea pieței și a sectorului și remunerarea bazată pe piață a energiei electrice produse din surse regenerabile; | **Articolul 1. Scopul legii și sfera de aplicare**  (2) Prezenta lege are ca obiectiv crearea unei piețe integrate de energie electrică, competitivă, axată pe consumator, flexibilă, echitabilă și transparentă. Legea stabilește principiile fundamentale pentru funcționarea eficientă a unei pieței integrate de energie electrică, care să asigure accesul nediscriminatoriu la piață tuturor furnizorilor de resurse și consumatorilor, să abiliteze consumatorii, să asigure competitivitatea și consumul dispecerizabil, stocarea energiei și eficiența energetică și să faciliteze agregarea cererii și a ofertei distribuite de energie electrică, să permită integrarea pieței energiei electrice și integrarea sectorială, precum și remunerarea pentru energia electrică produsă din surse regenerabile în baza mecanismelor de piață. | Compatibil |
| (c) stabilirea de norme echitabile pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică, pentru a îmbunătăți concurența pe piața internă de energie electrică, luând în considerare caracteristicile specifice ale piețelor naționale și regionale, inclusiv instituirea unui mecanism de compensare pentru fluxurile transfrontaliere de energie electrică, stabilirea de principii armonizate privind tarifele pentru transportul transfrontalier și alocarea capacităților de interconectare disponibile între sistemele de transport naționale; | **Articolul 3. Obiectivele de reglementare**  (2)Obiectivele de reglementare ale prezentei legi sunt următoarele:  m) stabilirea de norme echitabile pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică, pentru a îmbunătăți concurența pe piețele de energie electrică, luând în considerare caracteristicile specifice ale piețelor naționale și regionale, inclusiv instituirea unui mecanism de compensare pentru fluxurile transfrontaliere de energie electrică, stabilirea de principii armonizate privind tarifele pentru transportul transfrontalier și alocarea capacităților de interconexiuni disponibile între sistemele naționale de transport; | Compatibil |
| (d) facilitarea realizării unei piețe angro funcționale și transparente, care să contribuie la un nivel ridicat al siguranței alimentării cu energie electrică și să prevadă mecanisme de armonizare a normelor pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică. | **Articolul 3. Obiectivele de reglementare**  (2) Obiectivele de reglementare ale prezentei legi sunt următoarele:  h) facilitarea realizării unei piețe angro de energie electrică funcțională și transparentă, care să contribuie la un nivel ridicat de securitate a aprovizionării cu energie electrică și să prevadă mecanisme de armonizare a normelor pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică; | Compatibil |
| (e) sprijinirea investițiilor pe termen lung în producerea de energie din surse regenerabile, în flexibilitate și în rețele pentru asigurarea unui nivel accesibil din punct de vedere financiar al facturilor la energie ale consumatorilor și reducerea dependenței acestora de fluctuațiile prețurilor de pe piața energiei electrice pe termen scurt, în special de prețurile combustibililor fosili pe termen mediu și lung; | **Articolul 3. Obiectivele de reglementare**  (2) Obiectivele de reglementare ale prezentei legi sunt următoarele:  c) crearea condițiilor necesare pentru realizarea unor investiții adecvate în sistemul electroenergetic, pentru asigurarea de capacități suficiente de producere a energiei electrice, de capacități suficiente în rețelele electrice de transport și de distribuție, în interconexiuni, luând în considerare obiectivele de interconectare a sistemelor electroenergetice stabilite în cadrul Comunității Energetice, precum și investiții în producerea variabilă și flexibilă a energiei electrice, stocarea energiei sau implementarea electromobilității, necesare pentru funcționarea stabilă și fiabilă a sistemului electroenergetic și pentru asigurarea securității aprovizionării cu energie electrică; | Compatibil |
| (f) stabilirea unui cadru pentru adoptarea de măsuri de abordare a crizelor prețurilor energiei electrice. | d) promovarea unei politici tarifare adecvate, în special bazată pe performanță și stimulente, care să asigure funcționarea eficientă și viabilitatea financiară a întreprinderilor electroenergetice reglementate și a întregului sector electroenergetic, precum și a unei politici tarifare orientate spre creșterea eficienței energetice de-a lungul ciclului de producere, transport, distribuție și utilizare a energiei electrice; | Parțial compatibil |
| **Articolul 2**  **Definiții**  Se aplică următoarele definiții:  1. „capacitate de interconexiune” înseamnă o linie de transport care traversează sau trece peste granița dintre statele membre și care face legătura între sistemele de transport ale statelor membre; | **Articolul 2. Noțiuni principale**  În sensul prezentei legi, următoarele noțiuni principale semnifică:  11) *interconexiune* - linie electrică de transport care traversează sau ce trece peste frontiera dintre Republica Moldova și Părțile Contractante și/sau dintre Republica Moldova și Statele Membre ale Uniunii Europene și care conectează sistemele electroenergetice ale Republicii Moldova și ale Părților Contractante și/sau ale Republicii Moldova și ale Statelor Membre ale Uniunii Europene; | Compatibil | **Article 2**  **Definitions**  The following definitions apply:  (1) ‘interconnector’ means a transmission line which crosses or spans a border between **Contracting Parties of the Energy Community or between Contracting Parties and Member States of the European Union** and which connects the national transmission systems of the **Contracting Parties of the Energy Community or of the Contracting Parties of the Energy Community and the Member States of the European Union**; |
| 2. „autoritate de reglementare” înseamnă o autoritate de reglementare desemnată de fiecare stat membru în temeiul articolului 57 alineatul (1) din Directiva (UE) 2019/944; | **Secțiunea 2**  **Competențe de reglementare**  **Articolul 7. Autoritatea de reglementare**  (1) Autoritatea învestită cu competențe de reglementare și monitorizare a activităților din sectorul electroenergetic este Agenția Națională pentru Reglementare Energetică (denumită în continuare – Agenția). | Compatibil | (2) ‘regulatory authority’ means a regulatory authority designated by each **Contracting Party** pursuant to Article 57(1) of Directive (EU) 2019/944, **as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2021/13/MC-EnC**; |
| 3. „flux transfrontalier” înseamnă un flux fizic de energie electrică într-o rețea de transport a unui stat membru, care rezultă din impactul activității producătorilor, a clienților sau atât a producătorilor, cât și a clienților din afara acelui stat membru asupra rețelei sale de transport; | 55) *flux transfrontalier* - flux fizic de energie electrică în rețelele electrice de transport ale Republicii Moldova, care rezultă din impactul activității producătorilor și/sau consumatorilor din afara Republicii Moldova asupra rețelei sale electrice de transport; | Compatibil | (3) ‘cross-border flow’ means a physical flow of electricity on a transmission network of a **Party to the EnergyCommunity** that results fromthe impact of the activity of producers, customers, or both, outside that **Party to the Energy Community** on its transmission network; |
| 4. „congestie” înseamnă o situație în care nu pot fi satisfăcute toate solicitările participanților la piață de a tranzacționa între zone din rețea, deoarece acestea ar afecta semnificativ fluxurile fizice pe elemente de rețea care nu pot face față fluxurilor respective; | 27) *congestie* - situație în care nu pot fi satisfăcute toate solicitările participanților la piața energiei electrice de a tranzacționa între zone din rețea, deoarece acestea ar afecta semnificativ fluxurile fizice pe elemente de rețea care nu pot face fată fluxurilor respective; | Compatibil | (4) ‘congestion’ means a situation in which all requests from market participants to trade between network areas cannot be accommodated because they would significantly affect the physical flows on network elements which cannot accommodate those flows; |
| 5. „capacitate de interconexiune nouă” înseamnă o capacitate de interconexiune care nu era finalizată la 4 august 2003; | 12) *interconexiune nouă* - o interconexiune care nu era finalizată până la 1 iulie 2007; | Compatibil | (5) ‘new interconnector’ means an interconnector not completed by **1 July 2007**; |
| 6. „congestie structurală” înseamnă o congestie în sistemul de transport care poate fi definită fără ambiguitate, este previzibilă, este stabilă geografic de-a lungul timpului și reapare frecvent în condiții normale de funcționare a sistemului electroenergetic; | 28) *congestie structurală* - congestie în rețeaua electrică de transport care poate fi definită fără ambiguitate, este previzibilă, este stabilă geografic de-a lungul timpului și reapare frecvent în condiții normale de funcționare a sistemului electroenergetic; | Compatibil | (6) ‘structural congestion’ means congestion in the transmission system that is capable of being unambiguously defined, is predictable, is geographically stable over time, and frequently reoccurs under normal electricity system conditions; |
| 7. „operator al pieței” înseamnă o entitate care furnizează un serviciu prin care ofertele de vânzare de energie electrică sunt corelate cu ofertele de cumpărare de energie electrică; | 88) *operator al pieței energiei electrice* - entitate care furnizează un serviciu prin care ofertele de vânzare a energiei electrice sunt corelate cu ofertele de cumpărare a energiei electrice pe piețele organizate de energie electrică, cu excepția pieței de echilibrare; | Compatibil | (7) ‘market operator’ means an entity that provides a service whereby the offers to sell electricity are matched with bids to buy electricity; |
| 8. „operator al pieței de energie electrică desemnat” sau „OPEED” înseamnă un operator al pieței desemnat de autoritatea competentă să îndeplinească sarcini referitoare la cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare sau a piețelor intrazilnice; | 89) *operator al pieței energiei electrice desemnat* - operator al pieței energiei electrice licențiat de către Agenția Națională pentru Reglementare în Energetică și desemnat în conformitate cu prezenta lege să îndeplinească sarcini legate de cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare și/sau a piețelor pe parcursul zilei; | Compatibil | (8) ‘nominated electricity market operator’ or ‘NEMO’ means a market operator designated by the competent authority to carry out tasks related to single day-ahead or single intraday coupling; |
| 9. „valoarea pierderilor datorate întreruperii alimentării cu energie electrică” înseamnă o estimare în EUR/MWh a prețului maxim al energiei electrice pe care clienții sunt dispuși să îl plătească pentru evitarea unei întreruperi a alimentării cu energie electrică; | 155) *valoarea pierderilor datorate întreruperii livrării energiei electrice* - estimare în MDL/MWh, a prețului maxim al energiei electrice pe care consumatorii finali sunt dispuși să-l plătească pentru a evita întreruperea livrării energiei electrice; | Compatibil | (9) ‘value of lost load’ means an estimation in euro/MWh, of the maximum electricity price that customers are willing to pay to avoid an outage; |
| 10. „echilibrare” înseamnă toate acțiunile și procesele, în toate intervalele de timp, prin care operatorii de transport și de sistem asigură, în mod constant, atât menținerea frecvenței sistemului în limitele de stabilitate predefinite, cât și conformitatea cu volumul rezervelor necesare cu privire la calitatea cerută; | 47) *echilibrare* - totalitate a acțiunilor și proceselor, în toate intervalele de timp, prin care operatorul sistemului de transport asigură în mod constant menținerea frecvenței sistemului electroenergetic în limitele de stabilitate predefinite, cât și conformitatea cu mărimea rezervelor de capacitate necesare în legătură cu calitatea cerută; | Compatibil | (10) ‘balancing’ means all actions and processes, in all timelines, through which transmission system operators ensure, in an ongoing manner, maintenance of the system frequency within a predefined stability range and compliance with the amount of reserves needed with respect to the required quality; |
| 11. „energie de echilibrare” înseamnă energia utilizată de operatorii de transport și de sistem pentru echilibrare; | 52) *energie de echilibrare* - energia utilizată de operatorul sistemului de transport pentru echilibrare și furnizată de un furnizor de servicii de echilibrare; | Compatibil | (11) ‘balancing energy’ means energy used by transmission system operators to carry out balancing; |
| 12. „furnizor de servicii de echilibrare” înseamnă un participant la piață care furnizează operatorilor de transport și de sistem fie energie de echilibrare, fie capacitate de echilibrare sau atât energie de echilibrare, cât și capacitate de echilibrare; | 60) *furnizor de servicii de echilibrare* - participantul la piață ce furnizează operatorului sistemului de transport fie energie de echilibrare, fie capacitate de echilibrare sau atât energie de echilibrare, precum și capacitate de echilibrare; | Compatibil | (12) ‘balancing service provider’ means a market participant providing either or both balancing energy and balancing capacity to transmission system operators; |
| 13. „capacitate de echilibrare” înseamnă un volum de capacitate pe care un furnizor de servicii de echilibrare a convenit îl păstreze și în privința căruia furnizorul de servicii de echilibrare a convenit să prezinte oferte pentru un volum corespunzător de energie de echilibrare operatorului de transport și de sistem pe durata contractului; | 10) *capacitate de echilibrare* - volum de capacitate pe care un furnizor de servicii de echilibrare a convenit să îl păstreze și în privința căruia furnizorul de servicii de echilibrare a convenit să prezinte oferte pentru o cantitate corespunzătoare de energie de echilibrare a operatorului sistemului de transport pe durata contractului; | Compatibil | (13) ‘balancing capacity’ means a volume of capacity that a balancing service provider has agreed to hold and in respect to which the balancing service provider has agreed to submit bids for a corresponding volume of balancing energy to the transmission system operator for the duration of the contract; |
| 14. „parte responsabilă cu echilibrarea” înseamnă un participant la piață sau reprezentantul desemnat al acestuia care deține responsabilitatea pentru dezechilibrele sale pe piața de energie electrică; | 101) *parte responsabilă pentru echilibrare* - participant la piață sau reprezentantul desemnat al acestuia, responsabil pentru dezechilibrele sale pe piața energiei electrice; | Compatibil | (14) ‘balance responsible party’ means a market participant or its chosen representative responsible for its imbalances in the electricity market; |
| 15. „interval de decontare a dezechilibrelor” înseamnă perioada de timp pentru care se calculează dezechilibrul părților responsabile cu echilibrarea; | 72) *interval de decontare a dezechilibrelor* - perioada de timp pentru care se calculează dezechilibrul părților responsabile pentru echilibrare; | Compatibil | (15) ‘imbalance settlement period’ means the time unit for which the imbalance of the balance responsible parties is calculated; |
| 16. „preț de dezechilibru” înseamnă prețul, fie pozitiv, fie zero, fie negativ, în fiecare interval de decontare a dezechilibrelor pentru un dezechilibru în orice direcție; | 112) *preț pentru dezechilibru* - prețul, fie el pozitiv, zero sau negativ, în fiecare interval de decontare a dezechilibrelor pentru un dezechilibru în orice direcție; | Compatibil | (16) ‘imbalance price’ means the price, be it positive, zero or negative, in each imbalance settlement period for an imbalance in each direction; |
| 17. „zonă a prețului de dezechilibru” înseamnă zona în care se calculează un preț de dezechilibru; | 156) *zonă a prețului de dezechilibru* - zonă geografică în care se calculează un preț pentru dezechilibru; | Compatibil | (17) ‘imbalance price area’ means the area in which an imbalance price is calculated; |
| 18. „proces de precalificare” înseamnă procesul de verificare a respectării de către un furnizor de capacitate de echilibrare a cerințelor stabilite de operatorii de transport și de sistem; | 113) *proces de precalificare* - procesul de verificare a respectării de către un furnizor de capacitate de echilibrare a cerințelor stabilite de operatorul sistemului de transport; | Compatibil | (18) ‘prequalification process’ means the process to verify the compliance of a provider of balancing capacity with the requirements set by the transmission system operators; |
| 19. „capacitate de rezervă” înseamnă volumul rezervelor pentru asigurarea stabilității frecvenței, al rezervelor pentru restabilirea frecvenței sau al rezervelor de înlocuire care trebuie să fie la dispoziția operatorului de transport și de sistem; | 13) *capacitate de rezervă* - mărimea rezervelor de capacitate pentru asigurarea stabilității frecvenței, al rezervelor de capacitate pentru restabilirea frecvenței sau al rezervelor capacității de înlocuire care trebuie să fie la dispoziția operatorului sistemului de transport; | Compatibil | (19) ‘reserve capacity’ means the amount of frequency containment reserves, frequency restoration reserves or replacement reserves that needs to be available to the transmission system operator; |
| 20. „dispecerizare prioritară” înseamnă, în legătură cu modelul de autodispecerizare, dispecerizarea centralelor electrice pe baza unor criterii diferite de ordinea economică a ofertelor și, în legătură cu modelul de dispecerizare centralizată, dispecerizarea centralelor electrice pe baza unor criterii care sunt diferite de ordinea economică a ofertelor și de constrângerile rețelei, acordând prioritate dispecerizării anumitor tehnologii de producere; | 45) *dispecerizare prioritară* - dispecerizarea instalațiilor de producere a energiei electrice pe baza unor criterii diferite de ordinea economică a ofertelor, acordând prioritate la dispecerizarea anumitor tehnologii de producție; | Compatibil | (20) ‘priority dispatch’ means, with regard to the self-dispatch model, the dispatch of power plants on the basis of criteria which are different from the economic order of bids and, with regard to the central dispatch model, the dispatch of power plants on the basis of criteria which are different from the economic order of bids and from network constraints, giving priority tothe dispatch of particular generation technologies; |
| 21. „regiune de calcul al capacităților” înseamnă zona geografică în care se aplică calculul coordonat al capacităților; | 127) *regiune de calcul al capacităților* - zona geografică în care se aplică calculul coordonat al capacităților; | Compatibil | (21) ‘capacity calculation region’ means the geographic area in which the coordinated capacity calculation is applied; |
| 22. „mecanism de asigurare a capacității” înseamnă o măsură prin care se asigură atingerea nivelului necesar de adecvare a resurselor prin remunerarea resurselor pentru disponibilitatea acestora, cu excepția măsurilor legate de serviciile auxiliare sau de gestionarea congestiilor; | 84) *mecanism de asigurare a capacității* - măsură prin care se asigură atingerea nivelului necesar de adecvanță a resurselor prin remunerarea resurselor pentru disponibilitatea acestora, cu excepția măsurilor legate de serviciile de sistem sau la gestionarea congestiilor; |  | (22) ‘capacity mechanism’ means a temporary measure to ensure the achievement of the necessary level of resource adequacy by remunerating resources for their availability, excluding measures relating to ancillary services or congestion management; |
| 23. „cogenerare de înaltă eficiență” înseamnă cogenerarea care îndeplinește criteriile prevăzute în anexa II la Directiva 2012/27/UE a Parlamentului European și a Consiliului; |  | Compatibil | (23) ‘high-efficiency cogeneration’ means cogeneration which meets the criteria laid down in Annex II to Directive 2012/27/EU of the European Parliament and of the Council, **as adapted by Ministerial Council Decision 2015/08/MC-EnC**;  Notă: La art.5 din Legea nr.92/2014 cu privire la energia termică și promovarea cogenerării este expusă definiția noțiunii de ,,cogenerare de înaltă eficiență – cogenerarea care îndeplinește criteriile stabilite în metodologia prezentată în anexa nr.1 (Metodologia de determinare a eficienței procesului de cogenerare)”. |
| 24. „proiect demonstrativ” înseamnă un proiect care demonstrează că o tehnologie este o premieră în Uniune și reprezintă o inovație semnificativă care depășește cu mult stadiul actual al tehnologiei; | 120) *proiect demonstrativ* - proiect care demonstrează că o tehnologie este o premieră de acest gen în Comunitatea Energetică și reprezintă o inovație semnificativă care depășește cu mult stadiul actual al tehnologiei; | Compatibil | (24) ‘demonstration project’ means a project which demonstrates a technology as a first of its kind in the **Energy Community** and represents a significant innovation that goes well beyond the state of the art; |
| 25. „participant la piață” înseamnă o persoană fizică sau juridică, care cumpără, vinde sau produce energie electrică, care este implicat în agregare sau care este un operator de consum dispecerizabil sau de servicii de stocare a energiei, inclusiv prin plasarea de ordine de tranzacționare pe una sau mai multe piețe de energie electrică, inclusiv pe piețele de echilibrare a energiei; | 100) *participant la piață* - persoană fizică sau juridică care cumpără, vinde sau produce energie electrică, care este implicată în agregare sau care este un operator de consum dispecerizabil sau de servicii de stocare a energiei, inclusiv prin plasarea de ordine de tranzacționare pe una sau mai multe piețe de energie electrică, inclusiv pe piețele de echilibrare; | Compatibil | (25) ‘market participant’ means a natural or legal person who buys, sells or generates electricity, who is engaged in aggregation or who is an operator of demand response or energy storage services, including through the placing of orders to trade, in one or more electricity markets, including in balancing energy markets; |
| 26. „redispecerizare” înseamnă o măsură, inclusiv de restricționare, activată de unul sau mai mulți operatori de transport și de sistem sau operatori de distribuție prin modificarea producerii, a tiparului de sarcină sau a ambelor, pentru a schimba fluxurile fizice din sistemul electroenergetic și a soluționa o congestie fizică sau a asigura siguranța sistemului; | 126) *redispecerizare* - măsură, inclusiv de restricționare, activată de unul sau mai mulți operatori ai sistemului de transport sau de distribuție prin modificarea producerii, a sarcinii electrice de consum sau a ambelor, pentru a schimba fluxurile fizice din sistemul electroenergetic și a soluționa o congestie fizică sau a asigura siguranța sistemului electroenergetic; | Compatibil | (26) ‘redispatching’ means a measure, including curtailment, that is activated by one or more transmission system operators or distribution system operators by altering the generation, load pattern, or both, in order to change physical flows in the electricity system and relieve a physical congestion or otherwise ensure system security; |
| 27. „comercializarea în contrapartidă” înseamnă un schimb interzonal, inițiat de operatorii de sistem între două zone de ofertare pentru a soluționa cazurile de congestie fizică; | 21) *comercializarea în contrapartidă* - schimb interzonal de energie electrică, inițiat de operatorii de sistem între două zone de ofertare pentru a soluționa cazurile de congestie fizică; | Compatibil | (27) ‘countertrading’ means a cross-zonal exchange initiated by system operators between two bidding zones to relieve physical congestion; |
| 28. „instalație de producere a energiei electrice” înseamnă o instalație care convertește energia primară în energie electrică și care este compusă dintr-unul sau mai multe module de producere a energiei electrice conectate la o rețea; | 16) *centrală electrică* – instalație care convertește energia primară în energie electrică și care este compusă din unul sau mai multe module de producere a energiei electrice racordate la rețeaua electrică; | Compatibil | (28) ‘power-generating facility’ means a facility that converts primary energy into electrical energy and which consists of one or more power-generating modules connected to a network; |
| 29. „model de dispecerizare centralizată” înseamnă un model de programare și de dispecerizare prin care programele de producere și programele de consum, precum și dispecerizarea instalațiilor de producere a energiei electrice și a locurilor de consum, cu referire la instalațiile dispecerizabile, sunt determinate de un operator de transport și de sistem în cadrul unui proces integrat de programare; |  | Prevederi UE opționale  Modelul de disperizare centralizată nu poate coexista cu modelul de autodispecerizare. Or, în Republica Moldova se aplică modelul de autodispecerizare. | (29) ‘central dispatching model’ means a scheduling and dispatching model where the generation schedules and consumption schedules as well as dispatching of power-generating facilities and demand facilities, in reference to dispatchable facilities, are determined by a transmission system operator within an integrated scheduling process; |
| 30. „model de autodispecerizare” înseamnă un model de programare și de dispecerizare prin care programele de producere și programele de consum, precum și dispecerizarea instalațiilor de producere a energiei electrice și a locurilor de consum sunt determinate de agenții de programare ai instalațiilor respective; | 86) *model de autodispecerizare* - model de programare și de dispecerizare prin care programele de producere și programele de consum, precum și dispecerizarea centralelor electrice și a locurilor de consum sunt determinate de agenții de programare ai instalațiilor respective; | Compatibil | (30) ‘self-dispatch model’ means a scheduling and dispatching model where the generation schedules and consumption schedules as well as dispatching of power-generating facilities and demand facilities are determined by the scheduling agents of those facilities; |
| 31. „produs standard de echilibrare” înseamnă un produs de echilibrare armonizat, definit de toți operatorii de transport și de sistem pentru schimbul de servicii de echilibrare; | 119) *produs standard de echilibrare* - produs de echilibrare armonizat, definit de toți operatorii sistemelor de transport pentru schimbul de servicii de echilibrare; | Compatibil | (31) ‘standard balancing product’ means a harmonised balancing product defined by all transmission system operators for the exchange of balancing services; |
| 32. „produs specific de echilibrare” înseamnă un produs de echilibrare, diferit de un produs standard de echilibrare; | 118) *produs specific de echilibrare* - produs de echilibrare, diferit de un produs standard de echilibrare; | Compatibil | (32) ‘specific balancing product’ means a balancing product different from a standard balancing product; |
| 33. „operator delegat” înseamnă o entitate căreia i-au fost delegate obligații sau atribuții specifice încredințate operatorului de transport și de sistem sau operatorului pieței de energie electrică desemnat, în temeiul prezentului regulament sau al altor acte juridice ale Uniunii, de către respectivul operator de transport și de sistem sau OPEED sau căreia acestea i-au fost alocate de către un stat membru sau o autoritate de reglementare; | 92) *operator delegat* - entitate căreia i-au fost delegate obligații sau atribuții specifice încredințate unui operator al sistemului de transport sau unui operator al pieței energiei electrice desemnat de către respectivul operator al sistemului de transport sau de către operatorul pieței energiei electrice desemnat sau de către Agenția Națională de Reglementare în Energetică; | Compatibil | (33) ‘delegated operator’ means an entity to whom specific tasks or obligations entrusted to a transmission system operator or nominated electricity market operator under this Regulation or other **Energy Community** legal acts have been delegated by that transmission system operator or NEMO or have been assigned by a **Party to the Energy Community** or regulatory authority; |
| 34. „client” înseamnă client în sensul definiției de la articolul 2 punctul 1 din Directiva (UE) 2019/944; | 30) *consumator* - consumatorul angro și final de energie electrică; | Compatibil | (34) ‘customer’ means a customer as defined in point (1) of Article 2 of Directive (EU) 2019/944 **as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2021/13/MC-EnC**; |
| 35. „client final” înseamnă client final în sensul definiției de la articolul 2 punctul 3 din Directiva (UE) 2019/944; | 34) *consumator final* - consumatorul care cumpără energie electrică pentru consumul propriu; | Compatibil | (35) ‘final customer’ means final customer as defined in point (3) of Article 2 of Directive (EU) 2019/944, **as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2021/13/MC- EnC**; |
| 36. „client angro” înseamnă client angro în sensul definiției de la articolul 2 punctul 2 din Directiva (UE) 2019/944; | 32) *consumator angro* – persoana fizică, întreprinzător individual sau persoană juridică care cumpără energie electrică în vederea revânzării acesteia în interiorul sau în exteriorul sistemului electroenergetic în cadrul căruia este stabilită persoana respectivă; | Compatibil | (36) ‘wholesale customer’ means a wholesale customer as defined in point (2) of Article 2 of Directive (EU) 2019/944, **as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2021/13/MC-EnC**; |
| 37. „client casnic” înseamnă client casnic în sensul definiției de la articolul 2 punctul 4 din Directiva (UE) 2019/944; | 33) *consumator casnic* - consumatorul care cumpără energie electrică pentru consumul casnic propriu, cu excepția activităților comerciale sau profesionale; | Compatibil | (37) ‘household customer’ means household customer as defined in point (4) of Article 2 of Directive (EU) 2019/944, **as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2021/13/MC-EnC**; |
| 38. „întreprindere mică” înseamnă întreprindere mică în sensul definiției de la articolul 2 punctul 7 din Directiva (UE) 2019/944; | 81) *întreprindere mică* - întreprindere care are un număr de angajați de până la 50 de persoane și o cifră anuală de afaceri sau un bilanț anual ce nu depășește echivalentul în lei a 10 milioane euro; | Compatibil | 38) ‘small enterprise’ means small enterprise as defined in point (7) of Article 2 of Directive (EU) 2019/944, **as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2021/13/MC- EnC;** |
| 39. „client activ” înseamnă client activ în sensul definiției de la articolul 2 punctul 8 din Directiva (UE) 2019/944; | 31) *consumator activ* - consumator final, sau un grup de consumatori finali ce acționează împreună, care consumă sau stochează energia electrică produsă în spațiile pe care le deține situate în zone limitate sau care consumă sau stochează energie electrică autoprodusă sau partajată la alte spații, sau care vinde energie electrică autoprodusă sau participă la programe de flexibilitate sau de eficiență energetică, cu condiția ca activitățile respective să nu constituie principala sa activitate comercială sau profesională; | Compatibil | (39) ‘active customer’ means active customer as defined in point (8) of Article 2 of Directive (EU) 2019/944, **as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2021/13/MC-EnC**; |
| 40. „piețe de energie electrică” înseamnă piețe de energie electrică în sensul definiției de la articolul 2 punctul 9 din Directiva (UE) 2019/944; | 104) *piețele de energie electrică* – piețele de energie electrică, inclusiv piețele contractelor bilaterale (piețele extrabursiere) și piețele organizate de energie electrică (burse de energie electrică), piețele de tranzacționare a energiei, a capacității, a serviciilor de echilibrare și a serviciilor de sistem în toate intervalele de timp, inclusiv piețele la termen, piețele pentru ziua următoare și piețele pe parcursul zilei; | Compatibil | (40) ‘electricity markets’ means electricity markets as defined in point (9) of Article 2 of Directive (EU) 2019/944, **as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2021/13/MC- EnC**; |
| 41. „furnizare” înseamnă furnizare în sensul definiției de la articolul 2 punctul 12 din Directiva (UE) 2019/944; | 56) *furnizare a energiei electrice* - vânzarea, inclusiv revânzarea energiei electrice către consumatori; | Compatibil | (41) ‘supply’ means supply as defined in point (12) of Article 2 of Directive (EU) 2019/944, **as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2021/13/MC-EnC**; |
| 42. „contract de furnizare a energiei electrice” înseamnă contract de furnizare a energiei electrice în sensul definiției de la articolul 2 punctul 13 din Directiva (UE) 2019/944; | 36) *contract de furnizare a energiei electrice* – contract în baza căruia se furnizează energie electrică, dar care nu include instrumente financiare derivate pe energie electrică; | Compatibil | (42) ‘electricity supply contract’ means electricity supply contract as defined in point (13) of Article 2 of Directive (EU) 2019/944, **as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2021/13/MC-EnC**; |
| 43. „agregare” înseamnă agregare în sensul definiției de la articolul 2 punctul 18 din Directiva (UE) 2019/944; | 4) *agregare* - funcție îndeplinită de o persoană fizică sau juridică care combină sarcinile electrice ale mai multor consumatori sau energia electrică produsă la mai multe centrale electrice în vederea vânzării, a cumpărării sau a licitării pe orice piață de energie electrică; | Compatibil | (43) ‘aggregation’ means aggregation as defined in point (18) of Article 2 of Directive (EU) 2019/944. **as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2021/13/MC- EnC**; |
| 44. „consum dispecerizabil” înseamnă consum dispecerizabil în sensul definiției de la articolul 2 punctul 20 din Directiva (UE) 2019/944; | 29) *consum dispecerizabil* - modificarea sarcinii electrice de către consumatorii finali față de configurațiile obișnuite sau curente de consum al energiei electrice, ca răspuns la semnalele pieței, inclusiv ca răspuns la prețurile energiei electrice care variază în funcție de ora de consum sau la stimulentele financiare, sau ca răspuns la acceptarea ofertei consumatorului final de a vinde serviciul de reducere sau de creștere a cererii la un anumit preț pe o piață organizată, fie în mod individual sau prin agregare; | Compatibil | (44) ‘demand response’ means demand response as defined in point (20) of Article 2 of Directive (EU) 2019/944, **as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2021/13/MC- EnC;** |
| 45. „sistem de contorizare inteligentă” înseamnă sistem de contorizare inteligentă în sensul definiției de la articolul 2 punctul 23 din Directiva (UE) 2019/944; | 139) *sistem de măsurare inteligent* - sistem electronic care poate să măsoare cantitatea de energie electrică livrată în rețeaua electrică sau consumul de energie electrică din rețeaua electrică, și care oferă mai multe informații decât un echipament de măsurare convențional și poate transmite și primi date în scopuri de informare, monitorizare și control, utilizând o formă de comunicații electronice; | Compatibil | (45) ‘smart metering system’ means smart metering system as defined in point (23) of Article 2 of Directive (EU) 2019/944, **as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2021/13/MC-EnC**; |
| 46. „interoperabilitate” înseamnă interoperabilitate în sensul definiției de la articolul 2 punctul 24 din Directiva (UE) 2019/944; | 71) *interoperabilitate* - în contextul contorizării inteligente, capacitatea a două sau mai multe rețele, sisteme, dispozitive, aplicații sau componente energetice sau de comunicații de a lucra în corelație, de a schimba și de a utiliza informații în vederea îndeplinirii funcțiilor stabilite; | Compatibil | (46) ‘interoperability’ means interoperability as defined in point (24) of Article 2 of Directive (EU) 2019/944, **as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2021/13/MC-EnC**; |
| 47. „distribuție” înseamnă distribuție în sensul definiției de la articolul 2 punctul 28 din Directiva (UE) 2019/944; | 46) *distribuție a energiei electrice* - transmitere a energiei electrice prin rețelele electrice de distribuție în vederea livrării acesteia către consumatori, fără a include furnizarea; | Compatibil | (47) ‘distribution’ means distribution as defined in point (28) of Article 2 of Directive (EU) 2019/944, **as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2021/13/MC-EnC**; |
| 48. „operator de distribuție” înseamnă operator de distribuție în sensul definiției de la articolul 2 punctul 29 din Directiva (UE) 2019/944; | 90) *operator al sistemului de distribuție* - întreprindere electroenergetică care desfășoară activitatea de distribuție a energiei electrice și care răspunde de exploatarea, întreținerea, modernizarea, inclusiv retehnologizarea și, dacă este necesar, de dezvoltarea rețelelor electrice de distribuție într-o anumită zonă și, după caz, a interconexiunilor acestora cu alte sisteme, precum și pentru asigurarea capacității rețelelor electrice de distribuție de a satisface pe termen lung un nivel rezonabil al cererii de prestare a serviciului de distribuție a energiei electrice; | Compatibil | 48) ‘distribution system operator’ means distribution system operator as defined in point (29) of Article 2 of Directive (EU) 2019/944, **as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2021/13/MC-EnC**; |
| 49. „eficiență energetică” înseamnă eficiență energetică în sensul definiției de la articolul 2 punctul 30 din Directiva (UE) 2019/944; |  | Compatibil | (49) ‘energy efficiency’ means energy efficiency as defined in point (30) of Article 2 of Directive (EU) 2019/944, **as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2021/13/MC- EnC**;  Notă: La art.3 din Legea nr.139/2018 cu privire la eficiența energetică, este expusă definiția noțiunii de ,,eficiență energetică – raportul dintre rezultatul obținut sub formă de servicii, bunuri sau energie și o anumită cantitate de energie folosită pentru atingerea acestui rezultat”. |
| 50. „energie din surse regenerabile” sau „energie regenerabilă” înseamnă energie din surse regenerabile în sensul definiției de la articolul 2 punctul 31 din Directiva (UE) 2019/944; |  | Compatibil | (50) ‘‘energy from renewable sources’ or ‘renewable energy’ means energy from renewable sources as defined in point (31) of Article 2 of Directive (EU) 2019/944, **as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2021/13/MC-EnC**;  Notă: La art.3 din Legea nr.10/2016 privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile este expusă definiția noțiunii de ,,energie din surse regenerabile – energie obținută prin valorificarea surselor nefosile regenerabile, respectiv energia eoliană, energia solară, energia aerotermală, energia hidrotermală și cea a oceanelor, energia hidroelectrică, biomasa, biogazul, gazul de fermentare a deșeurilor (gazul de depozit) și gazul provenit din instalațiile de epurare a apelor uzate”. |
| 51. „producere distribuită” înseamnă producere distribuită în sensul definiției de la articolul 2 punctul 32 din Directiva (UE) 2019/944 | 116) *producere distribuită* - centrale electrice racordate la rețelele electrice de distribuție; | Compatibil | (51) ‘distributed generation’ means distributed generation as defined in point (32) of Article 2 of Directive (EU) 2019/944**, as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2021/13/MC-EnC**; |
| 52. „transport” înseamnă transport în sensul definiției de la articolul 2 punctul 34 din Directiva (UE) 2019/944; | 152) *transport al energiei electrice* - transportul energiei electrice prin rețelele electrice de transport în vederea livrării acesteia către consumatorii finali sau către operatorii sistemelor de distribuție, fără a include furnizarea; | Compatibil | (52) ‘transmission’ means transmission as defined in point (34) of Article 2 of Directive (EU) 2019/944, **as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2021/13/MC- EnC**; |
| 53. „operator de transport și de sistem” înseamnă operator de transport și de sistem în sensul definiției de la articolul 2 punctul 35 din Directiva (UE) 2019/944; | 91) *operator al sistemului de transport* - întreprindere electroenergetică care desfășoară activitatea de transport al energiei electrice și de gestionare operativ-tehnologică a sistemului electroenergetic și care este responsabilă pentru exploatarea, întreținerea, modernizarea, inclusiv retehnologizarea și, dacă este necesar, pentru dezvoltarea rețelelor electrice de transport într-o anumită zonă și, după caz, a interconexiunilor acestora cu alte sisteme, precum și pentru asigurarea capacității rețelelor electrice de transport de a satisface pe termen lung un nivel rezonabil al cererii de prestare a serviciului de transport al energiei electrice; | Compatibil | (53) ‘transmission system operator’ means transmission system operator as defined in point (35) of Article 2 of Directive (EU) 2019/944, **as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2021/13/MC-EnC**; |
| 54. „utilizator al sistemului” înseamnă utilizator al sistemului în sensul definiției de la articolul 2 punctul 36 din Directiva (UE) 2019/944 | 154) *utilizator de sistem* - persoană fizică sau persoană juridică care livrează energie electrică în, sau i se livrează energie electrică din rețelele electrice de transport sau rețelele electrice de distribuție; | Compatibil | (54) ‘system user’ means system user as defined in point (36) of Article 2 of Directive (EU) 2019/944, **as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2021/13/MC- EnC**; |
| 55. „producere” înseamnă producere în sensul definiției de la articolul 2 punctul 37 din Directiva (UE) 2019/944; | 115) *producere a energiei electrice* - acțiunea de producere a energiei electrice; | Compatibil | (55) ‘generation’ means generation as defined in point (37) of Article 2 of Directive (EU) 2019/944, **as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2021/13/MC- EnC**; |
| 56. „producător” înseamnă producător în sensul definiției de la articolul 2 punctul 38 din Directiva (UE) 2019/944; | 114) *producător* - persoana fizică sau juridică care produce energie electrică; | Compatibil | (56) ‘producer’ means producer as defined in point (38) of Article 2 of Directive (EU) 2019/944, **as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2021/13/MC-EnC**; |
| 57. „sistem interconectat” înseamnă sistem interconectat în sensul definiției de la articolul 2 punctul 40 din Directiva (UE) 2019/944; | 142) *sistem interconectat* - ansamblul rețelelor electrice de transport și de distribuție legate între ele prin intermediul uneia sau mai multor interconexiuni; | Compatibil | (57) ‘interconnected system’ means interconnected system as defined in point (40) of Article 2 of Directive (EU) 2019/944 **as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2021/13/MC-EnC**; |
| 58. „mic sistem izolat” înseamnă mic sistem izolat în sensul definiției de la articolul 2 punctul 42 din Directiva (UE) 2019/944;  59. „mic sistem conectat” înseamnă mic sistem conectat în sensul definiției de la articolul 2 punctul 43 din Directiva (UE) 2019/944; |  | Prevederi UE neaplicabile | (58) ‘small isolated system’ means small isolated system as defined in point (42) of Article 2 of Directive (EU) 2019/944 **as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2021/13/MC-EnC**;  (59) ‘small connected system’ means small connected system as defined in point (43) of Article 2 of Directive (EU) 2019/944 **as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2021/13/MC-EnC**;  Notă: În Republica Moldova nu există asemenea tipuri de sisteme, respectiv se consideră inoportună transpunerea acestor notiuni |
| 60. „serviciu de sistem” înseamnă serviciu de sistem în sensul definiției de la articolul 2 punctul 48 din Directiva (UE) 2019/944; | 136) *servicii de sistem* - servicii necesare exploatării rețelelor electrice de transport sau exploatării rețelelor electrice de distribuție, inclusiv servicii de echilibrare și serviciile de sistem care nu au ca scop stabilitatea frecvenței, dar fără a include gestionarea congestiilor; | Compatibil | (60) ‘ancillary service’ means ancillary service as defined in point (48) of Article 2 of Directive (EU) 2019/944 **as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2021/13/MC-EnC**; |
| 61. „serviciu de sistem care nu are ca scop stabilitatea frecvenței” înseamnă serviciu de sistem care nu are ca scop stabilitatea frecvenței în sensul definiției de la articolul 2 punctul 49 din Directiva (UE) 2019/944; | 137) *serviciu de sistem care nu are ca scop stabilitatea frecvenței* - serviciu utilizat de un operator al sistemului de transport sau de un operator al sistemului de distribuție pentru reglajul tensiunii în regim staționar, pentru injecții rapide de curent reactiv, pentru inerție pentru stabilitatea rețelei locale, pentru curentul de scurtcircuit, capacitatea de pornire cu surse propriiși capacitatea de funcționare în regim de insulă; | Compatibil | **(**61) ‘non-frequency ancillary service’ means non-frequency ancillary service as defined in point (49) of Article 2 of Directive (EU) 2019/944 **as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2021/13/MC-EnC;** |
| 62. „stocare de energie” înseamnă stocare de energie în sensul definiției de la articolul 2 punctul 59 din Directiva (UE) 2019/944; | 144) *stocarea energiei* – proces tehnologic în sistemul electroenergetic, care amână utilizarea finală a energiei electrice pentru un moment ulterior momentului generării, sau transformarea energiei electrice într-o formă de energie care poate fi stocată, stocarea energiei respective și reconversia ulterioară a energiei respective în energie electrică sau utilizarea acesteia în alt purtător de energie; | Compatibil | (62) ‘energy storage’ means energy storage as defined in point (59) of Article 2 of Directive (EU) 2019/944; |
| 63. „centru de coordonare regional” înseamnă un centru de coordonare regional înființat în temeiul articolului 35 din prezentul regulament; | **Secțiunea 5**  **Coordonarea regională a operatorilor sistemelor de transport**  **Articolul 56.** Înființarea și atribuțiile centrului regional de coordonare  **Articolul 57.** Structura organizatorică și regulile de funcționare ale centrului regional de coordonare | Compatibil | (63) ‘regional coordination centre’ means regional coordination centre established pursuant to Article 35 to this Regulation; |
| 64. „piață angro de energie” înseamnă piață angro de energie în sensul definiției de la articolul 2 punctul 6 din Regulamentul (UE) nr. 1227/2011 al Parlamentului European și al Consiliului; | 102) *piață angro de energie electrică* - orice piață din Republica Moldova pe care se tranzacționează produse energetice angro; | Compatibil | (64) ‘wholesale energy market’ means wholesale energy market as defined in point (6) of Article 2 of Regulation (EU) No 1227/2011 of the European Parliament and of the Council **as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2018/10/MC-EnC;** |
| 65. „zonă de ofertare” înseamnă cea mai mare zonă geografică în care participanții la piață pot face schimb de energie fără alocarea de capacități; | 158) *zona de ofertare* - cea mai mare zonă geografică în care participanții la piața energiei electrice pot face schimb de energie electrică fără alocarea de capacități; | Compatibil | (65) ‘bidding zone’ means the largest geographical area within which market participants are able to exchange energy without capacity allocation; |
| 66. „alocare a capacității” înseamnă atribuirea de capacitate interzonală; | 6) *alocare a capacității* - atribuirea de capacitate interzonală; | Compatibil | (66) ‘capacity allocation’ means the attribution of cross-zonal capacity; |
| 67. „zonă de control” înseamnă o parte coerentă a sistemului interconectat, exploatată de un singur operator de sistem, și include sarcini fizice conectate și/sau unități generatoare, dacă există; | 157) *zonă de control* - parte coerentă a sistemului electroenergetic interconectat, exploatată de un singur operator de sistem și include sarcini fizice conectate și/sau unități generatoare, dacă există; | Compatibil | (67) ‘control area’ means a coherent part of the interconnected system, operated by a single system operator and shall include connected physical loads and/or generation units if any; |
| 68. „capacitate netă de transport coordonată” înseamnă o metodă de calculare a capacității pe baza principiului evaluării și definirii ex ante și a unui schimb maxim de energie între zone de ofertare adiacente; | 8) *capacitate netă de transport coordonată* - metodă de calculare a capacității pe baza principiului evaluării și definirii ex ante și a unui schimb maxim de energie electrică între zone de ofertare adiacente; | Compatibil | (68) ‘coordinated net transmission capacity’ means a capacity calculation method based on the principle of assessing and defining ex ante a maximum energy exchange between adjacent bidding zones; |
| 69. „element critic de rețea” înseamnă un element de rețea, fie în cadrul unei zone de ofertare, fie între zone de ofertare, luat în considerare în cadrul procesului de calculare a capacității, care limitează volumul de energie electrică ce poate fi schimbat; | 51) *element critic de rețea* - element al rețelei electrice, fie în cadrul unei zone de ofertare, fie între zonele de ofertare, luat în considerare în procesul de calculare a capacității, care limitează cantitatea de energie electrică care poate fi schimbată; | Compatibil | (69) ‘critical network element’ means a network element either within a bidding zone or between bidding zones taken into account in the capacity calculation process, limiting the amount of power that can be exchanged; |
| 70. „capacitate interzonală” înseamnă capacitatea sistemului interconectat de a permite transferul de energie între zone de ofertare; | 14) *capacitate interzonală* - capacitatea sistemului electroenergetic interconectat de a permite transferul de energie electrică între zone de ofertare; | Compatibil | (70) ‘cross-zonal capacity’ means the capability of the interconnected system to accommodate energy transfer between bidding zones; |
| 71. „unitate generatoare” înseamnă un singur generator de energie electrică care aparține unei unități de producție. | 153) unitate generatoare – un singur generator de energie electrică care aparține unei centrale electrice; | Compatibil | (71) ‘generation unit’ means a single electricity generator belonging to a production unit; |
| 72. ,,oră de vârf” înseamnă o oră în care, pe baza previziunilor operatorilor de transport și de sistem și, după caz, ale OPEED, consumul brut de energie electrică sau consumul brut de energie electrică produsă din alte surse decât energia din surse regenerabile sau prețul angro al energiei electrice pentru ziua următoare se preconizează că va fi cel mai ridicat, ținând seama de schimburile interzonale;  73. ,,reducere a vârfurilor de sarcină” înseamnă capacitatea participanților la piață de a reduce consumul de energie electrică din rețea în orele de vârf la cererea operatorului de sistem;  74. ,,produs de reducere a vârfurilor de sarcină” înseamnă un produs bazat pe piață, prin care participanții la piață pot oferi operatorilor de sistem o reducere a vârfurilor de sarcină;  75. ,,centru virtual regional” înseamnă o regiune nefizică care acoperă mai multe zone de ofertare pentru care se stabilește un preț de referință pe baza unei metodologii;  76. ,,contract bidirecțional pentru diferență” înseamnă un contract între un operator al unei instalații de producere a energiei electrice și o contraparte, de obicei o entitate publică, care asigură atât o protecție a remunerației minime, cât și o limitare a remunerației în exces;  77. ,,contract de achiziție de energie electrică” sau ,,PPA” înseamnă un contract în temeiul căruia o persoană fizică sau juridică acceptă să achiziționeze energie electrică de la un producător de energie electrică, pe baza pieței; |  | Prevederi UE netranspuse | Notă: Respectivele noțiuni vor fi transpuse la o etapă ulterioară.  Remarcăm că noțiunile respective din Regulamentul (UE) 2019/943 au fost adoptate recent la 13.06.2024, prin Regulamentul (UE) 2024/1747 și încă nu au fost incluse în acquis-ul Tratatului Comunității Energetice. |
| 78. ,,dispozitiv de măsurare dedicate” înseamnă un dispozitiv conectat la un activ sau încorporat în acesta, care furnizează servicii de răspuns al părții de consum sau servicii de flexibilitate pe piața energiei electrice sau operatorilor de sistem; |  |  |
| 79. ,,flexibilitate” înseamnă capacitatea unui sistem de energie electrică de a se adapta la variabilitatea modelelor de producție și de consum și la disponibilitatea rețelei, în intervalele de timp relevante ale pieței. | 54) *flexibilitate* - înseamnă capacitate a unui sistem electroenergetic de a se adapta la variația producerii și a consumului energiei electrice și la disponibilitatea rețelei electrice, în intervalele de timp relevante ale pieței energiei electrice; | Compatibil |  |
|  |  |  | **(72) ‘Member State’ means a territory of the European Union referred to in Article 27 of the Treaty.** |
| **CAPITOLUL II**  **NORME GENERALE PENTRU PIAŢA DE ENERGIE ELECTRICĂ**  **Articolul 3**  **Principiile de funcționare a piețelor de energie electrică**  Statele membre, autoritățile de reglementare, operatorii de transport și de sistem, operatorii de distribuție, operatorii pieței și operatorii delegați se asigură că piețele de energie electrică funcționează în conformitate cu următoarele principii:  (a) prețurile se formează în funcție de cerere și ofertă;  (b) normele pieței încurajează formarea liberă a prețurilor și evită acțiunile care împiedică formarea prețurilor în funcție de cerere și ofertă;  (c) normele pieței facilitează dezvoltarea unei producții de energie mai flexibile, durabile, cu emisii scăzute de carbon, și o cerere mai flexibilă;  (d) clienții sunt în măsură să beneficieze de oportunitățile de pe piață și de creșterea concurenței pe piețele cu amănuntul și pot acționa ca participanți la piața de energie și la tranziția energetică;  (e) participarea la piață a clienților finali și a întreprinderilor mici este posibilă prin agregarea producerii de la mai multe instalații de producere a energiei electrice sau a sarcinii de la mai multe locuri de consum dispecerizabil pentru a face oferte comune pe piața de energie electrică și pentru a fi exploatate în comun în sistemul electroenergetic, în conformitate cu dreptul Uniunii în materie de concurență;  (f) normele pieței permit decarbonizarea sistemului electroenergetic și, astfel, a economiei, inclusiv prin facilitarea integrării energiei electrice din surse regenerabile de energie și prin oferirea de stimulente pentru eficiența energetică;  (g) normele pieței oferă stimulente adecvate pentru investiții în producere, în special pentru investiții pe termen lung într-un sistem electroenergetic durabil și cu emisii scăzute de dioxid de carbon, în stocarea energiei, în eficiență energetică și în consum dispecerizabil, pentru a răspunde nevoilor pieței și pentru a facilita concurența loială și pentru a garanta astfel siguranța alimentării;  (h) se înlătură treptat obstacolele din calea fluxurilor transfrontaliere de energie electrică între zone de ofertare sau state membre și a tranzacțiilor transfrontaliere pe piețele de energie electrică și piețele serviciilor conexe;  (i) normele pieței asigură cooperarea regională acolo unde aceasta ar fi eficace;  (j) producerea, stocarea energiei și consumul dispecerizabil în condiții de siguranță și durabilitate participă la piață în condiții de egalitate, în conformitate cu cerințele prevăzute în dreptul Uniunii;  (k) toți producătorii sunt responsabili în mod direct sau indirect de vânzarea energiei electrice pe care o produc;  (l) normele pieței permit dezvoltarea de proiecte demonstrative în domeniul unor surse de energie, tehnologii sau sisteme durabile, sigure și cu emisii scăzute de dioxid de carbon, care trebuie să fie realizate și utilizate în beneficiul societății;  (m) normele pieței permit dispecerizarea eficientă a activelor de producere, a stocării energiei și a consumului dispecerizabil;  (n) normele pieței permit intrarea și ieșirea întreprinderilor producătoare de energie electrică și a întreprinderilor de stocare a energiei și a întreprinderilor furnizoare de energie electrică pe baza evaluării efectuate de întreprinderile respective cu privire la viabilitatea economică și financiară a operațiunilor lor;  (o) pentru a permite protecția participanților la piață împotriva riscurilor de volatilitate a prețurilor pe baza pieței, și pentru a reduce incertitudinea referitoare la randamentul viitor al investițiilor, produsele de acoperire a riscurilor pe termen lung sunt tranzacționabile la bursă într-un mod transparent, iar contractele de furnizare pe termen lung sunt negociabile pe piețele extrabursiere, sub rezerva respectării dreptului Uniunii în materie de concurență;  (p) normele pieței facilitează comerțul cu produse în întreaga Uniune, iar schimbările în materie de reglementare iau în considerare efectele atât pe termen scurt, cât și pe termen lung, asupra piețelor la termen și asupra produselor;  (q) participanții la piață au dreptul de a obține accesul la rețelele de transport și la rețelele de distribuție, în condiții obiective, transparente și nediscriminatorii. | **Articolul 82. Principii generale**  (4) Agenția, operatorul sistemului de transport, operatorii sistemelor de distribuție, operatorul pieței energiei electrice/OPEED trebuie să asigure că piețele de energie electrică sunt operate în conformitate cu următoarele principii:  a) prețurile se formează în funcție de cerere și ofertă;  b) se încurajează formarea liberă a prețurilor și se evită acțiunile care împiedică formarea prețurilor în funcție de cerere și ofertă;  c) se facilitează dezvoltarea unei producții de energie electrică mai flexibile, durabile, cu emisii reduse de carbon, și o cerere mai flexibilă;  d) consumatorii finali sunt în măsură să beneficieze de oportunitățile de piață și de creșterea concurenței pe piața cu amănuntul a energiei electrice și pot acționa în calitate de participanți la piață și la tranziția energetică;  e) participarea pe piață a consumatorilor finali și a întreprinderilor mici este posibilă prin agregarea producerii de la mai multe centrale electrice sau a sarcinii de la mai multe instalații de consum dispecerizabil pentru a face oferte comune pe piețele de energie electrică și pentru a fi exploatate în comun în sistemul electroenergetic, în conformitate cu Legea concurenței nr. 183/2012;  f) decarbonizarea sistemului electroenergetic și, astfel, a economiei, inclusiv prin facilitarea integrării energiei electrice din surse regenerabile de energie și prin oferirea de stimulente pentru eficiența energetică;  g) oferirea stimulentelor adecvate pentru investiții în producere, în special pentru investiții pe termen lung într-un sistem electroenergetic decarbonizat și durabil, în stocarea energiei, în eficiență energetică și în consum dispecerizabil, pentru a răspunde necesităților pieței și pentru a facilita concurența loială, asigurând astfel securitatea aprovizionării cu energie electrică;  h) înlăturarea progresivă a barierelor în calea fluxurilor transfrontaliere de energie electrică între zonele de ofertare sau Părțile Contractante ale Comunității Energetice și tranzacțiile transfrontaliere pe piețele de energie electrică și piețele de servicii conexe;  i) promovarea cooperării regionale;  j) producerea, stocarea energiei și consumul dispecerizabil în condiții de siguranță și durabilitate participă pe piețele de energie electrică în condiții de egalitate;  k) toți producătorii sunt responsabili direct sau indirect de vânzarea energiei electrice pe care o produc;  l) este permisă dezvoltarea de proiecte demonstrative în domeniul unor surse de energie, tehnologii sau sisteme durabile, sigure și cu emisii scăzute de carbon, care trebuie să fie realizate și utilizate în beneficiul societății;  m) permite dispecerizarea eficientă a activelor de producere, a stocării energiei și a consumului dispecerizabil;  n) intrarea și ieșirea producătorilor de energie electrică, a operatorilor instalațiilor de stocare a energiei și a furnizorilor de energie electrică sunt permise pe baza evaluării efectuate de către întreprinderile respective cu privire la viabilitatea economică și financiară a operațiunilor lor;  o) pentru a permite protecția participanților la piață împotriva riscurilor de volatilitate a prețurilor pe baza pieței, și pentru a reduce incertitudinea referitoare la randamentul viitor al investițiilor, produsele de acoperire a riscurilor pe termen lung sunt tranzacționabile pe bursele de energie electrică într-un mod transparent, iar contractele de furnizare a energiei electrice pe termen lung sunt negociabile pe piața contractelor bilaterale, sub rezerva respectării Legii concurenței nr. 183/2012;  p) comerțul cu produse în Comunitatea Energetică va fi facilitat, iar modificările în materie de reglementare iau în considerare efectele atât pe termen scurt, cât și pe termen lung asupra piețelor la termen și asupra produselor;  q) participanții pieței energiei electrice au dreptul de a obține acces la rețelele electrice în condiții obiective, transparente și nediscriminatorii. | Compatibil | **CHAPTER II**  **GENERAL RULES FOR THE ELECTRICITY MARKET**  **Article 3**  **Principles regarding the operation of electricity markets**  **Contracting Parties**, regulatory authorities, transmission system operators, distribution system operators, market operators and delegated operators shall ensure that electricity markets are operated in accordance with the following principles:  (a) prices shall be formed on the basis of demand and supply;  (b) market rules shall encourage free price formation and shall avoid actions which prevent price formation on the basis of demand and supply;  (c) market rules shall facilitate the development of more flexible generation, sustainable low carbon generation, and more flexible demand;  (d) customers shall be enabled to benefit from market opportunities and increased competition on retail markets and shall be empowered to act as market participants in the energy market and the energy transition;  (e) market participation of final customers and small enterprises shall be enabled by aggregation of generation from multiple power-generating facilities or load from multiple demand response facilities to provide joint offers on the electricitymarket and be jointly operated in the electricity system, in accordance with **Energy Community** competition law;  (f) market rules shall enable the decarbonisation of the electricity system and thus the economy, including by enabling the integration of electricity from renewable energy sources and by providing incentives for energy efficiency;  (g) market rules shall deliver appropriate investment incentives for generation, in particular for long-term investments in a decarbonised and sustainable electricity system, energy storage, energy efficiency and demand response to meet market needs, and shall facilitate fair competition thus ensuring security of supply;  (h) barriers to cross-border electricity flows between bidding zones or **Parties to the Energy Community** and cross-border transactions on electricity markets and related services markets shall be progressively removed;  (i) market rules shall provide for regional cooperation where effective;  (j) safe and sustainable generation, energy storage and demand response shall participate on equal footing in the market, under the requirements provided for in the Union law;  (k) all producers shall be directly or indirectly responsible for selling the electricity they generate;  (l) market rules shall allow for the development of demonstration projects into sustainable, secure and low-carbon energy sources, technologies or systems which are to be realised and used to the benefit of society;  (m) market rules shall enable the efficient dispatch of generation assets, energy storage and demand response;  (n) market rules shall allow for entry and exit of electricity generation, energy storage and electricity supply undertakings based on those undertakings' assessment of the economic and financial viability of their operations;  (o) in order to allow market participants to be protected against price volatility risks on a market basis, and mitigate uncertainty on future returns on investment, long-term hedging products shall be tradable on exchanges in a transparent manner and long-term electricity supply contracts shall be negotiable over the counter, subject to compliance with **Energy Community** competition law;  (p) market rules shall facilitate trade of products across the **Energy Community** and regulatory changes shall take into account effects on both short-term and long-term forward and futures markets and products;  (q) market participants shall have a right to obtain access to the transmission networks and distribution networks on objective, transparent and non-discriminatory terms. |
| **Articolul 4**  **Tranziția echitabilă**  Comisia sprijină statele membre care adoptă o strategie națională pentru reducerea progresivă a capacității existente de producere și extracție pe bază de cărbune și a altor combustibili fosili solizi, prin toate mijloacele disponibile, pentru a permite o tranziție echitabilă în regiunile afectate de schimbări structurale. Comisia acordă asistență statelor membre în abordarea efectelor sociale și economice ale tranziției la o energie curată.  Comisia lucrează în strânsă colaborare cu părțile interesate din regiunile cu utilizare intensivă a cărbunelui și cu emisii ridicate de dioxid de carbon, facilitează accesul la fondurile și programele disponibile și utilizarea acestora și încurajează schimbul de bune practici, inclusiv discuțiile privind foile de parcurs industriale și necesitățile în materie de recalificare. | **Articolul 1. Scopul legii și sfera de aplicare**  (3) Legea urmărește să asigure prețuri și costuri ale energiei electrice accesibile și transparente pentru consumatori, un grad ridicat de securitate a aprovizionării cu energie electrică și o tranziție lină către un sistem energetic durabil cu emisii reduse de dioxid de carbon. (…) | Compatibil | **Article 4**  **Just transition**  The **Energy Community Secretariat** shall support **Contracting Parties** that put in place a national strategy for the progressive reduction of existing coal and other solid fossil fuel generation and mining capacity through all available means to enable a just transition in regions affected by structural change. The **Energy Community Secretariat** shall assist **Contracting Parties** in addressing the social and economic impacts of the clean energy transition.  The **Energy Community Secretariat** shall work in close partnership with the stakeholders in coal and carbon-intensive regions, shall facilitate the access to and use of available funds and programmes, and shall encourage the exchange of good practices, including discussions on industrial roadmaps and reskilling needs. |
| **Articolul 5**  **Responsabilitatea în materie de echilibrare**  (1) Toți participanții la piață sunt responsabili pentru dezechilibrele pe care le cauzează în sistem (denumită în continuare „responsabilitatea în materie de echilibrare”). În acest scop, participanții la piață fie sunt părți responsabile cu echilibrarea, fie își deleagă prin contract responsabilitatea unei părți responsabile cu echilibrarea la alegerea lor. Fiecare parte responsabilă cu echilibrarea poartă răspunderea financiară pentru dezechilibrele sale și depune eforturi pentru a fi echilibrată sau contribuie la echilibrarea sistemului electroenergetic. | **Articolul 90. Responsabilitatea în materie de echilibrare și decontarea dezechilibrelor**  (2) În scopul asigurării echilibrului între producere, import și consum, al asigurării executării neobstrucționate a tranzacțiilor de vânzare-cumpărare a energiei electrice, al separării tranzacțiilor financiare de furnizarea fizică și în scopul decontării corecte a acestora, toți participanții pieței energiei electrice sunt responsabili pentru dezechilibrele pe care le cauzează în sistemul electroenergetic. În acest scop, participanții la piață sunt considerați părți responsabile pentru echilibrare și sunt responsabili din punct de vedere financiar pentru dezechilibrele lor și depun eforturi să fie echilibrați sau contribuie la echilibrarea sistemului electroenergetic.  (3) Un participant la piață poate acționa ca parte responsabilă pentru echilibrare direct sau poate delega prin contract responsabilitatea pentru echilibrare unei alte părți responsabile pentru echilibrare la alegerea sa (reprezentantul părții responsabile pentru echilibrare). Părțile responsabile pentru echilibrare își îndeplinesc obligațiile stabilite în conformitate cu prezenta lege, Regulile pieței energiei electrice, precum și liniile directoare privind echilibrarea energiei electrice aprobat de Agenție în conformitate cu Articolul 39. | Compatibil | **Article 5**  **Balance responsibility**  1. All market participants shall be responsible for the imbalances they cause in the system (‘balance responsibility’). To that end, market participants shall either be balance responsible parties or shall contractually delegate their responsibility to a balance responsible party of their choice. Each balance responsible party shall be financially responsible for its imbalances and shall strive to be balanced or shall help the electricity system to be balanced. |
| (2) Statele membre pot prevedea derogări de la responsabilitatea în materie de echilibrare numai în ceea ce privește:  (a) proiectele demonstrative pentru tehnologii inovatoare, sub rezerva aprobării de către autoritatea de reglementare, cu condiția ca respectivele derogări să se limiteze la durata și amploarea necesare pentru realizarea scopurilor demonstrative;  (b) instalațiile de producere a energiei electrice care utilizează surse regenerabile de energie, cu o putere instalată de producere a energiei electrice mai mică de 400 kW;  (c) instalațiile care beneficiază de sprijin aprobat de Comisie în conformitate cu normele Uniunii în materie de ajutoare de stat în temeiul articolelor 107, 108 și 109 din TFUE și puse în funcțiune înainte de 4 iulie 2019.  Statele membre pot, fără a aduce atingere articolelor 107 și 108 din TFUE, să ofere stimulente participanților la piață care beneficiază integral sau parțial de o scutire de la responsabilitatea în materie de echilibrare să își asume integral responsabilitatea în materie de echilibrare. | **Articolul 90. Responsabilitatea în materie de echilibrare și decontarea dezechilibrelor**  (9) În mod excepțional, Agenția poate acorda derogări de la responsabilitatea pentru echilibrare numai în ceea ce privește:  a) proiectele demonstrative pentru tehnologii inovatoare, supuse aprobării de către Agenție, cu condiția ca respectivele derogări să se limiteze la durata și în amploarea necesară pentru realizarea scopurilor demonstrative;  b) centralele electrice care utilizează surse regenerabile de energie cu o capacitate instalată de producere a energiei electrice mai mică de 400 kW;  c) instalațiile care beneficiază de sprijin autorizat de Consiliul Concurentei în temeiul Legii nr. 139/2012 cu privire la ajutorul de stat și puse în funcțiune înainte de 15 decembrie 2022.  (10) Fără a aduce atingere Legii nr. 139/2012 cu privire la ajutorul de stat, participanții la piață menționați la alin. (9) care beneficiază integral sau parțial de derogări de la responsabilitatea pentru echilibrare pot beneficia de stimulente pentru a accepta integral responsabilitatea pentru echilibrare. | Compatibil | 2. **Contracting Parties** may provide derogations from balance responsibility only for:  (a) demonstration projects for innovative technologies, subject to approval by the regulatory authority, provided that those derogations are limited to the time and extent necessary for achieving the demonstration purposes;  (b) power-generating facilities using renewable energy sources with an installed electricity capacity of less than 400 kW;  (c) installations benefitting from support approved by **the competent authorities** under **Energy Community** State aid rules pursuant to **Articles 18 and 19 of Energy Community Treaty**, and commissioned **before the date of entry into force of this Regulation**.  **Contracting Parties** may, without prejudice to **Annex III of Energy Community Treaty**, provide incentives to market participants which are fully or partly exempted from balancing responsibility to accept full balancing responsibility. |
| (3) Atunci când acordă o derogare în conformitate cu alineatul (2), un stat membru se asigură că responsabilitatea financiară pentru dezechilibre revine unui alt participant la piață. | **Articolul 90. Responsabilitatea în materie de echilibrare și decontarea dezechilibrelor**  (11) În cazul în care se acordă o derogare în conformitate cu alin. (9), responsabilitatea financiară pentru dezechilibre este îndeplinită de un alt participant la piață, în modul stabilit de Agenție în hotărârea prin care a fost oferită derogarea respectivă. | Compatibil | 3. When a **Contracting Party** provides a derogation in accordance with paragraph 2, it shall ensure that the financial responsibility for imbalances is fulfilled by another market participant. |
| (4) Pentru instalațiile de producere a energiei electrice puse în funcțiune începând de la 1 ianuarie 2026, alineatul (2) litera (b) se aplică numai instalațiilor de producere care utilizează surse regenerabile de energie și care au o putere instalată de producere a energiei electrice mai mică de 200 kW. | **Articolul 90. Responsabilitatea în materie de echilibrare și decontarea dezechilibrelor**  (12) Pentru centralele electrice puse în funcțiune de la 1 ianuarie 2026, alin. (9) lit. b) se aplică numai centralelor electrice care utilizează surse regenerabile de energie cu o capacitate electrică instalată mai mică de 200 kW. | Compatibil | 4. For power-generating facilities commissioned from 1 January 2026, point (b) of paragraph 2 shall apply only to generating installations using renewable energy sources with an installed electricity capacity of less than 200 kW. |
| **Articolul 6**  **Piața de echilibrare**  (1) Piețele de echilibrare, inclusiv procesele de precalificare, sunt organizate în așa fel încât:  (a) să se asigure în mod eficace nediscriminarea participanților la piață, ținând seama de diferitele necesități tehnice ale sistemului electroenergetic și de diferitele capacități tehnice ale surselor de producere a energiei, de stocare a energiei și a consumului dispecerizabil;  (b) să se asigure că serviciile sunt definite într-o manieră transparentă și neutră din punct de vedere tehnologic și că acestea sunt achiziționate printr-o procedură transparentă, bazată pe piață;  (c) să se asigure accesul nediscriminatoriu la toți participanții la piață, individual sau prin agregare, inclusiv la energia electrică produsă din surse regenerabile de energie variabile, la consumul dispecerizabil și la serviciile de stocare a energiei;  (d) să se respecte necesitatea de a integra ponderea din ce în ce mai mare de producere variabilă, creșterea consumului dispecerizabil și apariția unor noi tehnologii. | **Articolul 91. Piața de echilibrare**  (2) Piața de echilibrare, inclusiv procesele de precalificare, se organizează în așa mod încât:  a) să asigure nediscriminarea efectivă între participanții la piață, ținând cont de diferitele necesități tehnice ale sistemului electroenergetic și de diferitele capacități tehnice ale surselor de producere, de stocare a energiei și ale consumului dispecerizabil;  b) să asigure că serviciile de echilibrare sunt definite într-o manieră transparentă și neutră din punct de vedere tehnologic și că acestea sunt achiziționate printr-o procedură transparentă, bazată pe mecanisme de piață;  c) să asigure accesul nediscriminatoriu tuturor participanților la piața energiei electrice, individual sau prin agregare, inclusiv pentru energia electrică produsă din surse regenerabile de energie variabile, la consumul dispecerizabil și la serviciile de stocare a energiei;  d) să respecte necesitatea de a integra ponderea tot mai mare de producere variabilă, creșterea consumului dispecerizabil și apariția unor noi tehnologii de producere a energiei electrice. | Compatibil | *Article 6*  **Balancing market**  1. Balancing markets, including prequalification processes, shall be organised in such a way as to:  (a) ensure effective non-discrimination between market participants taking account of the different technical needs of the electricity system and the different technical capabilities of generation sources, energy storage and demand response;  (b) ensure that services are defined in a transparent and technologically neutral manner and are procured in a transparent, market-based manner;  (c) ensure non-discriminatory access to all market participants, individually or through aggregation, including for electricity generated from variable renewable energy sources, demand response and energy storage;  (d) respect the need to accommodate the increasing share of variable generation, increased demand responsiveness and the advent of new technologies. |
| (2) Prețul energiei de echilibrare nu este predeterminat în contractele privind capacitatea de echilibrare. Procesele de achiziție sunt transparente, în conformitate cu articolul 40 alineatul (4) din Directiva (UE) 2019/944 respectând în același timp confidențialitatea informațiilor sensibile din punct de vedere comercial. | **Articolul 91. Piața de echilibrare**  (4) Prețul energiei de echilibrare nu trebuie să fie prestabilit în contractele privind capacitatea de echilibrare. Procesele de achiziție se organizează în mod transparent conform Articolul 35 alin. (4), respectând în același timp confidențialitatea informațiilor sensibile din punct de vedere comercial. | Compatibil | 2. The price of balancing energy shall not be pre-determined in contracts for balancing capacity. Procurement processes shall be transparent in accordance with Article 40(4) of Directive (EU) 2019/944, **as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2021/13/MC-EnC,** while protecting the confidentiality of commercially sensitive information. |
| (3) Piețele de echilibrare asigură siguranța în funcționare, permițând, în același timp, utilizarea la maximum și alocarea eficientă a capacității interzonale de la un interval de timp la altul în conformitate cu articolul 17. | **Articolul 91. Piața de echilibrare**  (5) Piața de echilibrare trebuie să asigure siguranța în funcționare a sistemului electroenergetic, permițând în același timp, utilizarea la maxim și alocarea eficientă a capacității interzonale de la un interval de timp la altul, în conformitate cu Articolul 45. | Compatibil | 3. Balancing markets shall ensure operational security whilst allowing for maximum use and efficient allocation of cross-zonal capacity across timeframes in accordance with Article 17. |
| (4) Decontarea energiei de echilibrare pentru produsele de echilibrare standard și produsele de echilibrare specifice se bazează pe prețuri marginale, de tip „pay-as-cleared”, cu excepția cazului în care toate autoritățile de reglementare aprobă o metodă alternativă de stabilire a prețurilor pe baza unei propuneri comune a tuturor operatorilor de sistem și de transport, în urma unei analize care demonstrează că metoda alternativă de stabilire a prețurilor este mai eficientă.  Participanților la piață trebuie să li se permită să liciteze cât mai aproape posibil de timpul real, iar ora de închidere a porții pentru energia de echilibrare nu poate precede ora de închidere a porții pieței intrazilnice interzonale.  Operatorul de transport și de sistem care aplică un model de dispecerizare centralizată poate stabili norme suplimentare în conformitate cu orientările privind echilibrarea sistemului de energie electrică adoptate în temeiul articolului 6 alineatul (11) din Regulamentul (CE) nr. 714/2009. | **Articolul 91. Piața de echilibrare**  (6) Decontarea energiei de echilibrare pentru produsele de echilibrare standard și produsele de echilibrare specifice se bazează pe prețuri marginale (pay-as-cleared), cu excepția cazului în care Agenția aprobă o metodă alternativă de stabilire a prețurilor pe baza unei propuneri depuse de operatorul sistemului de transport, în urma unei analize care demonstrează că acea metodă alternativă de stabilire a prețurilor este mai eficientă. Participanților pieței energiei electrice li se va permite să liciteze cât mai aproape posibil de timpul real, iar ora de închidere a porții pentru energia de echilibrare nu poate precede ora de închidere a porții pe parcursul zilei interzonale. | Compatibil  Prevederi UE opționale | 4. The settlement of balancing energy for standard balancing products and specific balancing products shall be based on marginal pricing (pay-as-cleared) unless all regulatory authorities approve an alternative pricing method on the basis of a joint proposal by all transmission system operators following an analysis demonstrating that that alternative pricing method is more efficient.  Market participants shall be allowed to bid as close to real time as possible, and balancing energy gate closure times shall not be before the intraday cross-zonal gate closure time.  Transmission systemoperators applying a central dispatchingmodelmay establish additional rules in accordance with **Regulation (EU) 2017/2195, as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2022/03/MC-EnC.**  Notă: Modelul de disperizare centralizată nu poate coexista cu modelul de autodispecerizare. Or, în Republica Moldova se aplică modelul de autodispecerizare. |
| (5) Dezechilibrele se decontează la un preț care reflectă valoarea energiei în timp real. | **Articolul 91. Piața de echilibrare**  (7) Dezechilibrele se decontează la un preț care reflectă valoarea energiei electrice în timp real. Zona prețului de dezechilibru este echivalentă cu zona de ofertare. | Compatibil | 5. The imbalances shall be settled at a price that reflects the real-time value of energy. |
| (6) O zonă a prețului de dezechilibru trebuie să fie egală cu o zonă de ofertare, cu excepția cazului unui model de dispecerizare centralizată, caz în care o zonă a prețului de dezechilibru poate constitui o parte a unei zone de ofertare. | **Articolul 91. Piața de echilibrare**  (7) Dezechilibrele se decontează la un preț care reflectă valoarea energiei electrice în timp real. Zona prețului de dezechilibru este echivalentă cu zona de ofertare. | Compatibil | 6. Each imbalance price area shall be equal to a bidding zone, except in the case of a central dispatching model where an imbalance price area may constitute a part of a bidding zone. |
| (7) Dimensionarea capacității de rezervă se realizează de operatorii de transport și de sistem și se facilitează la nivel regional. | **Articolul 91. Piața de echilibrare**  (8) Dimensionarea capacității de rezervă se realizează de către operatorul sistemului de transport, care va coopera în acest sens cu alți operatori ai sistemelor de transport din regiune. | Compatibil | 7. The dimensioning of reserve capacity shall be performed by the transmission systemoperators and shall be facilitated at regional level. |
| (8) Achizițiile de capacitate de echilibrare se realizează de operatorul de transport și de sistem și pot fi facilitate la nivel regional. Rezerva privind capacitatea transfrontalieră în acest scop poate fi limitată. Achizițiile de capacitate de echilibrare se bazează pe piață și sunt organizate în așa fel încât să fie nediscriminatorii pentru participanții la piață în procesul de precalificare, în conformitate cu articolul 40 alineatul (4) din Directiva (UE) 2019/944, indiferent dacă participanții la piață participă în mod individual sau prin agregare.  Achizițiile de capacitate de echilibrare se bazează pe o piață primară, cu excepția cazului și în măsura în care autoritatea de reglementare a aprobat o derogare prin care permite utilizarea altor forme de achiziții bazate pe piață din cauza lipsei concurenței pe piața serviciilor de echilibrare. Derogările de la obligația de efectuare a achizițiilor de capacitate de echilibrare prin utilizarea piețelor primare se revizuiesc la fiecare trei ani. | **Articolul 92. Dispoziții specifice privind piața de echilibrare. Derogări**  (1) Achiziția capacității de echilibrare se efectuează de către operatorul sistemului de transport, care poate coopera cu alți operatori ai sistemelor de transport din regiune pentru a facilita achiziția capacității de echilibrare la nivel regional. Rezervarea capacității transfrontaliere în acest scop poate fi limitată. Achiziția capacității de echilibrare se bazează pe mecanisme de piață și este organizată în așa fel încât să fie nediscriminatorie pentru participanții la piață în procesul de precalificare, în conformitate cu Articolul 35 alin. (4), indiferent dacă participanții la piață participă în mod individual sau prin agregare. Achiziția capacității de echilibrare se realizează pe o piață primară, cu excepția cazului și în măsura în care Agenția a aprobat o derogare pentru a permite utilizarea altor forme de achiziții bazate pe mecanisme de piață din cauza lipsei concurenței pe piața de echilibrare. Derogările de la obligația de efectuare a achiziției capacității de echilibrare prin intermediul piețelor primare se revizuiesc la fiecare trei ani. | Compatibil | 8. The procurement of balancing capacity shall be performed by the transmission systemoperator and may be facilitated at a regional level. Reservation of cross-border capacity to that end may be limited. The procurement of balancing capacity shall be market-based and organised in such a way as to be non-discriminatory between market participants in the prequalification process in accordance with Article 40(4) of Directive (EU) 2019/944, **as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2021/13/MC-EnC** whether market participants participate individually or through aggregation.  Procurement of balancing capacity shall be based on a primary market unless and to the extent that the regulatory authority has provided for a derogation to allow the use of other forms of market- based procurement on the grounds of a lack of competition in the market for balancing services. Derogations from the obligation to base the procurement of balancing capacity on use of primary markets shall be reviewed every three years. |
| (9) Achizițiile de capacitate de echilibrare ascendentă și de capacitate de echilibrare descendentă se efectuează separat, cu excepția cazului în care autoritatea de reglementare aprobă o derogare de la acest principiu întrucât o evaluare realizată de operatorul de transport și de sistem a demonstrat că aceasta ar conduce la o eficiență economică mai ridicată. Contractele de capacitate de echilibrare se încheie cu cel mult o zi înainte de furnizarea capacității de echilibrare, pentru o durată contractuală de maximum o zi, cu excepția cazului și în măsura în care autoritatea de reglementare a aprobat încheierea de contracte mai devreme sau durate mai lungi ale contractului pentru a asigura siguranța alimentării sau pentru a îmbunătăți eficiența economică.  Atunci când este acordată o derogare, pentru cel puțin 40 % din produsele standard de echilibrare și cel puțin 30 % din toate produsele utilizate pentru capacitatea de echilibrare, contractele de capacitate de echilibrare se încheie pentru nu mai mult de o zi înainte de furnizarea capacității de echilibrare, iar durata contractuală este de maximum o zi. Contractarea părții rămase din capacitatea de echilibrare se execută cu cel mult o lună înainte de furnizarea capacității de echilibrare și are o durată contractuală de maximum o lună. | **Articolul 92. Dispoziții specifice privind piața de echilibrare. Derogări**  (2) Achiziția capacității de echilibrare de creștere și a capacității de echilibrare de reducere se efectuează separat, cu excepția cazului în care Agenția aprobă o derogare de la acest principiu pe baza faptului că aceasta ar conduce la o eficiență economică mai mare, fapt demonstrat printr-o evaluare efectuată de operatorul sistemului de transport. Contractele pentru capacitatea de echilibrare se încheie cu cel mult o zi înainte de furnizarea capacității de echilibrare, pentru o durată de contractare de maxim o zi, cu excepția cazului și în măsura în care, pentru a asigura securitatea aprovizionării sau pentru a îmbunătăți eficiența economică, Agenția a aprobat posibilitatea încheierii contractelor mai devreme de o zi înainte de furnizarea capacității de echilibrare sau pe durate mai lungi ale contractului.  (3) În cazul în care se acordă o derogare în conformitate cu alin. (2), pentru cel puțin 40% din produsele de echilibrare standard și pentru cel puțin 30% din toate produsele utilizate pentru capacitatea de echilibrare, contractele pentru capacitatea de echilibrare se încheie cu cel mult o zi înainte de furnizarea capacității de echilibrare, iar durata contractuală este de maxim o zi. Contractarea părții rămase din capacitatea de echilibrare se execută cu cel mult o lună înainte de furnizarea capacității de echilibrare și are o durată contractuală de maxim o lună. | Compatibil | 9. The procurement of upward balancing capacity and downward balancing capacity shall be carried out separately, unless the regulatory authority approves a derogation from this principle on the basis that this would result in higher economic efficiency as demonstrated by an evaluation performed by the transmission system operator. Contracts for balancing capacity shall not be concluded more than one day before the provision of the balancing capacity and the contracting period shall be no longer than one day, unless and to the extent that the regulatory authority has approved the earlier contracting or longer contracting periods to ensure the security of supply or to improve economic efficiency.  Where a derogation is granted, for at least 40 % of the standard balancing products and aminimum of 30 % of all products used for balancing capacity, contracts for the balancing capacity shall be concluded for no more than one day before the provision of the balancing capacity and the contracting period shall be no longer than one day. The contracting of the remaining part of the balancing capacity shall be performed for a maximum of one month in advance of the provision of balancing capacity and shall have a maximum contractual period of one month. |
| (10) La cererea operatorului de transport și de sistem, autoritatea de reglementare poate decide să prelungească durata contractuală a părții rămase de capacitate de echilibrare menționate la alineatul (9) pentru o durată maximă de douăsprezece luni, cu condiția ca o astfel de decizie să fie limitată în timp, iar efectele pozitive în ceea ce privește reducerea costurilor pentru clienții finali să depășească efectele negative asupra pieței. Cererea include:  (a) perioada de timp pe parcursul căreia s-ar aplica scutirea;  (b) cantitatea capacității de echilibrare pentru care s-ar aplica scutirea;  (c) o analiză a impactului scutirii asupra participării resurselor de echilibrare; și  (d) justificarea scutirii, prin care să se demonstreze că această scutire ar conduce la costuri mai mici pentru clienții finali. | **Articolul 92. Dispoziții specifice privind piața de echilibrare. Derogări**  (4) La cererea operatorului sistemului de transport, Agenția poate decide prelungirea duratei contractuale a părții rămase din capacitatea de echilibrare menționată la alin. (3) pentru o durată de maxim douăsprezece luni, cu condiția ca o astfel de decizie să fie limitată în timp, iar efectele pozitive în ceea ce privește reducerea costurilor pentru consumatorii finali să depășească efectele negative asupra pieței energiei electrice. Cererea operatorului sistemului de transport include:  a) perioada de timp pe parcursul căreia s-ar aplica derogarea;  b) mărimea capacității de echilibrare pentru care s-ar aplica derogarea;  c) o analiză a impactului derogării asupra participării resurselor de echilibrare;  d) o justificare a derogării care să demonstreze că aceasta ar duce la costuri mai mici pentru consumatorii finali. | Compatibil | 10. At the request of the transmission system operator, the regulatory authority may decide to extend the contractual period of the remaining part of balancing capacity referred to in paragraph 9 to a maximum period of twelve months provided that such a decision is limited in time, and the positive effects in terms of lowering of costs for final customers exceed the negative impacts on the market. The request shall include:  (a) the specific period during which the exemption would apply;  (b) the specific volume of balancing capacity to which the exemption would apply;  (c) an analysis of the impact of the exemption on the participation of balancing resources; and  (d) a justification for the exemption demonstrating that such an exemption would lead to lower costs to final customers. |
| (11) În pofida alineatului (10), de la 1 ianuarie 2026, duratele contractuale sunt de maximum șase luni. | **Articolul 149. Dispoziții tranzitorii**  (6) De la 1 ianuarie 2026, perioada de contractare a contractelor de capacitate de echilibrare prevăzută la Articolul 92 nu poate fi mai mare de șase luni. | Compatibil | 11. Notwithstanding paragraph 10, from 1 January 2026 contract periods shall not be longer than six months. |
| (12) Până la 1 ianuarie 2028, autoritățile de reglementare raportează Comisiei și ACER cu privire la proporția din puterea totală care face obiectul unor contracte cu o durată mai mare de o zi sau cu o perioadă de achiziție mai mare de o zi. | **Articolul 92. Dispoziții specifice privind piața de echilibrare. Derogări**  (5) Agenția raportează Secretariatului Comunității Energetice și Comitetului de Reglementare al Comunității Energetice cu privire la cota parte din puterea totală care face obiectul unor contracte cu o durată mai mare de o zi sau cu o perioadă de achiziție mai mare de o zi. | Compatibil | 12. By 1 January 2028, regulatory authorities shall report to the **Energy Community Secretariat and the Energy Community Regulatory Board** on the share of the total capacity covered by contracts with a duration or a procurement period of longer than one day. |
| (13) Operatorii de transport și de sistem sau operatorii delegați de aceștia publică, cât mai curând posibil, dar cu o întârziere de maximum 30 de minute după livrare, echilibrul actual al sistemului în cadrul zonelor lor de programare, prețurile de dezechilibru estimate și prețurile estimate ale energiei de echilibrare. | **Articolul 92. Dispoziții specifice privind piața de echilibrare. Derogări**  (6) Operatorul sistemului de transport publică cât mai curând posibil, dar cu o întârziere de maxim 30 de minute după livrare, bilanțul actual al sistemului din zona sa de programare, prețurile de dezechilibru estimate și prețurile estimate ale energiei de echilibrare. |  | 13. Transmission system operators or their delegated operators shall publish, as close to real time as possible but with a delay after delivery of no more than 30 minutes, the current system balance of their scheduling areas, the estimated imbalance prices and the estimated balancing energy prices |
| (14) În cazul în care produsele de echilibrare standard nu sunt suficiente pentru a asigura siguranța în funcționare sau în cazul în care unele resurse de echilibrare nu pot participa la piața de echilibrare prin produse de echilibrare standard, operatorii de transport și de sistem pot propune derogări de la alineatele (2) și (4) pentru produse de echilibrare specifice care sunt activate la nivel local fără a le schimba cu alți operatori de transport și de sistem, iar autoritățile de reglementare pot aproba astfel de derogări.  Propunerile de derogări includ o descriere a măsurilor propuse pentru reducerea la minimum a utilizării anumitor produse care fac obiectul eficienței economice, o demonstrație a faptului că produsele specifice nu creează ineficiențe și denaturări semnificative pe piața de echilibrare fie din interiorul, fie din afara zonei de programare, precum și, după caz, norme și informații privind procesul de transformare a ofertelor de energie de echilibrare din produse specifice de echilibrare în oferte de energie de echilibrare din produse standard de echilibrare. | **Articolul 92. Dispoziții specifice privind piața de echilibrare. Derogări**  (7) În cazul în care produsele de echilibrare standard nu sunt suficiente pentru a asigura siguranța în funcționare a sistemului electroenergetic sau în cazul în care unele resurse de echilibrare nu pot participa la piața de echilibrare prin produse de echilibrare standard, operatorul sistemului de transport poate propune, iar Agenția poate aproba, derogări de la Articolul 91 aliniatele (4) și (6) pentru produse de echilibrare specifice care sunt activate local fără a le schimba cu alți operatori ai sistemelor de transport.  Propunerile de derogări includ o descriere a măsurilor propuse pentru a reduce utilizarea anumitor produse care fac obiectul eficienței economice, o argumentare a faptului că produsele specifice nu creează ineficiențe și denaturări semnificative pe piața de echilibrare fie din interiorul, fie din afara zonei de programare, precum și, după caz, norme și informații pentru procesul de transformare a ofertelor de energie de echilibrare din produse de echilibrare specifice în oferte de energie de echilibrare din produse de echilibrare standard. | Compatibil | 14. Transmission system operators may, where standard balancing products are not sufficient to ensure operational security or where some balancing resources cannot participate in thebalancing market through standard balancing products, propose, and the regulatory authorities may approve, derogations from paragraphs 2 and 4 for specific balancing products which are activated locally without exchanging them with other transmission system operators.  Proposals for derogations shall include a description of measures proposed to minimise the use of specific products, subject to economic efficiency, a demonstration that the specific products do not create significant inefficiencies and distortions in the balancing market either inside or outside the scheduling area, as well as, where applicable, the rules and information for the process for converting the balancing energy bids from specific balancing products into balancing energy bids from standard balancing products. |
| **Articolul 7**  **Piețele pentru ziua următoare și piețele intrazilnice**  (1) Operatorii de transport și de sistem și OPEED organizează în comun gestionarea piețelor integrate pentru ziua următoare și a piețelor intrazilnice în conformitate cu Regulamentul (UE) 2015/1222. Operatorii de transport și de sistem și OPEED cooperează la nivelul Uniunii sau, dacă este necesar, la nivel regional, cu scopul de a maximiza eficiența și eficacitatea tranzacționării pentru ziua următoare și a tranzacționării intrazilnice a energiei electrice în Uniune. Această obligație de cooperare nu aduce atingere aplicării dreptului Uniunii în materie de concurență. În exercitarea funcțiilor pe care le dețin în materie de tranzacționare a energiei electrice, operatorii de transport și de sistem și OPEED sunt supuși supravegherii reglementare de către autoritățile de reglementare în temeiul articolului 59 din Directiva (UE) 2019/944 și de către ACER în temeiul articolelor 4 și 8 din Regulamentul (UE) 2019/942 și sunt supuși obligațiilor în materie de transparență și supraveghere eficace împotriva manipulării pieței prevăzute în Regulamentul (UE) nr. 1227/2011. | **Articolul 89. Piețele pentru ziua următoare și pe parcursul zilei. Cuplarea piețelor**  (2) În sensul prezentului articol, prin cuplarea piețelor pentru ziua următoare și pe parcursul zilei se înțelege fuziunea pieței pentru ziua următoare și a pieței pe parcursul zilei din Republica Moldova cu o singură piață paneuropeană interzonală pentru ziua următoare și pe parcursul zilei. Operatorul sistemului de transport și OPEED organizează în comun gestionarea piețelor integrate pentru ziua următoare și pe parcursul zilei. Operatorul sistemului de transport și OPEED cooperează la nivelul Comunității Energetice sau, după caz, la nivel regional, pentru a maximiza eficiența și eficacitatea tranzacționării pentru ziua următoare și pe parcursul zilei a energiei electrice din Comunitatea Energetică. Obligația de a coopera nu aduce atingere aplicării Legii concurenței nr. 183/2012. La exercitarea funcțiilor lor, operatorul sistemului de transport și OPEED trebuie să îndeplinească obligațiile ce țin de transparență, iar Comitetul de Reglementare al Comunității Energetice, Agenția monitorizează activitatea acestora, inclusiv sub aspectul manipulării pieței. | Compatibil | ***Article 7***  **Day-ahead and intraday markets**  1. Transmission system operators and NEMOs shall jointly organise the management of the integrated day-ahead and intraday markets in accordance with Regulation (EU) 2015/1222, **as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2022/03/MC-EnC**. Transmission system operators and NEMOs shall cooperate at **Energy Community** level or, where more appropriate, at a regional level in order to maximise the efficiency and effectiveness of **Energy Community** electricity day-ahead and intraday trading. The obligation to cooperate shall be without prejudice to the application of competition law. In their functions relating to electricity trading, transmission system operators and NEMOs shall be subject to regulatory oversight by the regulatory authorities pursuant to Article 59 of Directive (EU) 2019/944, **as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2021/13/MC-EnC, and the Energy Community Regulatory Board <…>.** |
| (2) Piețele pentru ziua următoare și piețele intrazilnice:  (a) sunt organizate în așa fel încât să fie nediscriminatorii;  (b) maximizează capacitatea tuturor participanților la piață de a gestiona dezechilibrele;  (c) maximizează posibilitățile tuturor participanților la piață de a participa la tranzacționarea interzonală și intrazonală în mod nediscriminatoriu și cât mai aproape posibil de timpul real, în cadrul tuturor zonelor de ofertare;  (ca) să fie organizate astfel încât să se asigure partajarea lichidității între toate OPEED-urile, în orice moment, atât pentru tranzacționarea interzonală, cât și pentru tranzacționarea intrazonală. Pentru piața pentru ziua următoare, în intervalul cuprins între o oră înainte de ora de închidere a porții până la ultimul moment în care este permisă tranzacționarea pe piața pentru ziua următoare, OPEED transmit toate ordinele pentru produsele pentru ziua următoare și produsele cu aceleași caracteristici către cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare, pe de o parte, și nu organizează tranzacționarea cu produse pentru ziua următoare sau cu produse cu aceleași caracteristici în afara cuplării unice a piețelor pentru ziua următoare, pe de altă parte. Pentru piața intrazilnică, în intervalul cuprins între ora de deschidere a porții pentru cuplarea unică a piețelor intrazilnice până la ultimul moment în care tranzacționarea intrazilnică este permisă într-o anumită zonă de ofertare, OPEED transmit toate ordinele pentru produse intrazilnice și produse cu aceleași caracteristici cuplării unice a piețelor intrazilnice, pe de o parte, și nu organizează tranzacționarea cu produse intrazilnice sau cu produse cu aceleași caracteristici în afara cuplării piețelor intrazilnice, pe de altă parte. Respectivele obligații se aplică OPEED și întreprinderilor care exercită, direct sau indirect, controlul asupra unui OPEED, precum și întreprinderilor care exercită, direct sau indirect, controlul sau sunt controlate de un OPEED;  (d) oferă prețuri care să reflecte principiile fundamentale ale pieței, inclusiv valoarea energiei în timp real, pe care participanții la piață să se poată baza atunci când contractează produse de acoperire a riscurilor pe termen mai lung;  (e) asigură siguranța în funcționare, permițând, în același timp, utilizarea la maximum a capacității de transport;  (f) sunt transparente și, dacă este cazul, furnizează informații de către unități de generare, protejând în același timp confidențialitatea informațiilor sensibile din punct de vedere comercial și asigurând caracterul anonim al tranzacționării;  (g) nu fac nicio distincție între tranzacțiile realizate în interiorul unei zone de ofertare și cele realizate între zone de ofertare; și  (h) sunt organizate în așa fel încât să asigure faptul că toți participanții la piață pot avea acces la piață în mod individual sau prin agregare. | **Articolul 89. Piețele pentru ziua următoare și pe parcursul zilei. Cuplarea piețelor**  (3) Piețele pentru ziua următoare și pe parcursul zilei se organizează și funcționează în conformitate cu următoarele principii:  a) sunt organizate în așa fel încât să fie nediscriminatorii;  b) maximizează capacitatea tuturor participanților la piață de a-și gestiona dezechilibrele;  c) maximizează posibilitățile tuturor participanților la piață de a participa la comerțul interzonal și intrazonal în mod nediscriminatoriu și cât mai aproape posibil de timpul real în toate zonele de ofertare;  d) să fie organizate astfel încât să asigure partajarea lichidității între toate OPEED, în orice moment, atât pentru comerțul interzonal, cât și pentru comerțul intrazonal;  e) oferă prețuri care reflectă principiile fundamentale ale pieței, inclusiv valoarea energiei electrice în timp real, pe care participanții la piață se pot baza atunci când contractează produse de acoperire a riscurilor pe termen lung;  f) asigură siguranța în funcționare, permițând, în același timp, utilizarea la maxim a capacității de transport;  g) sunt transparente și, dacă este cazul, furnizează informații de către unități generatoare, protejând în același timp confidențialitatea informațiilor sensibile din punct de vedere comercial și asigurând caracterul anonim al tranzacționării;  h) nu fac distincție între tranzacțiile efectuate în zona de ofertare a Republicii Moldova și între zonele de ofertare;  i) sunt organizate în așa fel încât să asigure că toți participanții pieței energiei electrice pot avea acces la piață în mod individual sau prin agregare. | Compatibil | 2. Day-ahead and intraday markets shall:  (a) be organised in such a way as to be non-discriminatory;  (b) maximise the ability of all market participants to manage imbalances;  (c) maximise the opportunities for all market participants to participate in cross-zonal trade in as close as possible to real time across all bidding zones;  (d) provide prices that reflect market fundamentals, including the real time value of energy, on which market participants are able to rely when agreeing on longer-term hedging products;  (e) ensure operational security while allowing for maximum use of transmission capacity;  (f) be transparent while at the same time protecting the confidentiality of commercially sensitive information and ensuring trading occurs in an anonymous manner;  (g) make no distinction between trades made within a bidding zone and across bidding zones; and  (h) be organised in such a way as to ensure that all markets participants are able to access the market individually or through aggregation. |
| ***Articolul 7a***  **Produs de reducere a vârfurilor de sarcină**  (1) În cazul în care se declară o criză a prețurilor energiei electrice la nivel regional sau la nivelul Uniunii în conformitate cu articolul 66a din Directiva (UE) 2019/944, statele membre pot solicita operatorilor de sistem să propună achiziționarea de produse de reducere a vârfurilor de sarcină pentru a obține o reducere a cererii de energie electrică în timpul orelor de vârf. Achizițiile respective se limitează la durata stabilită în decizia de punere în aplicare adoptată în temeiul articolului 66a alineatul (1) din Directiva (UE) 2019/944.  (2) În cazul în care se formulează o cerere în temeiul alineatului (1), operatorii de sistem, după consultarea părților interesate, prezintă autorității de reglementare din statul membru în cauză, spre aprobare, o propunere de stabilire a dimensionării și a condițiilor pentru achiziționarea și activarea produsului de reducere a vârfurilor de sarcină.  (3) Autoritatea de reglementare în cauză evaluează propunerea de produs de reducere a vârfurilor de sarcină menționată la alineatul (2) în ceea ce privește realizarea unei reduceri a cererii de energie electrică și impactul asupra prețului angro al energiei electrice în timpul orelor de vârf. Evaluarea respectivă ține seama în mod corespunzător de necesitatea ca produsul de reducere a vârfurilor de sarcină să nu denatureze în mod nejustificat funcționarea piețelor energiei electrice și nu cauzează o redirecționare a serviciilor de răspuns al părții de consum către produse de reducere a vârfurilor de sarcină. Pe baza acestei evaluări, autoritatea de reglementare poate solicita operatorului de sistem să își modifice propunerea.  (4) Propunerea de produs de reducere a vârfurilor de sarcină menționată la alineatul (2) respectă următoarele cerințe:  (a) dimensionarea produsului de reducere a vârfurilor de sarcină:  (i) se bazează pe o analiză a necesității unui serviciu suplimentar pentru a garanta securitatea aprovizionării fără a pune în pericol stabilitatea rețelei, a impactului său asupra pieței și a costurilor și beneficiilor preconizate ale acestuia;  (ii) ține seama de previziunile privind cererea, de previziunile privind energia electrică produsă din surse regenerabile, de previziunile privind alte surse de flexibilitate din cadrul sistemului, cum ar fi stocarea energiei, și de impactul dispecerizării evitate asupra prețurilor angro; și  (iii) este limitată pentru a se asigura că costurile estimate nu depășesc beneficiile preconizate ale produsului de reducere a vârfurilor de sarcină;  (b) achiziționarea unui produs de reducere a vârfurilor de sarcină se bazează pe criterii obiective, transparente, bazate pe piață și nediscriminatorii, se limitează la răspunsul părții de consum și nu exclude accesul activelor participante la alte piețe;  (c) achiziționarea produsului de reducere a vârfurilor de sarcină are loc prin intermediul unei proceduri de ofertare concurențiale, care poate avea caracter continuu, selecția bazându-se pe costul cel mai scăzut al îndeplinirii unor criterii tehnice și de mediu predefinite și permite participarea efectivă a consumatorilor, direct sau prin agregare;  (d) dimensiunea ofertei minime nu este mai mare de 100 kW, inclusiv prin agregare;  (e) contractele pentru un produs de reducere a vârfurilor de sarcină nu se încheie cu mai mult de o săptămână înainte de activarea acestuia;  (f) activarea produsului de reducere a vârfurilor de sarcină nu reduce capacitatea interzonală;  (g) activarea produsului de reducere a vârfurilor de sarcină are loc înaintea deschiderii pieței pentru ziua următoare sau în intervalul de timp al pieței pentru ziua următoare și poate fi efectuată pe baza unui preț predefinit al energiei electrice;  (h) activarea produsului de reducere a vârfurilor de sarcină nu implică pornirea producției bazate pe combustibili fosili situate în aval de punctul de contorizare, pentru a evita creșterea emisiilor de gaze cu efect de seră.  (5) Reducerea efectivă a consumului care rezultă din activarea unui produs de reducere a vârfurilor de sarcină se măsoară în raport cu o valoare de referință, reflectând consumul de energie electrică preconizat fără activarea produsului de reducere a vârfurilor de sarcină. În cazul în care un operator de sistem achiziționează un produs de reducere a vârfurilor de sarcină, operatorul respectiv elaborează o metodologie de referință după consultarea participanților la piață, ține seama, după caz, de actele de punere în aplicare adoptate în temeiul articolului 59 alineatul (1) litera (e) și transmite metodologia respectivă spre aprobare autorității de reglementare în cauză.  (6) Autoritatea de reglementare în cauză aprobă propunerea operatorilor de sistem care doresc să achiziționeze un produs de reducere a vârfurilor de sarcină și metodologia de referință prezentată în conformitate cu alineatele (2) și (5) sau solicită operatorilor de sistem să modifice propunerea sau metodologia de referință în cazul în care respectiva propunere sau respectiva metodologie nu îndeplinește cerințele prevăzute la alineatele (2), (4) și (5).  (7) În termen de șase luni de la încheierea unei crize a prețurilor energiei electrice la nivel regional sau la nivelul Uniunii astfel cum se menționează la alineatul (1), ACER, după consultarea părților interesate, evaluează impactul utilizării produselor de reducere a vârfurilor de sarcină pe piața energiei electrice din Uniune. Evaluarea respectivă ține seama în mod corespunzător de necesitatea ca produsele de reducere a vârfurilor de sarcină să nu denatureze în mod nejustificat funcționarea piețelor energiei electrice și să nu cauzeze o redirecționare a serviciilor de răspuns al părții de consum către produse de reducere a vârfurilor de sarcină. ACER poate emite recomandări pe care autoritățile de reglementare le iau în considerare în evaluarea lor realizată în temeiul alineatului (3).  (8) Până la 30 iunie 2025, după consultarea părților interesate, ACER evaluează impactul dezvoltării de produse de reducere a vârfurilor de sarcină pe piața energiei electrice din Uniune în condiții normale de piață. Evaluarea respectivă ține seama în mod corespunzător de necesitatea ca produsele de reducere a vârfurilor de sarcină să nu denatureze în mod nejustificat funcționarea piețelor energiei electrice și să nu cauzeze o redirecționare a serviciilor de răspuns al părții de consum către produse de reducere a vârfurilor de sarcină. Pe baza acestei evaluări, Comisia poate prezenta o propunere legislativă de modificare a prezentului regulament pentru a introduce produse de reducere a vârfurilor de sarcină în afara situațiilor de criză a prețurilor energiei electrice la nivel regional sau la nivelul Uniunii. |  | Prevederi UE netranspuse | Notă: Respectivele prevederi vor fi transpuse la o etapă ulterioară.  Remarcăm că prevederile respective din Regulamentul (UE) 2019/943 au fost adoptate recent la 13.06.2024, prin Regulamentul (UE) 2024/1747 și încă nu au fost incluse în acquis-ul Tratatului Comunității Energetice. |
| ***Articolul 7b***  **Dispozitivul de măsurare dedicat**  (1) Fără a aduce atingere articolului 19 din Directiva (UE) 2019/944, operatorii de transport și de sistem, operatorii de distribuție și participanții la piață relevanți, inclusiv agregatorii independenți, pot utiliza, cu acordul clientului final, date provenite de la dispozitivele de măsurare dedicate pentru a asigura observabilitatea și decontarea serviciilor de răspuns al părții de consum și a serviciilor de flexibilitate, inclusiv date provenite de la instalațiile de stocare de energie.  În sensul prezentului articol, utilizarea datelor provenite de la dispozitivele de măsurare dedicate respectă articolele 23 și 24 din Directiva (UE) 2019/944 și alte acte legislative relevante ale Uniunii, inclusiv legislația privind protecția datelor și a vieții private, în special Regulamentul (UE) 2016/679 al Parlamentului European și al Consiliului. În cazul în care aceste date sunt utilizate în scopuri de cercetare, informațiile sunt agregate și anonimizate.  (2) În cazul în care un client final nu dispune de un contor inteligent instalat sau în cazul în care contorul inteligent al unui client final nu furnizează datele necesare pentru a furniza servicii de răspuns al părții de consum sau servicii de flexibilitate, inclusiv prin intermediul unui agregator independent, operatorii de transport și de sistem și operatorii de distribuție acceptă datele provenite de la un dispozitiv de măsurare dedicat, dacă sunt disponibile, pentru decontarea serviciilor de răspuns al părții de consum și a serviciilor de flexibilitate, inclusiv datele provenite de la stocarea de energie, și nu discriminează respectivul client final atunci când aceștia achiziționează servicii de flexibilitate. Respectiva obligație se aplică sub rezerva respectării normelor și cerințelor instituite de către statele membre în temeiul alineatului (3).  (3) Statele membre stabilesc normele și cerințele pentru un proces de validare a datelor dispozitivului de măsurare dedicat pentru a verifica și a asigura calitatea și coerența datelor relevante, precum și interoperabilitatea, în conformitate cu articolele 23 și 24 din Directiva (UE) 2019/944 și cu alte acte legislative relevante ale Uniunii. |  | Prevederi UE netranspuse | Notă: Respectivele prevederi vor fi transpuse la o etapă ulterioară.  Remarcăm că prevederile respective din Regulamentul (UE) 2019/943 au fost adoptate recent la 13.06.2024, prin Regulamentul (UE) 2024/1747 și încă nu au fost incluse în acquis-ul Tratatului Comunității Energetice. |
| **Articolul 8**  **Tranzacționarea pe piețele pentru ziua următoare și pe piețele intrazilnice**  (1) OPEED permit participanților la piață să tranzacționeze energie cât mai aproape posibil de timpul real și cel puțin până la ora de închidere a porții pieței intrazilnice interzonale. De la 1 ianuarie 2026, ora de închidere a porții pieței intrazilnice interzonale este cu cel mult 30 de minute înainte de ora reală. | **Articolul 89. Piețele pentru ziua următoare și pe parcursul zilei. Cuplarea piețelor**  (4) Operatorul pieței/OPEED permite participanților la piață să tranzacționeze energie cât mai aproape posibil de timpul real, și cel puțin până la ora de închidere a porții pieței pe parcursul zilei interzonale. Toți furnizorii sunt în drept să participe pe piețele pentru ziua următoare și pe parcursul zilei.  (7) Intervalul de decontare a dezechilibrelor se stabilește în Regulile pieței energiei electrice. | Compatibil | ***Article 8***  **Trade on day-ahead and intraday markets**  1. **Once designated in accordance with Articles 4 to 6 of Regulation (EU) 2015/1222, as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2022/03/MC-EnC,** NEMOs shall allow market participants to trade energy as close to real time as possible and at least up to the intraday cross-zonal gate closure time. |
| (1a) La cererea operatorului de transport și de sistem interesat, autoritatea de reglementare în cauză poate acorda o derogare de la cerința prevăzută la alineatul (1) până la 1 ianuarie 2029. Operatorul de transport și de sistem transmite cererea autorității de reglementare în cauză. Respectiva cerere include:  (a) o evaluare a impactului, ținând seama de feedbackul primit de la OPEED și de la participanții la piață în cauză, demonstrând impactul negativ al unei astfel de măsuri asupra securității aprovizionării în sistemul național de energie electrică, asupra rentabilității, inclusiv în ceea ce privește platformele de echilibrare existente în conformitate cu Regulamentul (UE) 2017/2195, asupra integrării energiei din surse regenerabile și asupra emisiilor de gaze cu efect de seră; și  (b) un plan de acțiune cu scopul de a reduce, cel târziu de la 1 ianuarie 2029, ora de închidere a porții pieței intrazilnice interzonale la 30 de minute înainte de ora reală. |  | Prevederi UE netranspuse | Notă: Respectivele prevederi vor fi transpuse la o etapă ulterioară.  Remarcăm că prevederile respective din Regulamentul (UE) 2019/943 au fost adoptate recent la 13.06.2024, prin Regulamentul (UE) 2024/1747 și încă nu au fost incluse în acquis-ul Tratatului Comunității Energetice. |
| (1b) La cererea operatorului de transport și de sistem interesat, autoritatea de reglementare în cauză poate acorda o nouă derogare de la cerința prevăzută la alineatul (1), pentru o perioadă de până la doi ani și jumătate de la data de expirare a perioadei menționate la alineatul (1a). Operatorul de transport și de sistem interesat transmite cererea autorității de reglementare în cauză, ENTSO pentru energie electrică și ACER până la 30 iunie 2028. Respectiva cerere include:  (a) o nouă evaluare a impactului, ținând seama de feedbackul primit de la participanții la piață și de la OPEED, care să justifice necesitatea unei noi derogări, bazată pe riscurile la adresa securității aprovizionării în sistemului național de energie electrică, a rentabilității și a integrării energiei din surse regenerabile și a emisiilor de gaze cu efect de seră; și  (b) un plan de acțiune revizuit pentru a reduce ora de închidere a porții pieței intrazilnice interzonale la 30 de minute înainte de ora reală de la data pentru care se solicită prelungirea, și care începe nu mai târziu de data solicitată pentru derogare.  ACER emite un aviz despre impactul transfrontalier al unei noi derogări în termen de șase luni de la primirea unei cereri pentru o astfel de derogare. Autoritatea de reglementare în cauză ține seama de acest aviz înainte de a decide cu privire la o cerere pentru o nouă derogare. |  | Prevederi UE netranspuse |  |
| (1c) Până la 1 decembrie 2027, după consultarea OPEED, a ENTSO pentru energie electrică, a ACER și a părților interesate relevante, Comisia prezintă Parlamentului European și Consiliului un raport de evaluare a impactului punerii în aplicare a reducerii orei de închidere a porții pieței intrazilnice interzonale stabilite în temeiul prezentului articol, a costurilor și a beneficiilor, a fezabilității și a soluțiilor practice pentru reducerea în continuare a acesteia, pentru a permite participanților la piață să tranzacționeze energie cât mai aproape posibil de timpul real. Raportul ține cont de impactul asupra securității sistemului de energie electrică, de eficiența din punctul de vedere al costurilor, de beneficiile integrării energiei din surse regenerabile și de reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră. |  | Prevederi UE netranspuse |  |
| (2) OPEED oferă participanților la piață posibilitatea de tranzacționa energie în intervale de timp cel puțin la fel de scurte ca intervalul de decontare a dezechilibrelor, atât pe piețele pentru ziua următoare, cât și pe piețele intrazilnice. | **Articolul 89. Piețele pentru ziua următoare și pe parcursul zilei. Cuplarea piețelor**  (5) Operatorul pieței energiei electrice/OPEED oferă participanților la piață posibilitatea de a tranzacționa energie electrică în intervale de timp cel puțin la fel de scurte ca intervalul de decontare a dezechilibrelor, atât pe piața pentru ziua următoare, precum și pe piața pe parcursul zilei. | Compatibil | 2. NEMOs shall provide market participants with the opportunity to trade in energy in time intervals which are at least as short as the imbalance settlement period for both day-ahead and intraday markets. |
| (3) OPEED furnizează produse pentru tranzacționare pe piețele pentru ziua următoare și pe piețele intrazilnice care să fie de dimensiuni suficient de mici, dimensiunea ofertei minime fiind de 100 kW sau mai puțin, pentru a permite participarea eficace a răspunsului părții de consum, a stocării energiei și a surselor regenerabile de energie de mici dimensiuni, inclusiv participarea directă a clienților, precum și prin agregare. | **Articolul 89. Piețele pentru ziua următoare și pe parcursul zilei. Cuplarea piețelor**  **(**6) Operatorul pieței energiei electrice/OPEED furnizează produse pentru tranzacționare pe piețele pentru ziua următoare și pe parcursul zilei, care să fie de dimensiuni suficient de mici, dimensiunea ofertei minime fiind de 100 kW sau mai puțin, pentru a permite participarea eficace a consumului dispecerizabil, a stocării energiei și a surselor regenerabile de energie la scară mică, inclusiv participarea directă sau prin agregare a participanților la piață. | Compatibil | 3. NEMOs shall provide products for trading in day-ahead and intraday markets which are sufficiently small in size, with minimum bid sizes of 500 kW or less, to allow for the effective participation of demand-side response, energy storage and small-scale renewables including direct participation by customers. |
| (4) Până la 1 ianuarie 2021, intervalul de decontare a dezechilibrelor este de 15 minute în toate zonele de programare, cu excepția cazului în care autoritățile de reglementare au acordat o derogare sau o scutire. Derogările pot fi acordate numai până la 31 decembrie 2024.  De la 1 ianuarie 2025, intervalul de decontare a dezechilibrelor nu depășește 30 de minute în cazul în care a fost acordată o scutire de către toate autoritățile de reglementare dintr-o zonă sincronă. | **Articolul 89. Piețele pentru ziua următoare și pe parcursul zilei. Cuplarea piețelor**  (7) Intervalul de decontare a dezechilibrelor se stabilește în Regulile pieței energiei electrice. | Compatibil | 4. By 1 January **2023,** the imbalance settlement period shall be 15 minutes in all scheduling areas, unless regulatory authorities have granted a derogation or an exemption. Derogations may be granted only until 31 December **2024**.    From 1 January **2027**, the imbalance settlement period shall not exceed 30 minutes where an exemption has been granted by all the regulatory authorities within a synchronous area. |
| **Articolul 9**  **Piețele la termen**  (1) În conformitate cu Regulamentul (UE) 2016/1719, operatorii de transport și de sistem emit drepturi de transport pe termen lung sau pun în aplicare măsuri echivalente pentru a permite participanților la piață, inclusiv proprietarilor de instalații de producere a energiei electrice care utilizează energie regenerabilă, să își acopere riscurile în materie de preț, cu excepția cazului în care o evaluare a pieței la termen efectuată de către autoritățile de reglementare competente cu privire la granițele zonelor de ofertare indică faptul că există suficiente oportunități de acoperire a riscurilor în zonele de ofertare vizate. | **Articolul 88. Piețe la termen**  (1) Operatorul sistemului de transport emite drepturi de transport pe termen lung sau pune în aplicare măsuri echivalente pentru a permite participanților la piață, inclusiv producătorilor de energie electrică din surse regenerabile de energie, să își acopere riscurile în materie de preț dincolo de granițele zonei de ofertare, cu excepția cazului în care Agenția și autoritățile de reglementare ale graniței zonei de ofertare au adoptat decizii coordonate de a nu emite drepturi de transport pe termen lung la granița zonei de ofertare. Decizia menționată în prezentul alineat trebuie să se bazeze pe evaluarea pieței la termen, care indică faptul că există suficiente oportunități de acoperire a riscurilor în zonele de ofertare în cauză. | Compatibil | *Article 9*  **Forward markets**  1. In accordance with Regulation (EU) 2016/1719**, as adapted and adopted Ministerial Council Decision 2022/03/MC-EnC,** transmission system operators shall issue long-term transmission rights or have equivalent measures in place to allow formarket participants, including owners of power-generating facilities using renewable energy sources, to hedge price risks across bidding zone borders, unless an assessment of the forward market on the bidding zone borders performed by the competent regulatory authorities shows that there are sufficient hedging opportunities in the concerned bidding zones. |
| (2) Drepturile de transport pe termen lung se alocă periodic în mod transparent și nediscriminatoriu, pe baza pieței, prin intermediul unei platforme unice de alocare. Frecvența alocării și scadențele capacității interzonale pe termen lung sprijină funcționarea eficientă a piețelor la termen ale Uniunii. | **Articolul 88. Piețe la termen**  (2) Drepturile de transport pe termen lung se alocă în mod transparent și nediscriminatoriu, pe baza mecanismelor de piață și prin intermediul unei platforme unice de alocare. | Compatibil | 2. Long-term transmission rights shall be allocated in a transparent, market based and non- discriminatory manner through a single allocation platform **in accordance with Article 2(4) and chapter IV of Regulation** (**EU) 2016/1719, as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2022/03/MC-EnC**. |
| (3) Structura piețelor la termen ale Uniunii cuprinde instrumentele necesare pentru îmbunătățirea capacității participanților la piață de a acoperi riscurile de preț pe piața internă a energiei electrice. | **Articolul 88. Piețe la termen**  (3) Sub rezerva respectării actelor normative privind concurența, operatorul pieței energiei electrice este în drept să dezvolte produse de acoperire a riscului la termen, inclusiv produse de acoperire a riscului pe termen lung, pentru a oferi participanților la piață, inclusiv producătorilor de energie electrică din surse regenerabile de energie, posibilități adecvate pentru acoperirea riscurilor financiare rezultate din fluctuațiile prețurilor. Activitatea de acoperire a riscurilor nu se limitează la tranzacțiile din zona de ofertare a Republicii Moldova. | Compatibil | 3. Subject to compliance with **Energy Community** competition law, market operators shall be free to develop forward hedging products, including long-term forward hedging products, to provide market participants, including owners of power-generating facilities using renewable energy sources, with appropriate possibilities for hedging financial risks against price fluctuations. **Contracting Parties** shall not require that such hedging activity be limited to trades within a **Contracting Party** or bidding zone. |
| (4) Până la 17 ianuarie 2026, Comisia, după consultarea părților interesate relevante, efectuează o evaluare a impactului măsurilor posibile pentru atingerea obiectivului menționat la alineatul (3). Această evaluare a impactului se referă, printre altele, la:  (a) posibile modificări ale frecvenței alocării pentru drepturile de transport pe termen lung;  (b) posibile modificări ale scadențelor drepturilor de transport pe termen lung, în special scadențele prelungite până la cel puțin trei ani;  (c) posibile modificări ale naturii drepturilor de transport pe termen lung;  (d) modalități de consolidare a pieței secundare; și  (e) posibila introducere a unor centre virtuale regionale pentru piețele la termen. |  | Prevederi UE netranspuse | Notă: Respectivele prevederi vor fi transpuse la o etapă ulterioară.  Remarcăm că prevederile respective din Regulamentul (UE) 2019/943 au fost adoptate recent la 13.06.2024, prin Regulamentul (UE) 2024/1747 și încă nu au fost incluse în acquis-ul Tratatului Comunității Energetice. |
| (5) În ceea ce privește centrele virtuale regionale pentru piețele la termen, evaluarea impactului efectuată în temeiul alineatului (4) se referă la următoarele:  (a) definirea domeniului geografic de aplicare adecvat al centrelor virtuale regionale, inclusiv zonele de ofertare care constituie respectivele centre și situațiile specifice zonelor de ofertare care aparțin de două sau mai multe centre virtuale, cu scopul de a maximiza corelarea dintre prețurile de referință și prețurile zonelor de ofertare care constituie centre virtuale regionale;  (b) nivelul de interconectivitate a energiei electrice al statelor membre, în special al statelor membre care se situează sub nivelul definit de obiectivele de interconectare electrică pentru 2020 și 2030 prevăzute la articolul 4 litera (d) punctul 1 din Regulamentul (UE) 2018/1999 al Parlamentului European și al Consiliului;  (c) metodologia de calculare a prețurilor de referință pentru centrele virtuale regionale pentru piețele la termen, cu scopul de a maximiza corelările de prețuri dintre prețul de referință și prețurile zonelor de ofertare care alcătuiesc un centru virtual regional;  (d) posibilitatea ca zonele de ofertare să facă parte din mai mult de un centru virtual regional;  (e) moduri de a maximiza oportunitățile de tranzacționare pentru produsele de acoperire a riscului care fac referire la centrele virtuale regionale pentru piețele la termen, precum și pentru drepturile de transport pe termen lung dinspre zonele de ofertare către centrele virtuale regionale;  (f) moduri de asigurare a faptului că platforma unică de alocare menționată la alineatul (2) oferă alocarea și facilitează tranzacționarea drepturilor de transport pe termen lung;  (g) implicațiile acordurilor interguvernamentale preexistente și drepturile care decurg din acestea. |  | Prevederi UE netranspuse |  |
| (6) Pe baza rezultatului evaluării asupra impactului menționate la alineatul (4) de la prezentul articol, Comisia adoptă, până la 17 iulie 2026, un act de punere în aplicare pentru a preciza mai în detaliu măsurile și instrumentele necesare pentru realizarea obiectivelor menționate la alineatul (3) de la prezentul articol și caracteristicile exacte ale respectivelor măsuri și instrumente. Respectivul act de punere în aplicare se adoptă în conformitate cu procedura de examinare menționată la articolul 67 alineatul (2). |  | Prevederi UE netranspuse |  |
| (7) Platforma unică de alocare, instituită în conformitate cu Regulamentul (UE) 2016/1719 acționează în calitate de entitate care permite alocarea și care facilitează tranzacționarea drepturilor de transport pe termen lung în numele operatorilor de transport și de sistem. Aceasta are forma juridică menționată în anexa II la Directiva (UE) 2017/1132 a Parlamentului European și a Consiliului. |  | Prevederi UE netranspuse |  |
| (8) În cazul în care o autoritate de reglementare competentă consideră că nu există suficiente oportunități de acoperire a riscului pentru participanții la piață și după consultarea autorităților competente desemnate în temeiul articolului 67 din Directiva 2014/65/UE a Parlamentului European și a Consiliului în cazul în care piețele la termen se referă la instrumente financiare, astfel cum sunt definite la articolul 4 alineatul (1) punctul 15 din directiva respectivă, aceasta poate solicita burselor de energie sau operatorilor de transport și de sistem să pună în aplicare măsuri suplimentare, cum ar fi activitățile de formare a pieței, pentru a îmbunătăți lichiditatea piețele la termen. |  | Prevederi UE netranspuse |  |
| (9) Sub rezerva respectării dreptului Uniunii în materie de concurență, precum și a Regulamentelor (UE) nr. 648/2012 și (UE) nr. 600/2014 ale Parlamentului European și ale Consiliului și a Directivei 2014/65/UE, operatorii de piață pot să dezvolte produse de acoperire a riscului la termen, inclusiv produse de acoperire a riscului pe termen lung, pentru a oferi participanților la piață, inclusiv proprietarilor de instalații de producere a energiei electrice care utilizează surse de energie regenerabile, posibilități adecvate de acoperire a riscurilor financiare rezultate din fluctuațiile prețurilor. Statele membre nu impun cerința ca astfel de activități de acoperire a riscului să se limiteze la tranzacțiile din interiorul unui stat membru sau al unei zone de ofertare. |  | Prevederi UE netranspuse |  |
| **Articolul 10**  **Limitele tehnice pentru ofertare**  (1) Nu există o limită maximă și nici o limită minimă a prețului angro al energiei electrice. Această dispoziție se aplică, printre altele, ofertării și compensării în toate intervalele de timp și include energia de echilibrare și prețurile de dezechilibru, fără a aduce atingere limitelor tehnice de preț care pot fi aplicate în intervalul de echilibrare și în intervalele de timp pentru ziua următoare și intrazilnice, în conformitate cu alineatul (2). | **Articolul 95. Limitele tehnice pentru ofertare**  (1) Nu există nici o limită maximă și nici o limită minimă a prețului angro al energiei electrice. Această dispoziție se aplică, printre altele, ofertării și compensării în toate intervalele de timp și include energia de echilibrare și prețurile de dezechilibru, fără a aduce atingere limitelor tehnice de preț care pot fi aplicate în intervalul de echilibrare și în intervalele de timp pentru ziua următoare și pe parcursul zilei, în conformitate cu alin. (2). | Compatibil | ***Article 10***  **Technical bidding limits**  1. There shall be neither a maximum nor a minimum limit to the wholesale electricity price. This provision shall apply, inter alia, to bidding and clearing in all timeframes and shall include balancing energy and imbalance prices, without prejudice to the technical price limits which may be applied in the balancing timeframe and in the day-ahead and intraday timeframes in accordance with paragraph 2. |
| (2) OPEED pot aplica limite armonizate ale prețurilor maxime și minime de închidere pentru intervalele de timp pentru ziua următoare și intrazilnice. Limitele respective sunt suficient de ridicate pentru a nu restricționa în mod inutil comerțul, sunt armonizate pentru piața internă și țin seama de valoarea maximă a pierderilor datorate întreruperii alimentării cu energie electrică. OPEED pun în aplicare un mecanism transparent pentru ajustarea automată a limitelor tehnice pentru ofertare în timp util în cazul în care se preconizează atingerea limitelor stabilite. Limitele superioare ajustate rămân aplicabile până când sunt necesare creșteri suplimentare în cadrul mecanismului respectiv. | **Articolul 95. Limitele tehnice pentru ofertare**  (2) OPEED poate aplica limite armonizate ale prețurilor maxime și minime de închidere pentru intervalele de timp pentru ziua următoare și pe parcursul zilei. Limitele respective trebuie să fie suficient de ridicate pentru a nu restricționa în mod inutil comerțul, trebuie să fie aplicate în mod armonizat pe piețele de energie electrică cuplate din Părțile Contractante ale Comunității Energetice și/sau din Statele Membre ale Uniunii Europene și trebuie să țină cont de valoarea maximă a pierderilor datorate întreruperii aprovizionării cu energie electrică. OPEED urmează să pună în aplicare un mecanism transparent pentru ajustarea automată a limitelor tehnice pentru ofertare în timp util în cazul în care se preconizează atingerea limitelor stabilite. Limitele superioare ajustate rămân aplicabile până când este necesară majorarea acestora în cadrul mecanismului respectiv. | Compatibil | 2. NEMOs may apply harmonised limits on maximum and minimum clearing prices for day- ahead and intraday timeframes. Those limits shall be sufficiently high so as not to unnecessarily restrict trade, shall be harmonised for the internal market and shall take into account the maximum value of lost load. NEMOs shall implement a transparent mechanism to adjust automatically the technical bidding limits in due time in the event that the set limits are expected to be reached. The adjusted higher limits shall remain applicable until further increases under that mechanism are required. |
| (3) Operatorii de transport și de sistem nu iau niciun fel de măsuri cu scopul de a modifica prețurile angro. | **Articolul 95. Limitele tehnice pentru ofertare**  (3) Operatorul sistemului de transport nu trebuie să ia niciun fel de măsuri cu scopul de a modifica prețurile pe piețele angro de energie electrică. | Compatibil | 3. Transmission system operators shall not take any measures for the purpose of changing wholesale prices. |
| (4) Autoritățile de reglementare sau, în cazul în care un stat membru a desemnat o altă autoritate competentă în acest scop, respectivele autorități competente desemnate, identifică politicile și măsurile aplicate pe teritoriul lor care ar putea contribui în mod indirect la restricționarea formării prețurilor angro, inclusiv limitarea ofertelor legate de activarea energiei de echilibrare, mecanismele de asigurare a capacității, măsurile luate de către operatorii de transport și de sistem, măsurile care urmăresc să conteste rezultatele de pe piață sau să prevină abuzul de poziție dominantă sau zonele de ofertare ineficient definite. | **Articolul 95. Limitele tehnice pentru ofertare**  (4) Agenția identifică politicile și măsurile aplicate pe teritoriul Republicii Moldova care ar putea contribui în mod indirect la restricționarea formării prețurilor pe piețele angro de energie electrică, inclusiv: limitarea ofertelor legate de activarea energiei de echilibrare, mecanismele de asigurare a capacității, măsurile luate de operatorul sistemului de transport, măsurile îndreptate pentru contestarea rezultatele pieței sau pentru prevenirea abuzului de poziție dominantă sau zonele de ofertare definite ineficient. | Compatibil | 4. Regulatory authorities or, where a **Contracting Party** has designated another competent authority for that purpose, such designated competent authorities, shall identify policies and measures applied within their territory that could contribute to indirectly restricting wholesale price formation, including limiting bids relating to the activation of balancing energy, capacity mechanisms, measures by the transmission system operators, measures intended to challenge market outcomes, or to prevent the abuse of dominant positions or inefficiently defined bidding zones. |
| (5) În cazul în care o autoritate de reglementare sau o altă autoritate competentă desemnată a identificat o politică sau o măsură care ar putea contribui la restricționarea formării prețurilor angro, aceasta ia toate măsurile adecvate pentru eliminarea politicii sau a măsurii respective sau, dacă nu este posibil, pentru atenuarea impactului politicii sau a măsurii respective asupra comportamentului de ofertare. Statele membre transmit Comisiei un raport până la 5 ianuarie 2020, care descrie în detaliu măsurile și acțiunile pe care le-au întreprins sau intenționează să le întreprindă. | **Articolul 95. Limitele tehnice pentru ofertare**  (5) În cazul în care Agenția identifică o politică sau o măsură care ar putea contribui la restricționarea formării prețurilor angro, aceasta urmează să ia toate măsurile necesare pentru eliminarea politicii sau a măsurii respective sau, dacă nu este posibil, pentru atenuarea impactului politicii sau a măsurii respective asupra comportamentului de ofertare. Agenția prezintă Secretariatului Comunității Energetice un raport care descrie în mod detaliat măsurile și acțiunile care au fost întreprinse sau pe care intenționează să le întreprindă. | Compatibil | 5. Where a regulatory authority or designated competent authority has identified a policy or measure which could serve to restrict wholesale price formation it shall take all appropriate actions to eliminate or, if not possible, to mitigate the impact of that policy or measure on bidding behaviour. **Contracting Parties** shall provide a report to the **Energy Community Secretariat** by 5 January **2023** detailing the measures and actions they have taken or intend to take. |
| **Articolul 11**  **Valoarea pierderilor datorate întreruperii alimentării cu energie electrică**  (1) Până la 5 iulie 2020, în cazul în care acest lucru este necesar pentru stabilirea unui standard de fiabilitate în conformitate cu articolul 25, autoritățile de reglementare sau, în cazul în care un stat membru a desemnat o altă autoritate competență în acest scop, respectivele autorități competente desemnate, stabilesc o estimare unică a valorii pierderilor datorate întreruperii alimentării cu energie electrică pentru teritoriul lor. Estimarea respectivă se pune la dispoziția publicului. Autoritățile de reglementare sau alte autorități competente desemnate pot stabili estimări diferite per zonă de ofertare dacă au mai multe zone de ofertare pe teritoriul lor. În cazul în care o zonă de ofertare este compusă din teritorii aparținând mai multor state membre, autoritățile de reglementare sau celelalte autorități competente desemnate în cauză stabilesc o estimare unică a valorii pierderilor datorate întreruperii alimentării cu energie electrică pentru respectiva zonă de ofertare. La stabilirea estimării unice a valorii pierderilor datorate întreruperii alimentării cu energie electrică, autoritățile de reglementare sau alte autorități competente desemnate aplică metodologia menționată la articolul 23 alineatul (6). | **Articolul 53. Standardul de fiabilitate**  (4) În scopul aplicării alin. (3), Agenția stabilește o estimare unică a valorii pierderilor datorate întreruperii aprovizionării cu energie electrică pe teritoriul Republicii Moldova. Hotărârea corespunzătoare se publică pe pagina web oficială a Agenției. În cazul în care Republica Moldova face parte dintr-o zonă de ofertare transfrontalieră, Agenția, împreună cu autoritățile de reglementare vizate sau alte autorități competente desemnate, va determina o estimare unică a valorii pierderilor datorate întreruperii aprovizionării cu energie electrică pentru zona de ofertare transfrontalieră, în conformitate cu metodologia relevantă aprobată de ACER. | Compatibil | ***Article 11***  **Value of lost load**  1. By 5 July **2023** where required for the purpose of setting a reliability standard inaccordance with Article 25 regulatory authorities or, where a **Contracting Party** has designated another competent authority for that purpose, such designated competent authorities shall determine a single estimate of the value of lost load for their territory. That estimate shall be made publically available. Regulatory authorities or other designated competent authorities may determine different estimates per bidding zone if they have more than one bidding zone in their territory. Where a bidding zone consists of territories of more than one **Contracting Party**, the concerned regulatory authorities or other designated competent authorities shall determine a single estimate of the value of lost load for that bidding zone. In determining the single estimate of the value of lost load, regulatory authorities or other designated competent authorities shall apply the methodology **referred to in** Article 23(6) **of Regulation (EU) 2019/943**. |
| (2) Autoritățile de reglementare și autoritățile competente desemnate își actualizează estimarea valorii pierderilor datorate întreruperii alimentării cu energie electrică cel puțin o dată la cinci ani sau mai devreme, în cazul în care constată o modificare semnificativă. | **Articolul 53. Standardul de fiabilitate**  (5) Valoarea pierderilor datorate întreruperii aprovizionării cu energie electrică se actualizează cel puțin o dată la cinci ani sau mai frecvent în cazul în care Agenția sau autoritățile de reglementare în cauză/alte autorități competente desemnate constată o modificare semnificativă a acesteia. | Compatibil | 2. Regulatory authorities and designated competent authorities shall update their estimate of the value of lost load at least every five years, or earlier where they observe a significant change. |
| **Articolul 12**  **Dispecerizarea producerii și consumul dispecerizabil**  (1) Dispecerizarea instalațiilor de producere a energiei electrice și consumul dispecerizabil sunt nediscriminatorii, transparente și, cu excepția cazului în care se prevede altfel la alineatele (2)-(6), se bazează pe piață. | **Articolul 74. Dispecerizarea producerii și a consumului dispecerizabil**  (1) Dispecerizarea centralelor electrice și a instalațiilor de consum dispecerizabil trebuie să se facă în condiții nediscriminatorii, transparente și, în cazul în care nu se prevede altfel la alin. (2) – (6), trebuie să se bazeze pe mecanisme de piață. | Compatibil | ***Article 12***  **Dispatching of generation and demand response**  1. The dispatching of power-generating facilities and demand response shall be non- discriminatory, transparent and, unless otherwise provided under paragraphs 2 to 6, market based. |
| (2) Fără a aduce atingere articolelor 107, 108 și 109 din TFUE, statele membre se asigură că la dispecerizarea instalațiilor de producere a energiei electrice, operatorii de sistem acordă prioritate instalațiilor de producere care utilizează surse regenerabile de energie, în măsura în care funcționarea sigură a sistemului electroenergetic național permite acest lucru, pe baza unor criterii transparente și nediscriminatorii și în cazul în care respectivele instalații de producere a energiei electrice sunt:  (a) fie instalații de producere a energiei electrice care utilizează surse regenerabile de energie și care au o putere instalată de producere a energiei electrice mai mică de 400 kW;  (b) fie proiecte demonstrative pentru tehnologii inovatoare, sub rezerva aprobării de către autoritatea de reglementare, cu condiția ca o astfel de prioritate să se limiteze la durata și amploarea necesare pentru a îndeplini scopurile demonstrative. | **Articolul 74. Dispecerizarea producerii și a consumului dispecerizabil**  (2) Fără a aduce atingere cerințelor prevăzute în actele normative privind ajutorul de stat, la dispecerizarea centralelor electrice, operatorul sistemului de transport acordă prioritate centralelor electrice care utilizează surse regenerabile de energie în măsura în care aceasta nu afectează exploatarea în siguranță a sistemului electroenergetic, prin aplicarea de criterii transparente și nediscriminatorii și în cazul în care centralele electrice sunt fie:  a) centrale electrice care utilizează surse regenerabile de energie și au o capacitate instalată de producere a energiei electrice mai mică de 400 kW;  b) proiecte demonstrative pentru tehnologii inovatoare, supuse aprobării de către Agenție, cu condiția ca această prioritate să fie limitată la durata și amploarea necesare pentru îndeplinirea scopurilor demonstrative.  c) instalații de cogenerare de înaltă eficiență cu o putere instalată mai mică de 400 kW.  d) centrale electrice care utilizează surse regenerabile de energie și au statut tranzitoriu astfel cum este definit la alin. (3). | Compatibil | 2. Without prejudice to **Articles 18 and 19 of Energy Community Treaty**, **Contracting Parties** shall ensure that when dispatching electricity generating installations, system operators shall give priority to generating installations using renewable energy sources to the extent permitted by the secure operation of the national electricity system, based on transparent and non-discriminatory criteria and where such power-generating facilities are either:  (a) power-generating facilities that use renewable energy sources and have an installed electricity capacity of less than 400 kW; or  (b) demonstration projects for innovative technologies, subject to approval by the regulatory authority, provided that such priority is limited to the time and extent necessary for achieving the demonstration purposes. |
| (3) Un stat membru poate decide să nu aplice dispecerizarea prioritară, astfel cum se menționează la alineatul (2) litera (a), pentru instalațiile de producere a energiei electrice care au început să funcționeze la cel puțin șase luni după luarea deciziei, sau să aplice o capacitate minimă mai mică decât cea prevăzută la alineatul (2) litera (a), sub rezerva următoarelor condiții:  (a) statul membru are piețe intrazilnice și alte piețe angro și piețe de echilibrare care funcționează bine, iar aceste piețe sunt pe deplin accesibile tuturor participanților la piață, în conformitate cu prezentul regulament;  (b) normele de redispecerizare și gestionarea congestiilor sunt transparente pentru toți participanții la piață;  (c) contribuția națională a statelor membre la obiectivul global obligatoriu al Uniunii privind ponderea energiei din surse regenerabile de energie în temeiul articolului 3 alineatul (2) din Directiva (UE) 2018/2001 a Parlamentului European și a Consiliului și al articolului 4 litera (a) punctul 2 din Regulamentul (UE) 2018/1999 al Parlamentului European și al Consiliului este cel puțin egală cu rezultatul corespunzător al formulei prevăzute în anexa II la Regulamentul (UE) 2018/1999, iar cota de energie din surse regenerabile a statului membru nu se situează sub punctele sale de referință în temeiul articolului 4 litera (a) punctul 2 din Regulamentul (UE) 2018/1999 sau, alternativ, ponderea energiei din surse regenerabile a statului membru în consumul final brut de energie electrică este de cel puțin 50 %;  (d) statul membru a notificat Comisiei derogarea planificată, indicând în detaliu modul în care sunt îndeplinite condițiile prevăzute la literele (a), (b) și (c); și  (e) statul membru a publicat derogarea planificată, inclusiv prezentarea detaliată a motivelor pentru care a acordat derogarea, ținând seama în mod corespunzător de protecția informațiilor sensibile din punct de vedere comercial, dacă este cazul.  Orice derogare evită modificările retroactive care afectează instalațiile de producere ce beneficiază deja de dispecerizarea prioritară, în pofida oricărui acord între un stat membru și o instalație de producere pe bază voluntară.  Fără a aduce atingere articolelor 107, 108 și109 din TFUE, statele membre pot oferi stimulente instalațiilor eligibile pentru dispecerizarea prioritară pentru a renunța în mod voluntar la dispecerizarea prioritară. |  | Prevederi UE opționale | 3. A **Contracting Party** may decide not to apply priority dispatch to power-generating facilities as referred to in point (a) of paragraph 2 with a start of operation at least six months after that decision, or to apply a lower minimum capacity than that set out under point (a) of paragraph 2, provided that:  (i) it has well-functioning intraday and other wholesale and balancing markets and that those markets are fully accessible to all market participants in accordance with this Regulation;  (j) redispatching rules and congestion management are transparent to all market participants;  (k) the national contribution of the **Contracting Party** towards the **Contracting Parties’ economy-wide target of the relevant share of renewable energy in 2030 <…>** under Article 3(2) of Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council and point (a)(2) of Article 4 of Regulation (EU) 2018/1999 of the European Parliament and of the Council, **as adapted and adopted byMinisterial Council Decision 2021/14/MC-EnC,** is **not lower than the share to be adopted by Ministerial Council Decision,** or alternatively, the **Contracting Party**'s share of energy from renewable sources in gross final electricity consumption is at least 50 %;  (l) the **Contracting Party** has notified the planned derogation to the **Energy Community Secretariat** setting out in detail how the conditions set out under points (a), (b) and (c) are fulfilled; and  (m) the **Contracting Party** has published the planned derogation, including the detailed reasoning for the granting of that derogation, taking due account of the protection of commercially sensitive information where required.  Any derogation shall avoid retroactive changes that affect generating installations already benefiting from priority dispatch, notwithstanding any agreement between a **Contracting Party** and the operator of a generating installation on a voluntary basis.  Without prejudice to **Articles 18 and 19 of the Energy Community Treaty**, **Contracting Parties** may provide incentives to installations eligible for priority dispatch to voluntarily give uppriority dispatch. |
| (4) Fără a aduce atingere articolelor 107, 108 și 109 din TFUE, statele membre pot prevedea dispecerizarea prioritară a energiei electrice produse la instalațiile de producere a energiei electrice care utilizează cogenerare de înaltă eficiență, cu o putere instalată de producere a energiei electrice mai mică de 400 kW. | **Articolul 74. Dispecerizarea producerii și a consumului dispecerizabil**  (2) Fără a aduce atingere cerințelor prevăzute în actele normative privind ajutorul de stat, la dispecerizarea centralelor electrice, operatorul sistemului de transport acordă prioritate centralelor electrice care utilizează surse regenerabile de energie în măsura în care aceasta nu afectează exploatarea în siguranță a sistemului electroenergetic, prin aplicarea de criterii transparente și nediscriminatorii și în cazul în care centralele electrice sunt fie:  c) instalații de cogenerare de înaltă eficiență cu o putere instalată mai mică de 400 kW. | Compatibil | 4. Without prejudice to **Articles 18 and 19 of the Energy Community Treaty**, **Contracting Parties** may provide for priority dispatch for electricity generated in power-generating facilities using high-efficiency cogeneration with an installed electricity capacity of less than 400 kW. |
| (5) Pentru instalațiile de producere a energiei electrice puse în funcțiune începând cu 1 ianuarie 2026, alineatul (2) litera (a) se aplică numai instalațiilor de producere a energiei electrice care utilizează surse de energie regenerabile și care au o putere instalată de producere de energie electrică mai mică de 200 kW. | **Articolul 149. Dispoziții tranzitorii**  (2) Pentru centralele electrice puse în funcțiune de la 1 ianuarie 2026, Articolul 74 alin. (2) lit. a) se aplică numai centralelor electrice care utilizează surse regenerabile de energie și au o capacitate instalată de energie electrică mai mică de 200 kW. | Compatibil | 5. For power-generating facilities commissioned as from 1 January 2026, point (a) of paragraph 2 shall apply only to power-generating facilities that use renewable energy sources and have an installed electricity capacity of less than 200 kW. |
| (6) Fără a aduce atingere contractelor încheiate înainte de 4 iulie 2019, instalațiile de producere a energiei electrice care utilizează surse de energie regenerabile sau cogenerare de înaltă eficiență, care au fost puse în funcțiune înainte de 4 iulie 2019 și, când au fost puse în funcțiune, făceau obiectul dispecerizării prioritare în temeiul articolului 15 alineatul (5) din Directiva 2012/27/UE sau în temeiul articolului 16 alineatul (2) din Directiva 2009/28/CE a Parlamentului European și a Consiliului ( 5 ), continuă să beneficieze de dispecerizare prioritară. Dispecerizarea prioritară nu se mai aplică acestor instalații de producere a energiei electrice de la data la care instalația de producere a energiei electrice suferă modificări semnificative, astfel cum se consideră a fi cazul cel puțin în situația în care este necesară încheierea unui nou contract de racordare sau crește capacitatea de producere a instalației de producere a energiei electrice. | (3) În sensul alin. (2) lit. d), se consideră că are statut tranzitoriu centrala electrică care utilizează surse regenerabile de energie și care îndeplinește cumulativ următoarele condiții:  a) centrala electrică respectivă a obținut statutul de centrală electrică eligibilă care utilizează surse regenerabile de energie și a fost semnat un contract corespunzător cu furnizorul central de energie electrică înainte de intrarea în vigoare a prezentei legi;  b) centrala electrică respectivă a fost pusă în funcțiune înainte de intrarea în vigoare a prezentei legi.  (4) În cazul în care după intrarea în vigoare a prezentei legi în legătură cu o centrală electrică prevăzută la alin. (2) lit. d) are loc unul din evenimentele prevăzute la alin. (5) , centrala electrică respectivă urmează să fie tratată ca pierzând statutul tranzitoriu, cu efect de la data acelui eveniment. Dacă după intrarea în vigoare a prezentei legi au loc cel puțin două din evenimentele menționate, se va considera că centrala electrică respectivă și-a pierdut statutul tranzitoriu cu efect de la data celui mai vechi dintre aceste evenimente.  (5) În sensul alin. (4), un eveniment relevant are loc în legătură cu o centrală electrică care utilizează surse regenerabile de energie atunci când:  a) centrala electrică respectivă face obiectul unei modificări care necesită eliberarea unui nou aviz de racordare de către operatorul de sistem;  b) se mărește capacitatea centralei electrice respective;  c) contractul reglementat pentru achiziționarea energiei electrice din surse regenerabile încheiat pentru respectiva centrală electrică eligibilă care utilizează surse regenerabile de energie se substituie cu un contract pentru diferențe în conformitate cu art. 381 din Legea nr. 10/2016 privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile.  (6) Fără a aduce atingere contractelor încheiate înainte de intrarea în vigoare a prezentei legi, centralele electrice de termoficare urbane care au fost puse în funcțiune înainte de intrarea în vigoare a prezentei legi și care fac obiectul dispecerizării prioritare vor continua să beneficieze de dispecerizare prioritară pe o perioadă de până la 2030 inclusiv sau până la data producerii a cel puțin unuia dintre următoarele evenimente după intrarea în vigoare a prezentei legi (sau, dacă intervin mai multe astfel de evenimente, cu efect de la data cel mai vechi dintre aceste evenimente):  a) centrala electrică face obiectul unei modificări care necesită eliberarea unui nou aviz de racordare de către operatorul de sistem;  b) se mărește capacitatea de producere a centralei electrice;  c) Agenția a emis o hotărâre de retragere a dispecerizării prioritare pentru centrala electrică pe baza evaluării efectuate în conformitate cu alin. (7).  (7) Agenția efectuează o evaluare cost-beneficiu pentru centralele electrice de termoficare urbane pentru a evalua activitatea producătorilor respectivi pe piața energiei electrice și a energiei termice, definește scenarii de repartizare a costurilor între producția de energie termică și energie electrică pentru centralele electrice de termoficare urbane respective, ținând cont de securitatea furnizării energiei termice consumatorilor finali instalațiile cărora sunt racordate la sistemul centralizat de alimentare cu energie termică. În urma evaluării efectuate, Agenția va modifica politica tarifară de stabilire a prețurilor pentru centralele electrice de termoficare urbane și stabilește printr-o hotărâre dedicată data de la care expedierea prioritară nu se va mai aplica în raport cu centralelor electrice de termoficare urbane, dar nu mai târziu de 6 ani de la intrarea în vigoare a prezentei legi. | Compatibil | 6. Without prejudice to contracts concluded before **the date of entry into force of this Regulation**, power-generating facilities that use renewable energy sources or high-efficiency cogeneration and were commissioned before **the date of entry into force of this Regulation** and, when commissioned, were subject to priority dispatch under Article 15(5) of Directive 2012/27/EU **as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2015/08/MC-EnC** or Article 16(2) of Directive 2009/28/EC **as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2018/02/MC-EnC,** shall continue to benefit from priority dispatch. Priority dispatch shall no longer apply to such power-generating facilities from the date on which the power-generating facility becomes subject to significant modifications, which shall be deemed to be the case at least where a new connection agreement is required or where the generation capacity of the power-generating facility is increased. |
| (7) Dispecerizarea prioritară nu pune în pericol funcționarea sigură a sistemului electroenergetic, nu trebuie să fie utilizată ca justificare pentru restricționarea capacităților interzonale dincolo de ceea ce este prevăzut la articolul 16 și se bazează pe criterii transparente și nediscriminatorii. | **Articolul 74. Dispecerizarea producerii și a consumului dispecerizabil**  (8) Dispecerizarea prioritară nu trebuie să pericliteze funcționarea în siguranță a sistemului electroenergetic, nu trebuie să fie utilizată ca justificare pentru restricționarea capacităților interzonale dincolo de ceea ce este prevăzut la Articolul 44 și trebuie să se bazeze pe criterii transparente și nediscriminatorii. | Compatibil | 7. Priority dispatch shall not endanger the secure operation of the electricity system, shall not be used as a justification for curtailment of cross-zonal capacities beyond what is provided for in Article 16 and shall be based on transparent and non-discriminatory criteria. |
| **Articolul 13**  **Redispecerizarea**  (1) Redispecerizarea producerii și redispecerizarea consumului dispecerizabil se bazează pe criterii obiective, transparente și nediscriminatorii. Acestea sunt deschise tuturor tehnologiilor de producere, tuturor serviciilor de stocare a energiei și de consum dispecerizabil, inclusiv operatorilor pieței situați în alte state membre, cu excepția cazului în care acest lucru nu este fezabil din punct de vedere tehnic. | **Articolul 46. Redispecerizarea și comercializarea în contrapartidă**  (6) Redispecerizarea capacităților de producere și redispecerizarea consumului dispecerizabil se bazează pe criterii obiective, transparente și nediscriminatorii. Acestea sunt deschise tuturor tehnologiilor de producere, serviciilor de stocare a energiei și de consum dispecerizabil, inclusiv celor situate în alte State Membre ale Uniunii Europene sau Părți Contractante ale Comunității Energetice, cu excepția cazului în care aceasta nu este fezabil din punct de vedere tehnic. | Compatibil | ***Article 13***  **Redispatching**  1. The redispatching of generation and redispatching of demand response shall be based on objective, transparent and non-discriminatory criteria. It shall be open to all generation technologies, all energy storage and all demand response, including those located in other Member States **or Contracting Parties** unless technically not feasible. |
| (2) Resursele redispecerizate sunt selectate dintre instalațiile de producere, serviciile de stocare a energiei sau consum dispecerizabil utilizând mecanisme de piață și sunt compensate financiar. Ofertele de energie de echilibrare utilizate pentru redispecerizare nu stabilesc prețul energiei de echilibrare. | **Articolul 46. Redispecerizarea și comercializarea în contrapartidă**  (7) Resursele redispecerizate se selectează dintre centralele electrice, instalațiile de stocare a energiei sau instalațiile de consum dispecerizabil prin aplicare mecanismelor bazate pe piață și se compensează financiar, în conformitate cu actele normative de reglementare, aprobate de Agenție. Ofertele de energie de echilibrare utilizate pentru redispecerizare nu stabilesc prețul energiei de echilibrare. | Compatibil | 2. The resources that are redispatched shall be selected from among generating facilities, energy storage or demand response using market-based mechanisms and shall be financially compensated. Balancing energy bids used for redispatching shall not set the balancing energy price. |
| (3) Redispecerizarea producerii, a stocării energiei și a consumului dispecerizabil care nu se bazează pe piață poate fi utilizată numai dacă:  (a) nu este disponibilă nicio alternativă bazată pe piață;  (b) au fost utilizate toate resursele disponibile bazate pe piață;  (c) numărul instalațiilor de producere a energiei electrice, al instalațiilor de stocare de energie sau al instalațiilor de consum dispecerizabil disponibile este prea mic pentru a asigura o concurență efectivă în zona în care sunt situate instalații adecvate pentru furnizarea serviciului respectiv; sau  (d) situația actuală a rețelei conduce la congestie în mod periodic și previzibil, astfel încât redispecerizarea bazată pe piață ar duce la prezentarea periodică de oferte strategice, care ar crește nivelul congestiei interne, iar statul membru în cauză fie a adoptat un plan de acțiune pentru a aborda această congestie, fie se asigură că nivelul minim al capacității pentru comerțul interzonal este în conformitate cu articolul 16 alineatul (8). | **Articolul 46. Redispecerizarea și comercializarea în contrapartidă**  (8) Redispecerizarea centralelor electrice, a instalațiilor de stocare a energiei și a instalațiilor de consum dispecerizabil, care nu se bazează pe mecanisme de piață, poate fi utilizată numai în cazul în care:  a) nu este disponibilă nicio alternativă bazată pe mecanisme de piață;  b) au fost utilizate toate resursele disponibile bazate pe piață;  c) numărul centralelor electrice, al instalațiilor de stocare a energiei sau al instalațiilor de consum dispecerizabil, disponibile, este prea mic pentru a asigura o concurență efectivă în zona în care se află instalații adecvate pentru furnizarea serviciului;  d) situația actuală a rețelelor electrice de transport duce la congestii în mod periodic și previzibil încât redispecerizarea bazată pe mecanisme de piață ar duce la prezentarea periodică de oferte strategice care ar crește nivelul congestiilor interne și, în acest context, este adoptat un plan de acțiuni pentru abordarea acestor congestii în conformitate cu Articolul 43 sau a fost asigurat nivelul minim al capacității pentru comerțul interzonal în conformitate cu Articolul 44 alin. (10). | Compatibil | 3. Non-market-based redispatching of generation, energy storage and demand response may only be used where:  (a) no market-based alternative is available;  (b) all available market-based resources have been used;  (c) the number of available power generating, energy storage or demand response facilities is too low to ensure effective competition in the area where suitable facilities for the provision of the service are located; or  (d) the current grid situation leads to congestion in such a regular and predictable way that market-based redispatching would lead to regular strategic bidding which would increase the level of internal congestion and the **Contracting Party** concerned either has adopted an action plan to address this congestion or ensures that minimum available capacity for cross-zonal trade is in accordance with Article 16(8). |
| (4) Operatorii de transport și de sistem și operatorii de distribuție relevanți transmit autorității de reglementare competente, cel puțin o dată pe an, un raport cu privire la:  (a) nivelul de dezvoltare și eficacitate al mecanismelor de redispecerizare bazate pe piață pentru instalațiile de producere a energiei electrice, de stocare a energiei electrice și de consum dispecerizabil;  (b) motivele, volumele în MWh și tipurile de surse de producere care fac obiectul redispecerizării;  (c) măsurile luate pentru a reduce necesitatea redispecerizării descendente a instalațiilor de producere care utilizează surse de energie regenerabile sau cogenerare de înaltă eficiență în viitor, inclusiv investițiile în digitalizarea infrastructurii rețelei și în serviciile care sporesc flexibilitatea.  Autoritatea de reglementare transmite raportul către ACER și publică un rezumat al datelor menționate la primul paragraf literele (a), (b) și (c), precum și recomandări de îmbunătățire, dacă este necesar. | **Articolul 46. Redispecerizarea și comercializarea în contrapartidă**  (9) Operatorul sistemului de transport raportează anual Agenției cu privire la:  a) nivelul de dezvoltare și eficacitate a mecanismelor de redispecerizare bazate pe mecanisme de piață pentru centralele electrice, instalațiile de stocare a energiei și pentru instalațiile de consum dispecerizabil;  b) motivele, cantitățile în MWh și tipul sursei de producere supuse redispecerizării;  c) măsurile luate pentru a reduce necesitatea redispecerizării descendente a centralelor electrice care utilizează surse regenerabile de energie sau a centralelor electrice de cogenerare de înaltă eficiență în viitor, inclusiv investiții în digitalizarea infrastructurii rețelei electrice de transport și în servicii care sporesc flexibilitatea.  (10) Agenția va transmite raportul Comitetului de Reglementare al Comunității Energetice și va publica un rezumat al datelor menționate la alin. (9) lit. a) - c) împreună cu recomandări de îmbunătățire, acolo unde este necesar. | Compatibil | 4. The transmission system operators and distribution system operators shall report at least annually to the competent regulatory authority, on:  (a) the level of development and effectiveness of market-based redispatching mechanisms for power generating, energy storage and demand response facilities;  (b) the reasons, volumes in MWh and type of generation source subject to redispatching;  (c) the measures taken to reduce the need for the downward redispatching of generating installations using renewable energy sources or high-efficiency cogeneration in the future including investments in digitalisation of the grid infrastructure and in services that increase flexibility.  The regulatory authority shall submit the report to **the Energy Community Regulatory Board** and shall publish a summary of the data referred to in points (a), (b) and (c) of the first subparagraph together with recommendations for improvement where necessary. |
| (5) Sub rezerva cerințelor referitoare la menținerea fiabilității și a siguranței rețelei, pe baza unor criterii transparente și nediscriminatorii stabilite de autoritățile de reglementare, operatorii de transport și de sistem și operatorii de distribuție:  (a) garantează capacitatea rețelelor de transport și a rețelelor de distribuție de a transporta energie electrică produsă din surse regenerabile sau prin cogenerare de înaltă eficiență cu un grad minim posibil de redispecerizare, fără ca acest lucru să îi împiedice să ia în calcul la planificarea rețelei un grad limitat de redispecerizare, atunci când operatorul de transport și de sistem sau operatorul de distribuție poate demonstra în mod transparent că acesta este mai eficient din punct de vedere economic și nu depășește 5 % din energia electrică produsă anual în instalații care utilizează surse regenerabile de energie și care sunt direct conectate la rețeaua lor respectivă, cu excepția unor dispoziții contrare prevăzute de un stat membru în care energia electrică din instalațiile de producere a energiei electrice care utilizează surse regenerabile de energie sau energia electrică produsă prin cogenerare de înaltă eficiență reprezintă mai mult de 50 % din consumul anual final brut de energie electrică;  (b) iau măsuri operaționale adecvate legate de rețele și de piață pentru a reduce la minimum redispecerizarea descendentă a energiei electrice produse din surse regenerabile de energie sau prin cogenerare de înaltă eficiență;  (c) se asigură că rețelele lor sunt suficient de flexibile, astfel încât să le poată gestiona. | **Articolul 46. Redispecerizarea și comercializarea în contrapartidă**  (11) Sub rezerva cerințelor referitoare la menținerea fiabilității și a siguranței rețelelor electrice, pe baza unor criterii transparente și nediscriminatorii stabilite de Agenție, operatorul de sistem:  a) garantează capacitatea rețelelor electrice de a transporta energia electrică produsă din surse regenerabile de energie sau în regim de cogenerare de înaltă eficiență cu un grad minim posibil de redispecerizare, ceea ce nu împiedică planificarea rețelei electrice de transport luând în considerare un grad limitat de redispecerizare, în cazul în care operatorul de sistem este capabil să demonstreze într-un mod transparent, că acest lucru este mai eficient din punct de vedere economic și nu depășește 5% din energia electrică produsă anual în instalațiile care utilizează surse regenerabile de energie și care sunt racordate direct la rețeaua electrică respectivă. În cazul în care energia electrică produsă de centrale electrice care utilizează surse regenerabile de energie sau de cogenerare de înaltă eficiență reprezintă mai mult de 50 % din consumul final brut anual de energie electrică în Republica Moldova, Agenția poate stabili un nivel diferit de redispecerizare;  b) ia măsuri operaționale adecvate legate de rețea și de piață pentru a minimiza redispecerizarea descendentă a energiei electrice produse din surse regenerabile de energie sau în cogenerare de înaltă eficiență;  c) se asigură că rețelele electrice de transport sale sunt suficient de flexibile pentru a le putea gestiona. | Compatibil | 5. Subject to requirements relating to the maintenance of the reliability and safety of the grid, based on transparent and non-discriminatory criteria established by the regulatory authorities, transmission system operators and distribution system operators shall:  (a) guarantee the capability of transmission networks and distribution networks to transmit electricity produced from renewable energy sources or high-efficiency cogeneration with minimum possible redispatching, which shall not prevent network planning from taking into account limited redispatching where the transmission system operator or distribution system operator is able to demonstrate in a transparent way that doing so is more economically efficient and does not exceed 5 %of the annual generated electricity in installations which use renewable energy sources and which are directly connected to their respective grid, unless otherwise provided by a **Contracting Party** in which electricity from power-generating facilities using renewable energy sources or high-efficiency cogeneration represents more than 50 % of the annual gross final consumption of electricity;  (b) take appropriate grid-related and market-related operational measures in order to minimise the downward redispatching of electricity produced from renewable energy sources or from high- efficiency cogeneration;  (c) ensure that their networks are sufficiently flexible so that they are able to manage them. |
| (6) În cazul în care se utilizează redispecerizare descendentă care nu se bazează pe piață, se aplică următoarele principii:  (a) instalațiile de producere a energiei electrice care utilizează surse regenerabile de energie fac obiectul redispecerizării descendente numai dacă nu există alte alternative sau numai dacă alte soluții ar conduce la costuri disproporționate semnificative sau la riscuri severe în ceea ce privește siguranța rețelei;  (b) energia electrică produsă în cadrul unui proces care utilizează cogenerare de înaltă eficiență face obiectul redispecerizării descendente numai dacă, în afară de redispecerizarea descendentă a instalațiilor de producere a energiei electrice care utilizează surse regenerabile de energie, nu există alte alternative sau numai dacă alte soluții ar conduce la costuri disproporționate sau la riscuri severe în ceea ce privește siguranța rețelei;  (c) energia electrică autoprodusă provenită de la instalații de producere care utilizează surse regenerabile de energie sau cogenerare de înaltă eficiență care nu este introdusă în rețeaua de transport sau de distribuție nu sunt supuse redispecerizării descendente decât dacă nicio altă soluție nu ar rezolva aspectele legate de siguranța rețelei;  (d) redispecerizarea descendentă în temeiul literelor (a), (b) și (c) trebuie să fie justificată temeinic și transparent. Justificarea se include în raportul prevăzut la alineatul (3). | **Articolul 46. Redispecerizarea și comercializarea în contrapartidă**  (12) În cazul în care se utilizează redispecerizare descendentă care nu este bazată pe mecanisme de piață, se aplică următoarele principii:  a) Centralele electrice care utilizează surse regenerabile de energie vor fi supuse redispecerizării descendente numai dacă nu există altă alternativă sau dacă alte soluții ar conduce la costuri disproporționate semnificativ sau la riscuri severe pentru securitatea rețelei electrice;  b) energia electrică produsă într-un proces de cogenerare de înaltă eficiență va fi supusă redispecerizării descendente numai dacă, în afară de redispecerizarea descendentă a centralelor electrice care utilizează surse regenerabile de energie, nu există altă alternativă sau dacă alte soluții ar conduce la costuri disproporționate sau riscuri severe în ceea ce privește securitatea rețelei electrice;  c) energia electrică autoprodusă provenind de la centrale electrice care utilizează surse regenerabile de energie sau cogenerare de înaltă eficiență și care nu este livrată în rețelele electrice, nu va fi supusă redispecerizării descendente, cu excepția cazului în care nicio altă soluție nu ar rezolva problemele de securitate a rețelei electrice;  d) redispecerizarea descendenta în temeiul lit. a) - c) trebuie să fie justificată în mod corespunzător și transparent. Justificarea va fi inclusă în raportul menționat la alin. (9). | Compatibil | 6. Where non-market-based downward redispatching is used, the following principles shall apply:  (a) power-generating facilities using renewable energy sources shall only be subject to downward redispatching if no other alternative exists or if other solutions would result in significantly disproportionate costs or severe risks to network security;  (b) electricity generated in a high-efficiency cogeneration process shall only be subject to downward redispatching if, other than downward redispatching of power-generating facilities using renewable energy sources, no other alternative exists or if other solutions would result in disproportionate costs or severe risks to network security;  (c) self-generated electricity from generating installations using renewable energy sources or high- efficiency cogeneration which is not fed into the transmission or distribution network shall not be subject to downward redispatching unless no other solution would resolve network security issues;  (d) downward redispatching under points (a), (b) and (c)shall be duly and transparently justified. The justification shall be included in the report under paragraph 3. |
| (7) În cazul în care se face uz de redispecerizare care nu se bazează pe piață, aceasta face obiectul unei compensații financiare plătite de către operatorul de sistem care solicită redispecerizarea operatorului instalației de producere, al instalației de stocare a energiei sau al instalației de consum dispecerizabil care a făcut obiectul redispecerizării, cu excepția cazului în care producătorii acceptă un contract de racordare în temeiul căruia livrarea energiei nu este garantată în mod ferm. Această compensație financiară este cel puțin egală valoarea mai ridicată a următoarelor elemente sau cu o combinație a acestora, în cazul în care aplicarea doar a valorii mai ridicate ar duce la o compensație nejustificat de mică sau nejustificat de mare:  (a) costurile de exploatare suplimentare cauzate de redispecerizare, cum ar fi costuri suplimentare cu combustibilul în cazul redispecerizării ascendente, furnizarea de căldură de rezervă în cazul redispecerizării descendente instalațiilor de producere a energiei electrice care utilizează cogenerarea de înaltă eficiență;  (b) veniturile nete din vânzarea de energie electrică pe piața pentru ziua următoare pe care instalația de producere a energiei electrice, instalația de stocare a energiei sau instalația de consum dispecerizabil le-ar fi generat în absența solicitării de redispecerizare; în cazul în care se acordă sprijin financiar pentru instalațiile de producere a energiei electrice, instalațiile de stocare a energiei sau instalațiile de consum dispecerizabil pe baza volumului de energie electrică produs sau consumat, sprijinul financiar care s-ar fi acordat în absența cererii de redispecerizare se consideră parte a veniturilor nete. | **Articolul 46. Redispecerizarea și comercializarea în contrapartidă**  (14) În cazul în care operatorul sistemului de transport aplică redispecerizarea care nu se bazează pe mecanisme de piață, aceasta urmează să achite compensație financiară producătorului, operatorului instalației de stocare a energiei sau consumatorului în raport cu care a fost aplicată această măsură, cu excepția cazului în care producătorul a încheiat un acord de conectare în condiții flexibile, în temeiul căruia livrarea energiei nu este garantată în mod ferm. Această compensație financiară trebuie să fie cel puțin egală cu valoarea mai mare dintre următoarele elemente sau o combinație a acestora, dacă aplicarea doar a valorii mai mari ar conduce la o compensație nejustificat de mică sau nejustificat de mare:  a) costuri de exploatare suplimentare cauzate de redispecerizare, cum ar fi costuri suplimentare cu combustibilul în cazul redispecerizării ascendente sau livrarea de căldură de rezervă în cazul redispecerizării descendente a centralelor electrice de cogenerare de înaltă eficiență;  b) veniturile nete din vânzarea energiei electrice pe piața pentru ziua următoare pe care centrala electrică, instalația de stocare a energiei sau instalația de consum dispecerizabil le-ar fi generat în absența solicitării de redispecerizare; în cazul în care centrala electrică, instalația de stocare a energiei sau instalației de consum dispecerizabil beneficiază de sprijin financiar stabilit în baza cantității de energie electrică produsă sau consumată, sprijinul financiar care s-ar fi acordat în absența cererii de redispecerizare este considerat parte a veniturilor nete. | Compatibil | 7. Where non-market based redispatching is used, it shall be subject to financial compensation by the system operator requesting the redispatching to the operator of the redispatched generation, energy storage or demand response facility except in the case of producers that have accepted a connection agreement under which there is no guarantee of firm delivery of energy. Such financial compensation shall be at least equal to the higher of the following elements or a combination of both if applying only the higher would lead to an unjustifiably low or an unjustifiably high compensation:  (a) additional operating cost caused by the redispatching, such as additional fuel costs in the case of upward redispatching, or backup heat provision in the case of downward redispatching of power-generating facilities using high-efficiency cogeneration;  (b) net revenues from the sale of electricity on the day-ahead market that the power-generating, energy storage or demand response facility would have generated without the redispatching request; where financial support is granted to power-generating, energy storage or demand response facilities based on the electricity volume generated or consumed, financial support that would have been received without the redispatching request shall be deemed to be part of the net revenues. |
| **CAPITOLUL III**  **ACCESUL LA REŢEA ȘI GESTIONAREA CONGESTIILOR**  **SECŢIUNEA 1**  **Alocarea capacității**  **Articolul 14**  **Revizuirea zonelor de ofertare**  (1) Statele membre iau toate măsurile corespunzătoare pentru abordarea congestiilor. Granițele zonelor de ofertare se bazează pe congestiile structurale pe termen lung din rețeaua de transport. Zonele de ofertare nu conțin astfel de congestii structurale, cu excepția cazului în care acestea nu au un impact asupra zonelor de ofertare învecinate sau, ca scutire temporară, impactul acestora asupra zonelor de ofertare învecinate este atenuat prin intermediul unor măsuri de remediere, iar respectivele congestii structurale nu conduc la reduceri ale capacității de tranzacționare interzonale în conformitate cu cerințele de la articolul 16. Configurația zonelor de ofertare din Uniune trebuie să fie concepută în așa fel încât să se maximizeze eficiența economică și oportunitățile de tranzacționare interzonale în conformitate cu articolul 16, menținându-se în același timp siguranța alimentării. | **Articolul 42. Stabilirea și revizuirea zonei de ofertare**  (3) Zonele de ofertare trebuie definite astfel încât să asigure lichiditatea pieței energiei electrice, gestionarea eficientă a congestiilor și eficiența globală a pieței energiei electrice. Zonele de ofertare trebuie să fie identice pentru toate intervalele de timp ale pieței energiei electrice.  (4) Granițele zonei de ofertare se bazează pe congestiile structurale pe termen lung din rețeaua electrică de transport. Zonele de ofertare nu conțin astfel de congestii structurale, decât dacă nu au impact asupra zonelor de ofertare învecinate sau, ca o derogare temporară, impactul acestora asupra zonelor de ofertare învecinate este atenuat prin utilizarea unor acțiuni de remediere, iar respectivele congestii structurale nu conduc la reduceri ale capacității de tranzacționare interzonală în conformitate cu cerințele Articolul 45. Configurația zonelor de ofertare va fi concepută astfel încât să maximizeze eficiența economică și să maximizeze oportunitățile de tranzacționare interzonală în conformitate cu Articolul 45, menținând în același timp securitatea aprovizionării cu energie electrică. | Compatibil | **CHAPTER III**  **NETWORK ACCESS AND CONGESTION MANAGEMENT**  ***SECTION 1***  ***Capacity Allocation***  ***Article 14***  **Bidding zone review**  1. **Contracting Parties** shall take all appropriatemeasures to address congestions. Bidding zone borders shall be based on long-term, structural congestions in the transmission network. Bidding zones shall not contain such structural congestions unless they have no impact on neighbouring bidding zones, or, as a temporary exemption, their impact on neighbouring bidding zones is mitigated through the use of remedial actions and those structural congestions do not lead to reductions of cross-zonal trading capacity in accordance with the requirements of Article 16. The configuration of bidding zones shall be designed in such a way as tomaximise economic efficiency and tomaximise cross-zonal trading opportunities in accordance with Article 16 **for bidding zones in the same capacity calculation region established in accordance with Article 15 of Regulation (EU) 2015/1222, as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2022/03/MC-EnC**, while maintaining security of supply. |
| (2) Din trei în trei ani, ENTSO pentru energie electrică raportează cu privire la congestiile structurale și la alte congestii fizice majore între și în interiorul zonelor de ofertare, inclusiv locația și frecvența acestor congestii, în conformitate cu orientările privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor adoptate în temeiul articolului 18 alineatul (5) din Regulamentul (CE) nr. 714/2009. Raportul respectiv cuprinde o evaluare a măsurii în care capacitatea pentru comerțul interzonal a atins traiectoria liniară în temeiul articolului 15 sau capacitatea minimă în temeiul articolului 16 din prezentul regulament. | **Articolul 42. Stabilirea și revizuirea zonei de ofertare**  (5) Operatorul sistemului de transport cooperează cu Secretariatul Comunității Energetice și ENTSO-E atunci când acesta din urmă întocmește raportul privind congestiile structurale și alte congestii fizice majore între și în interiorul zonelor de ofertare, inclusiv locația și frecvența acestor congestii. | Compatibil | 2. **When reporting** on structural congestions and other major physical congestions between and within bidding zones, including the location and frequency of such congestions, in accordance with **Regulation (EU) 2015/1222 as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2022/03/MC-EnC, theENTSOforElectricity, acting in accordancewithArticle 3 of Procedural Act No 2022/01/MC-EnC, shall extend this report to include the Contracting Parties. To the extent the report covers bidding zones located outside the Continental Europe synchronous area, the Energy Community Secretariat shall <…> coordinate the contributions by the transmission system operators concerned to the report.** |
| (3) Pentru a se asigura o configurare optimă a zonelor de ofertare, se efectuează o revizuire a zonelor de ofertare. Această revizuire identifică toate congestiile structurale și include o analiză a diverselor configurații ale zonelor de ofertare în mod coordonat, cu implicarea părților interesate afectate din toate statele membre relevante, în conformitate cu orientările privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor adoptate în temeiul articolului 18 alineatul (5) din Regulamentul (CE) nr. 714/2009. Zonele de ofertare actuale sunt evaluate în funcție de capacitatea acestora de a crea un mediu de piață fiabil, inclusiv pentru producția flexibilă și capacitatea de încărcare, care este esențială pentru evitarea blocajelor rețelei, pentru echilibrarea cererii și ofertei de energie electrică și pentru asigurarea siguranței pe termen lung a investițiilor în infrastructura rețelei. | **Articolul 149. Dispoziții tranzitorii**  (1) În termen de șase luni de la primul raport al ENTSO-E privind congestiile și care acoperă Părțile Contractante ale Comunității Energetice, dar nu mai târziu de 31 decembrie 2025, se va realiza o zonă de ofertare în conformitate cu Articolul 42 care acoperă cel puțin zona de ofertare a Republicii Moldova și zonele de ofertare din aceeași regiune de calcul a capacității. Analiza zonei de ofertare va identifica toate congestiile structurale și va include o analiză a diferitelor configurații ale zonelor de ofertare într-un mod coordonat, cu implicarea părților interesate afectate din toate Părțile Contractante relevante ale Comunității Energetice și Statele Membre ale Uniunii Europene, în conformitate cu Orientările-cadru privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, luând în considerare metodologia și ipotezele dezvoltate în cadrul Comunității Energetice. Zonele actuale de ofertare vor fi evaluate pe baza capacității lor de a crea un mediu de piață fiabil, inclusiv pentru producerea flexibilă și capacitatea de încărcare, care este esențială pentru evitarea blocajelor în rețea, echilibrarea cererii și ofertei de energie electrică, asigurarea securității pe termen lung a investițiilor în infrastructura rețelei. | Compatibil | 3. In order to ensure an optimal configuration of bidding zones, a bidding zone review shall be carried out **for the Contracting Parties for bidding zones in the same capacity calculation region established in accordance with Article 15 of Regulation (EU) 2015/1222, as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2022/03/MC-EnC, at the latest six months following the first report by the ENTSO for Electricity in accordance with paragraph 2,but not later than 31 December 2025.** That review shall identify all structural congestions and shall include an analysis of different configurations of bidding zones in a coordinated manner with the involvement of affected stakeholders from all relevant **Contracting Parties and Member States**, in accordance with **Articles 32 and 33 of Regulation (EU) 2015/1222, as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2022/03/MC-EnC. Before performing any of its tasks pursuant to those provisions, the Agency for the Cooperation of Energy Regulators, acting in accordance with Article 2 of Procedural Act No 2022/01/MC-EnC, shall consult the Energy Community Regulatory Board. <….>** |
| (4) În sensul prezentului articol și al articolului 15 din prezentul regulament, statele membre relevante, operatorii de transport și de sistem sau autoritățile de reglementare sunt statele membre, operatorii de transport și de sistem sau autoritățile de reglementare care participă la revizuirea configurației zonelor de ofertare și cele aflate în aceeași regiune de calcul al capacităților în conformitate cu orientările privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor adoptate în temeiul articolului 18 alineatul (5) din Regulamentul (CE) nr. 714/2009. | **Articolul 149. Dispoziții tranzitorii**  (1) În termen de șase luni de la primul raport al ENTSO-E privind congestiile și care acoperă Părțile Contractante ale Comunității Energetice, dar nu mai târziu de 31 decembrie 2025, se va realiza o zonă de ofertare în conformitate cu Articolul 42 care acoperă cel puțin zona de ofertare a Republicii Moldova și zonele de ofertare din aceeași regiune de calcul a capacității. Analiza zonei de ofertare va identifica toate congestiile structurale și va include o analiză a diferitelor configurații ale zonelor de ofertare într-un mod coordonat, cu implicarea părților interesate afectate din toate Părțile Contractante relevante ale Comunității Energetice și Statele Membre ale Uniunii Europene, în conformitate cu Orientările-cadru privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, luând în considerare metodologia și ipotezele dezvoltate în cadrul Comunității Energetice. Zonele actuale de ofertare vor fi evaluate pe baza capacității lor de a crea un mediu de piață fiabil, inclusiv pentru producerea flexibilă și capacitatea de încărcare, care este esențială pentru evitarea blocajelor în rețea, echilibrarea cererii și ofertei de energie electrică, asigurarea securității pe termen lung a investițiilor în infrastructura rețelei. | Compatibil | 4. **<….>** |
| (5) Până la 5 octombrie 2019, toți operatorii de transport și de sistem relevanți transmit o propunere de metodologie și ipoteze care urmează a fi utilizate în procesul de revizuire a zonelor de ofertare, precum și configurațiile alternative ale zonelor de ofertare care sunt avute în vedere, pentru a fi aprobate de către autoritățile de reglementare relevante. Autoritățile de reglementare relevante iau o decizie unanimă cu privire la propunere în termen de trei luni de la transmiterea propunerii. În cazul în care autoritățile de reglementare nu ajung la o decizie unanimă cu privire la propunere în acest interval de timp, ACER, într-un termen suplimentar de trei luni, decide referitor la metodologie și ipoteze, precum și referitor la configurațiile alternative ale zonelor de ofertare avute în vedere. Metodologia se bazează pe congestiile structurale care nu se preconizează a fi depășite în următorii trei ani, luând în considerare în mod corespunzător progresele tangibile înregistrate în privința proiectelor de dezvoltare a infrastructurii, a căror realizare se estimează a avea loc în următorii trei ani. |  | Prevederi UE neaplicabile | 5. **The bidding zone review shall take into account the methodology and assumptions developed pursuant to Article 14 paragraph 5 of Regulation (EU) 2019/943. <….>** |
| (6) Pe baza metodologiei și a ipotezelor aprobate în temeiul alineatului (5), operatorii de transport și de sistem care participă la revizuirea zonelor de ofertare transmit statelor membre relevante sau autorităților competente desemnate ale acestora o propunere comună de modificare sau de menținere a configurației zonelor de ofertare în termen de cel mult 12 luni de la aprobarea metodologiei și ipotezelor în temeiul alineatului (5). Alte state membre, părți contractante la Comunitatea Energiei sau alte țări terțe care împart aceeași zonă sincronă cu orice stat membru relevant pot transmite observații. |  | Prevederi UE neaplicabile | 6. **<….>** |
| (7) În cazul în care congestia structurală a fost identificată în raport în temeiul alineatului (2) din prezentul articol sau în revizuirea zonei de ofertare în temeiul prezentului articol sau de unul sau mai mulți operatori de transport și de sistem în zonele de control ale acestora, într-un raport aprobat de autoritatea de reglementare competentă a statului membru care a identificat congestia structurală, în cooperare cu operatorii de transport și de sistem, decide, în termen de șase luni de la primirea raportului, fie să stabilească planurile de acțiune naționale sau multinaționale în temeiul articolul 15, fie să revizuiască și să modifice configurația zonei sale de ofertare. Deciziile respective se notifică imediat Comisiei și ACER. | **Articolul 42. Stabilirea și revizuirea zonei de ofertare** (6) În cazul în care congestia structurală a fost identificată în raportul elaborat de ENTSO-E care acoperă Părțile Contractante ale Comunității Energiei sau în raportul operatorului sistemului de transport aprobat de Agenție, Guvernul decide să stabilească planuri de acțiuni naționale sau multinaționale, în conformitate cu Articolul 43 ori să revizuiască și să modifice configurația zonei de ofertare. Proiectul de hotărâre a Guvernului se elaborează de către organul central de specialitate al administrației publice în domeniul energeticii în termen de șase luni de la primirea raportului ENTSO-E, sau a raportului operatorului sistemului de transport aprobat de Agenție, după consultarea operatorului sistemului de transport și Agenției. Hotărârea este notificată imediat Secretariatului Comunității Energetice și Comitetului de Reglementare al Comunității Energetice. | Compatibil | 7. Where structural congestion has been identified in the report pursuant to paragraph 2 of this Article or in the bidding zone review pursuant to this Article or by one or more transmission system operators in their control areas in a report approved by the competent regulatory authority, the **Contracting Party** with identified structural congestion shall, in cooperation with its transmission system operators, decide, within six months of receipt of the report, either to establish national or multinational action plans pursuant to Article 15, or to review and amend its bidding zone configuration. Those decisions shall be immediately notified to the **Energy Community Secretariat** and to **the Energy Community Regulatory Board**. |
| (8) Pentru statele membre care au optat pentru modificarea configurației zonelor de ofertare în temeiul alineatului (7), statele membre relevante iau în unanimitate o decizie în termen de șase luni de la notificarea menționată la alineatul (7). Alte state membre pot transmite observații statelor membre în cauză, care ar trebui să țină seama de aceste observații atunci când iau decizia. Decizia se motivează și se notifică Comisiei și ACER. În cazul în care nu reușesc să ajungă la o decizie unanimă în termenul de șase luni, statele membre relevante notifică acest lucru imediat Comisiei. Ca o măsură de ultimă instanță, Comisia, după consultarea ACER, adoptă o decizie cu privire la modificarea sau menținerea configurației zonelor de ofertare între acele state membre și în cadrul acestora în termen de șase luni de la primirea acestei notificări. | **Articolul 42. Stabilirea și revizuirea zonei de ofertare**  (7) În cazul în care în conformitate cu alin. (6), Guvernul decide să modifice configurația zonei de ofertare, se va strădui să ajungă la o decizie unanimă cu autoritățile corespunzătoare din Părțile Contractante relevante ale Comunității Energetice și/sau din Statele Membre ale Uniunii Europene din aceeași regiune de calcul a capacității în termen de șase luni de la notificarea menționată la alin. (6). Alte State Membre ale Uniunii Europene și/sau Părți Contractante ale Comunității Energetice din aceeași regiune de calcul a capacității pot prezenta observații, care vor fi luate în considerare la adoptarea deciziei unanime menționate în prezentul alineat. Decizia este motivată și se notifică Secretariatului Comunității Energetice și Comitetului de Reglementare al Comunității Energetice.  (8) În cazul în care Guvernul și autoritățile corespunzătoare din Părțile Contractante relevante ale Comunității Energetice nu reușesc să ia o decizie unanimă în cele șase luni, organul central de specialitate al administrației publice în domeniul energeticii va notifica de îndată Comitetul de Reglementare al Comunității Energetice. Ca măsură de ultimă instanță, Comitetul de Reglementare al Comunității Energetice, după consultarea Secretariatului Comunității Energetice, adoptă o decizie privind modificarea sau menținerea configurației zonei de ofertare între acele Părți Contractante ale Comunității Energetice în termen de șase luni de la primirea notificării menționate. | Compatibil | 8. For those **Contracting Parties** that have opted to amend the bidding zone configuration pursuant to paragraph 7, the relevant **Contracting Parties in the same capacity calculation region established in accordance with Article 15 of Regulation (EU) 2015/1222, as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2022/03/MC-EnC,** shall reach a unanimous decision within six months of the notification referred to in paragraph 7. Other Members States **and Contracting Parties in the same capacity calculation region** may submit comments to the relevant **Contracting Parties**, who should take account of those comments when reaching their decision. The decision shall be reasoned and shall be notified to **the Energy Community Secretariat** and **the Energy Community Regulatory Board**. In the event that the relevant **Contracting Parties** fail to reach a unanimous decision within those six months, they shall immediately notify the **Energy Community Regulatory Board** thereof. As a measure of last resort, the **Energy Community Regulatory Board and** after consulting **the Energy Community Secretariat,** shall adopt a decision whether to amend or maintain the bidding zone configuration in and between those **Contracting Parties** by six months after receipt of such a notification. |
| (9) Statele membre și Comisia consultă părțile interesate relevante înainte de adoptarea unei decizii în temeiul prezentului articol. | **Articolul 42. Stabilirea și revizuirea zonei de ofertare** (9) Guvernul și Comitetul de Reglementare al Comunității Energetice se consultă cu părțile interesate relevante înainte de a adopta o decizie în temeiul prezentului articol. | Compatibil | 9. **Contracting Parties and the Energy Community Regulatory Board** shall consult relevant stakeholders before adopting a decision under this Article. |
| (10) Orice decizie adoptată în temeiul prezentului articol precizează data de punere în aplicare a oricărei modificări. Data de punere în aplicare pune în balanță necesitatea promptitudinii și considerațiile de ordin practic, inclusiv tranzacțiile la termen cu energie electrică. Decizia poate stabili dispoziții tranzitorii adecvate. | **Articolul 42. Stabilirea și revizuirea zonei de ofertare**  (10) Orice decizie adoptată în temeiul prezentului articol va specifica data punerii în aplicare a oricăror modificări. Data de punere în aplicare pune în balanță necesitatea promptitudinii și cu considerațiile de ordin practic, inclusiv tradingul la termen cu energie electrică. Decizia poate stabili măsuri tranzitorii adecvate. | Compatibil | 10. Any decision adopted under this Article shall specify the date of implementation of any changes. That implementation date shall balance the need for expeditiousness with practical considerations, including forward trade of electricity. The decision may establish appropriate transitional arrangements. |
| (11) În cazul în care se lansează alte revizuiri ale zonelor de ofertare în temeiul orientărilor privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor adoptate în temeiul articolului 18 alineatul (5) din Regulamentul (CE) nr. 714/2009, se aplică prezentul articol. | **Articolul 42. Stabilirea și revizuirea zonei de ofertare** (2) Zona de ofertare stabilită la alin. (1) poate fi revizuită și reconfigurată în conformitate cu principiile stabilite în anexa la prezenta lege, precum și cu prevederile stabilite în prezentul articol. | Compatibil | 11. **<….>** |
| **Articolul 15**  **Planuri de acțiune**  (1) În urma adoptării unei decizi în temeiul articolului 14 alineatul (7), statul membre care a identificat congestia structurală elaborează un plan de acțiune în cooperare cu autoritatea de reglementare. Planul de acțiune respectiv conține un calendar concret de adoptare a unor măsuri de reducere a congestiilor structurale identificate, în termen de patru ani de la adoptarea deciziei în temeiul articolului 14 alineatul (7). | **Articolul 43. Planul de acțiuni pentru abordarea congestiilor structurale**  (1) Planul de acțiuni prevăzut la Articolul 42 alin. (6) se elaborează de către organul central de specialitate al administrației publice în domeniul energeticii în cooperare cu Agenția. Planul de acțiuni va conține un calendar concret pentru adoptarea măsurilor de reducere a congestiilor structurale identificate, în termen de patru ani de la adoptarea deciziei în temeiul hotărârii Guvernului adoptată în acest sens. | Compatibil | ***Article 15***  **Action plans**  1. Following the adoption of a decision pursuant to Article 14(7), the **Contracting Party** with identified structural congestion shall develop an action plan in cooperation with its regulatory authority. That action plan shall contain a concrete timetable for adopting measures to reduce the structural congestions identified within four years of the adoption of the decision pursuant to Article 14(7). |
| (2) Fără a aduce atingere derogărilor acordate în temeiul articolului 16 alineatul (9) sau abaterilor acordate în temeiul articolului 16 alineatul (3), indiferent de progresul concret al planului de acțiune, statele membre asigură creșterea anuală a capacității pentru comerțul interzonal până la atingerea capacității minime prevăzute la articolul 16 alineatul (8). Respectiva capacitate minimă trebuie îndeplinită până la 31 decembrie 2025.  Respectivele creșteri anuale se realizează printr-o traiectorie liniară. Punctul de pornire al acestei traiectorii este fie capacitatea alocată la frontieră sau la un element critic de rețea în anul anterior adoptării planului de acțiune, fie capacitatea medie în ultimii trei ani înainte de adoptarea planului de acțiune, oricare este mai mare. Statele membre se asigură că, pe durata punerii în aplicare a planurilor lor de acțiune, capacitatea pusă la dispoziție pentru comerțul interzonal în conformitate cu articolul 16 alineatul (8) este cel puțin egală cu valorile traiectoriei liniare, inclusiv prin utilizarea măsurilor de remediere în regiunea de calcul al capacităților. | **Articolul 43. Planul de acțiuni pentru abordarea congestiilor structurale**  (2) Indiferent de evoluția concretă a planului de acțiuni și fără a aduce atingere derogărilor acordate în temeiul prevederilor de la Articolul 44 alin. (12) sau abateri de la art. Articolul 44 alin. (3), se asigură creșterea anuală a capacității pentru comerțul interzonal până la atingerea capacității minime prevăzută la Articolul 44 alin. (10). Capacitatea minimă respectivă va fi atinsă până la 31 decembrie 2027.  (3) Respectivele creșteri anuale se realizează printr-o traiectorie liniară. Punctul de pornire al acestei traiectorii este capacitatea alocată la frontieră sau la un element critic de rețea în anul anterior adoptării planului de acțiuni sau valoarea medie a capacității respective pentru trei ani anteriori adoptării planului de acțiuni, oricare este mai mare. Pe durata implementării planului de acțiuni, capacitatea pusă la dispoziție pentru comerțul interzonal în conformitate cu Articolul 44 alin. (10) trebuie să fie cel puțin egală cu valorile traiectoriei liniare, inclusiv prin utilizarea măsurilor de remediere în regiunea de calcul a capacităților. | Compatibil | 2. Irrespective of the concrete progress of the action plan, **Contracting Parties** shall ensure that without prejudice to derogations granted under Article 16(9) or deviations under Article 16(3), the cross-zonal trade capacity is increased on an annual basis until theminimum capacity provided for in Article 16(8) is reached. That minimum capacity shall be reached by **31 December 2027**.  Those annual increases shall be achieved bymeans of a linear trajectory. The starting point of that trajectory shall be either the capacity allocated at the border or on a critical network element in the year before adoption of the action plan or the average during the three years before adoption of the action plan, whichever is higher. **Contracting Parties** shall ensure that, during the implementation of their action plans the capacity made available for cross-zonal trade to be compliant with Article 16(8) is at least equal to the values of the linear trajectory, including by use  of remedial actions in the capacity calculation region. |
| (3) Costurile măsurilor de remediere necesare pentru a atinge traiectoria liniară menționată la alineatul (2) sau pentru a pune la dispoziție capacitate interzonală la frontierele sau la elementele critice de rețea vizate de planul de acțiune sunt suportate de către statul membru sau statele membre care pun în aplicare planul de acțiune. | **Articolul 43. Planul de acțiuni pentru abordarea congestiilor structurale**  (4) Costul măsurilor de remediere necesare realizării traiectoriei liniare menționate la alin. (3) sau punerii la dispoziție a capacității interzonale la frontieră sau pe elementele critice ale rețelei electrice vizate de planul de acțiuni este suportat de operatorul sistemului de transport și/sau de către Partea (părțile) Contractante din Comunitatea Energetică și/sau Statul(ele) Membru(e) al Uniunii Europene care implementează planul de acțiuni. | Compatibil | 3. The cost of the remedial actions necessary to achieve the linear trajectory referred to in paragraph 2 or make available cross-zonal capacity at the borders or on critical network elements concerned by the action plan shall be borne by the **Contracting Party** or **Contracting Parties** implementing the action plan. |
| (4) Anual, în timpul punerii în aplicare a planului de acțiune și în termen de șase luni de la expirarea acestuia, operatorii de transport și de sistem relevanți evaluează dacă capacitatea transfrontalieră disponibilă a atins traiectoria liniară în ultimele 12 luni sau dacă, de la 1 ianuarie 2026, capacitățile minime prevăzute la articolul 16 alineatul (8) au fost atinse. Aceștia își transmit evaluările către ACER și către autoritățile de reglementare relevante. Înainte de elaborarea raportului, fiecare operator de transport și de sistem transmite spre aprobare autorității sale de reglementare contribuția sa la raport, inclusiv toate datele relevante. | **Articolul 43. Planul de acțiuni pentru abordarea congestiilor structurale**  (5) Anual, pe parcursul implementării planului de acțiuni și în termen de șase luni de la expirarea acestuia, operatorul sistemului de transport evaluează pentru ultimele 12 luni dacă capacitatea transfrontalieră disponibilă a atins traiectoria liniară sau dacă, de la 1 ianuarie 2028, capacitățile minime prevăzute la Articolul 44 alin. (10) au fost atinse. Rezultatele evaluării, inclusiv toate datele relevante, vor fi incluse într-un raport care va fi înaintat Agenției spre aprobare și notificat Comitetului de Reglementare al Comunității Energetice și organului central de specialitate al administrației publice în domeniul energeticii. În cazul în care este necesară o contribuție din partea altor operatori ai sistemului de transport din Partea (părțile) Contractante ale Comunității Energetice și/sau Statele Membre ale Uniunii Europene relevante, operatorul sistemului de transport cooperează cu acești operatori ai sistemului de transport. | Compatibil | 4. On an annual basis, during the implementation of the action plan and within six months of its expiry, the relevant transmission system operators shall assess for the previous 12 months whether the available cross-border capacity has reached the linear trajectory or, from **1 January 2028**, the minimum capacities provided for in Article 16(8) have been achieved. They shall submit their assessments to the **Energy Community Regulatory Board** and to the relevant regulatory authorities. Before drafting the report, each transmission system operator shall submit its contribution to the report, including all the relevant data, to its regulatory authority for approval. |
| (5) Pentru statele membre pentru care evaluările menționate la alineatul (4) demonstrează că un operator de transport și de sistem nu a respectat traiectoria liniară, statele membre relevante iau o decizie în unanimitate în termen de șase luni de la primirea raportului de evaluare menționat la alineatul (4) cu privire la menținerea sau modificarea configurației zonei de ofertare între respectivele state membre și în cadrul acestora. La decizia lor, statele membre relevante ar trebui să ia în considerare orice observație transmisă de alte state membre. Decizia statelor membre relevante se motivează și se notifică Comisiei și ACER.  În cazul în care nu ajung la o decizie unanimă în termenul prevăzut la primul paragraf, statele membre relevante notifică acest lucru imediat Comisiei. În termen de șase luni de la primirea unei astfel de notificări, ca o măsură de ultimă instanță și după consultarea ACER și a părților interesate relevante, Comisia adoptă o decizie de modificare sau de menținere a configurației zonelor de ofertare între statele membre respective și în cadrul acestora. | **Articolul 43. Planul de acțiuni pentru abordarea congestiilor structurale**  (6) În cazul în care evaluarea prevăzută la alin. (5) demonstrează că operatorul sistemului de transport nu a respectat traiectoria liniară, Guvernul va decide dacă modifică sau menține configurația zonei de ofertare. Proiectul de hotărâre a Guvernului se elaborează de către organul central de specialitate al administrației publice în domeniul energeticii în termen de șase luni de la primirea raportului de evaluare prevăzut la alin. (5), după consultarea operatorului sistemului de transport și a Agenției. Decizia este notificată imediat Secretariatului Comunității Energetice și Comitetului de Reglementare al Comunității Energetice.  (7) În cazul în care în conformitate cu alin. (6), Guvernul decide să modifice configurația zonei de ofertare, se va strădui să ajungă la o decizie unanimă cu autoritățile corespunzătoare din Părțile Contractante relevante ale Comunității Energetice și/sau din Statele Membre ale Uniunii Europene din aceeași regiune de calcul a capacității. Alte State Membre ale Uniunii Europene și/sau Părți Contractante ale Comunității Energetice din aceeași regiune de calcul a capacității pot prezenta observații, care vor fi luate în considerare la adoptarea deciziei unanime menționate în prezentul alineat. Decizia este motivată și se notifică Secretariatului Comunității Energetice și Comitetului de Reglementare al Comunității Energetice.  (8) În cazul in care Guvernul și autoritățile corespunzătoare din Părțile Contractante relevante ale Comunității Energetice nu reușesc să hotărască în unanimitate, în termenul stabilit la alin. (6), organul central de specialitate al administrației publice în domeniul energeticii va notifica Comitetul de Reglementare al Comunității Energetice cu privire la aceasta. Ca măsură de ultimă instanță, Secretariatul Comunității Energetice și după consultarea ACER și a Comitetului de Reglementare al Comunității Energetice, adoptă o decizie privind modificarea sau menținerea configurației zonei de ofertare, în termen de șase luni de la primirea notificării menționate în prezentul alineat. | Compatibil | 5. For those **Contracting Parties** for which the assessments referred to in paragraph 4 demonstrate that a transmission system operator has not complied with the linear trajectory, the relevant **Contracting Parties** shall, within six months of receipt of the assessment report referred to in paragraph 4, decide unanimously whether to amend or maintain the bidding zone configuration within and between those **Contracting Parties**. In their decision, the relevant **Contracting Parties** should take account of any comments submitted by other Member States or **Contracting Parties**. The relevant **Contracting Parties**' decision shall be substantiated and shall be notified to the **Energy Community Secretariat** and the **Energy Community Regulatory Board**.  The relevant **Contracting Parties** shall notify the **Energy Community Secretariat** immediately if they fail to reach a unanimous decision within the timeframe laid down. Within six months of receipt of such notification, the **Energy Community Secretariat**, as a last resort and after consulting **the Agency for the Cooperation of Energy Regulators, the Energy Community Regulatory Board** and the relevant stakeholders shall adopt a decision whether to amend or maintain the bidding zone configuration in and between those **Contracting Parties**. |
| (6) Cu șase luni înainte de data expirării planului de acțiune, statul membru care a identificat congestia structurală decide dacă abordează congestiile rămase prin modificarea zonei sale de ofertare sau prin intermediul unor măsuri de remediere, ale căror costuri urmează să le acopere. | **Articolul 43. Planul de acțiuni pentru abordarea congestiilor structurale**  (9) Cu șase luni înainte de expirarea planului de acțiuni, Guvernul decide dacă abordează congestiile rămase prin modificarea zonei de ofertare sau dacă abordează congestiile interne rămase cu acțiuni de remediere, precizând modul în care vor fi acoperite costurile. Proiectul de hotărâre a Guvernului se elaborează de către organul central de specialitate al administrației publice în domeniul energeticii, după consultarea operatorului sistemului de transport și a Agenției. | Compatibil | 6. Six months before the expiry of the action plan, the Contracting Parties with identified structural congestion shall decide whether to address remaining congestion by amending its bidding zone or whether to address remaining internal congestion with remedial actions for which it shall cover the costs. |
| (7) În cazul în care nu s-a stabilit un plan de acțiune în termen de șase luni de la identificarea unei congestii structurale în temeiul articolului 14 alineatul (7), operatorii de transport și de sistem relevanți, în termen de 12 luni de la identificarea congestiei structurale, evaluează dacă capacitatea transfrontalieră disponibilă a ajuns la capacitățile minime prevăzute la articolul 16 alineatul (8) în ultimele 12 luni și transmit un raport de evaluare autorităților de reglementare relevante și ACER.  Înainte de elaborarea raportului, fiecare operator de transport și de sistem transmite spre aprobare autorității sale de reglementare contribuția sa la raport, inclusiv toate datele relevante. Procesul decizional stabilit la alineatul (5) din prezentul articol se aplică în cazul în care evaluarea demonstrează că un operator de transport și de sistem nu a respectat capacitatea minimă. | **Articolul 43. Planul de acțiuni pentru abordarea congestiilor structurale**  (10) În cazul în care nu este stabilit un plan de acțiuni în termen de șase luni de la identificarea congestiei structurale în temeiul Articolul 46 alin. (6), operatorul sistemului de transport evaluează, în termen de 12 luni de la identificarea unei astfel de congestii structurale, dacă capacitatea transfrontalieră disponibilă a atins capacitățile minime prevăzute la Articolul 44 alin. (10) în ultimele 12 luni. Rezultatele acestei evaluări, inclusiv toate datele relevante, vor fi incluse într-un raport care va fi înaintat Agenției spre aprobare și notificat Comitetului de Reglementare al Comunității Energetice. În cazul în care este necesară o contribuție din partea altor operatori ai sistemelor de transport din Partea (părțile) Contractante ale Comunității Energetice și/sau Statele Membre ale Uniunii Europene relevante, operatorul sistemului de transport cooperează cu acești operatori ai sistemului de transport.  (11) În cazul în care evaluarea demonstrează că un operator al sistemului de transport nu a respectat capacitatea minimă prevăzută la Articolul 44 alin. (10), se aplică procesul decizional prevăzut la alin. (6) - (8) din prezentul articol | Compatibil | 7. Where no action plan is established within six months of identification of structural congestion pursuant to Article 14(7), the relevant transmission system operators shall, within 12 months of identification of such structural congestion, assess whether the available cross-border capacity has reached the minimum capacities provided for in Article 16(8) during the previous 12 months and shall submit an assessment report to the relevant regulatory authorities and to **the Energy Community Regulatory Board**.  Before drafting the report, each transmission system operator shall send its contribution to the report, including all relevant data, to its national regulatory authority for approval. Where the assessment demonstrates that a transmission system operator has not complied with the minimum capacity, the decision-making process laid down in paragraph 5 of this Article shall apply. |
| **Articolul 16**  **Principii generale de alocare a capacității și de gestionare a congestiilor**  (1) Problemele de congestie a rețelelor trebuie să fie abordate prin soluții nediscriminatorii, bazate pe mecanismele pieței, care să ofere semnale economice eficiente participanților la piață și operatorilor de transport și de sistem implicați. Problemele de congestie a rețelei se soluționează cu ajutorul unor metode care nu se bazează pe tranzacții, și anume metode care nu implică o selecție între contractele diferiților participanți la piață. Atunci când ia măsuri operaționale pentru a se asigura că sistemul său de transport rămâne în starea normală, operatorul de transport și de sistem ține seama de efectul măsurilor respective asupra zonelor de control învecinate și coordonează aceste măsuri cu alți operatori de transport și de sistem afectați, astfel cum se prevede în Regulamentul (UE) 2015/1222. | **Articolul 44. Principii generale de alocare a capacității și de gestionare a congestiilor**  (1) Operatorul sistemului de transport trebuie să abordeze problemele de congestie a rețelelor electrice de transport cu soluții nediscriminatorii bazate pe mecanismele pieței, care oferă semnale economice eficiente participanților la piață și altor operatori ai sistemului de transport implicați. Problemele de congestie a rețelelor electrice de transport se rezolvă prin metode care nu se bazează pe tranzacții, și anume metode care nu implică o selecție între contractele participanților individuali la piața energiei electrice. Atunci când ia măsuri operaționale pentru a se asigura că rețelele sale electrice de transport rămân în stare normală, operatorul sistemului de transport ia în considerare efectul acestor măsuri asupra zonelor de control învecinate și coordonează astfel de măsuri cu alți operatori ai sistemului de transport afectați, astfel cum este prevăzut în liniile directoare privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor. | Compatibil | ***Article 16***  **General principles of capacity allocation and congestion management**  1. Network congestion problems **between the Parties to the Energy Community** shall be addressed with non-discriminatory market-based solutions which give efficient economic signals to the market participants and transmission system operators involved. Network congestion problems shall be solved by means of non-transaction-based methods, namely methods that do not involve a selection between the contracts of individual market participants. When taking operational measures to ensure that its transmission system remains in the normal state, the transmission system operator shall take into account the effect of thosemeasures on neighbouring control areas and coordinate such measures with other affected transmission system operators as provided for in Regulation (EU) 2015/1222, **as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2022/03/MC-EnC.** |
| (2) Procedurile de restricționare a tranzacțiilor se folosesc numai în situații de urgență, și anume în cazul în care operatorul de transport și de sistem trebuie să acționeze rapid și în care nu este posibilă livrarea din altă sursă sau comercializarea în contrapartidă. Orice procedură de acest tip se aplică în mod nediscriminatoriu. Cu excepția situațiilor de forță majoră, participanții la piață cărora li s-a alocat capacitate primesc compensație pentru orice astfel de restricționare. | **Articolul 44. Principii generale de alocare a capacității și de gestionare a congestiilor**  (2) Operatorul sistemului de transport utilizează procedurile de restricționare a tranzacțiilor numai în caz de urgență, și anume atunci când trebuie să acționeze cu promptitudine și redispecerizarea sau tranzacționarea în contrapartidă nu este posibilă. Orice astfel de procedură se aplică într-o manieră nediscriminatorie. Cu excepția cazurilor de forță majoră, participanții la piața energiei electrice cărora li s-a alocat capacitate primesc compensație pentru orice astfel de restricționare. | Compatibil | 2. Transaction curtailment procedures shall be used only in emergency situations, namely where the transmission system operator must act in an expeditious manner and redispatching or countertrading is not possible. Any such procedure shall be applied in a non-discriminatory manner. Except in cases of force majeure, market participants that have been allocated capacity shall be compensated for any such curtailment. |
| (3) Centrele de coordonare regionale efectuează calculul coordonat al capacităților în conformitate cu alineatele (4) și (8) din prezentul articol, astfel cum se prevede la articolul 37 alineatul (1) litera (a) și la articolul 42 alineatul (1).  Centrele de coordonare regionale calculează capacitățile interzonale respectând limitele de siguranță în funcționare, utilizând date de la operatorii de transport și de sistem, inclusiv date cu privire la disponibilitatea tehnică a măsurilor de remediere, fără a include întreruperea consumului. Dacă centrele de coordonare regionale concluzionează că acțiunile de remediere disponibile în regiunea de calcul al capacităților sau între regiunile de calcul al capacităților nu sunt suficiente pentru a atinge traiectoria liniară în temeiul articolului 15 alineatul (2) sau capacitățile minime prevăzute la alineatul (8) din prezentul articol, respectând în același timp limitele de siguranță în funcționare, acestea pot, în ultimă instanță, să stabilească acțiuni coordonate de reducere în consecință a capacităților interzonale. Operatorii de transport și de sistem se pot abate de la acțiunile coordonate în ceea ce privește calculul coordonat al capacităților și analiza coordonată a siguranței numai în conformitate cu articolul 42 alineatul (2).  La trei luni după punerea în funcțiune a centrelor de coordonare regionale în temeiul articolului 35 alineatul (2) din prezentul regulament și, ulterior, din trei în trei luni, centrele de coordonare regionale transmit un raport autorităților de reglementare relevante și ACER cu privire la eventualele reduceri de capacitate sau eventualele abateri de la acțiunile coordonate în temeiul celui de-al doilea paragraf și evaluează incidența și fac recomandări, după caz, cu privire la modul în care se pot evita astfel de abateri în viitor. În cazul în care ajunge la concluzia că nu sunt îndeplinite condițiile prealabile pentru o abatere în temeiul prezentului alineat sau că acestea sunt de natură structurală, ACER prezintă un aviz autorităților de reglementare relevante și Comisiei. Autoritățile de reglementare competente iau măsurile corespunzătoare împotriva operatorilor de transport și de sistem sau a centrelor de coordonare regionale în temeiul articolului 59 sau 62 din Directiva (UE) 2019/944, dacă nu au fost îndeplinite condițiile prealabile pentru o abatere în temeiul prezentului alineat.  Abaterile de natură structurală sunt abordate într-un plan de acțiune menționat la articolul 14 alineatul (7) sau într-o actualizare a unui plan de acțiune existent. | **Articolul 44. Principii generale de alocare a capacității și de gestionare a congestiilor**  (3) Capacitățile transfrontaliere se calculează în mod coordonat de către centrul de coordonare regională din care face parte operatorul sistemului de transport, în conformitate cu alin. (6) și (10) din prezentul articol, în conformitate cu prevederile de la Articolul 56 alin. (7) lit. a) și Articolul 58 alin. (1). Centrul de coordonare regională calculează capacitățile interzonale respectând limitele de securitate operațională, utilizând date de la operatorii sistemelor de transport, inclusiv date privind disponibilitatea tehnică a acțiunilor de remediere, fără a include reducerea sarcinii de consum. În cazul în care centrul de coordonare regională concluzionează că acele acțiuni de remediere disponibile în regiunea de calcul a capacității sau între regiunile de calcul a capacității nu sunt suficiente pentru a atinge traiectoria liniară în temeiul Articolul 43 alin. (3) sau capacitățile minime prevăzute la alin. (10) din prezentul articol, respectând limitele de securitate operațională, acestea pot, ca măsură de ultimă instanță, să stabilească acțiuni coordonate care să reducă în mod corespunzător capacitățile interzonale. Operatorul sistemului de transport, împreună cu operatorii sistemelor de transport din aceeași regiune de operare a sistemului, se pot abate de la acțiunile coordonate în ceea ce privește calculul coordonat al capacității și analiza coordonată de securitate numai în conformitate cu Articolul 58 alin. (2).  (4) La fiecare trei luni, centrul de coordonare regională va transmite un raport autorităților de reglementare din regiunea de funcționare a sistemului relevante, Comitetului de Reglementare al Comunității Energetice și, în măsura în care Statele Membre ale Uniunii Europene sunt afectate, ACER cu privire la orice reducere a capacității sau abatere din acțiunile coordonate în temeiul alin. (3) al prezentului articol și evaluează incidentele și face recomandări, dacă este necesar, cu privire la modul de evitare a unor astfel de abateri în viitor. În cazul în care ACER sau Comitetul de Reglementare al Comunității Energetice concluzionează că condițiile prealabile pentru o abatere în temeiul alin. (3) nu sunt îndeplinite sau sunt de natură structurală, Comitetul de Reglementare al Comunității Energetice, ACER va transmite un aviz autorităților de reglementare din regiunea de funcționare a sistemului, Comisiei Europene și Secretariatului Comunității Energetice. Autoritățile de reglementare competente iau măsurile corespunzătoare împotriva operatorilor sistemelor de transport sau a centrului regional de coordonare în conformitate cu Articolul 9 - Articolul 11, dacă nu au fost îndeplinite condițiile prealabile pentru o abatere în temeiul alin. (3) din prezentul articol.  (5) Abaterile de natură structurală sunt abordate într-un plan de acțiuni prevăzut la Articolul 42 alin. (6) sau într-o actualizare a unui plan de acțiune existent. | Compatibil | 3. Regional coordination centres shall carry out coordinated capacity calculation in accordance with paragraphs 4 and 8 of this Article, as provided for in point (a) of Article 37(1) and in Article 42(1).  Regional coordination centres shall calculate cross-zonal capacities respecting operational security limits using data from transmission system operators including data on the technical availability of remedial actions, not including load shedding. Where regional coordination centres conclude that those available remedial actions in the capacity calculation region or between capacity calculation regions are not sufficient to reach the linear trajectory pursuant to Article 15(2) or the minimum capacities provided for in paragraph 8 of this Article while respecting operational security limits, theymay, as ameasure of last resort, set out coordinated actions reducing the cross- zonal capacities accordingly. Transmission system operators may deviate from coordinated actions in respect of coordinated capacity calculation and coordinated security analysis only in accordance with Article 42(2).  By 3 months after the entry into operation of the regional coordination centres pursuant to Article 35 of this Regulation and every three months thereafter, the regional coordination centres shall submit a report, **corresponding to the reports submitted pursuant to Article 16(3) of the Regulation (EU) 2019/943**, to the relevant regulatory authorities, to the **Energy Community Regulatory Board and, to the extent Member States are affected, to the Agency for the Cooperation of Energy Regulators** on any reduction of capacity or deviation from coordinated actions pursuant to the second subparagraph and shall assess the incidences and make recommendations, if necessary, on how to avoid such deviations in the future. **If the Agency for the Cooperation of Energy Regulators, acting in accordance with Article 2 of Procedural Act No 2022/01/MC-EnC, or the Energy Community Regulatory Board** concludes that the prerequisites for a deviation pursuant to this paragraph are not fulfilled or are of a structural nature, **the Agency for the Cooperation of Energy Regulators, acting in accordance with Article 2 of Procedural Act No 2022/01/MC-EnC, or the Energy Community Regulatory Board** shall submit an opinion to the relevant regulatory authorities, **to the European Commission and to the Energy Community Secretariat. Before issuing an opinion, the Energy Community Regulatory Board and the Agency for the Cooperation of Energy Regulators shall consult each other.** The competent regulatory authorities shall take appropriate action against transmission system operators or regional coordination centres pursuant to Article 59 or 62 of Directive (EU) 2019/944, **as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2021/13/MC-EnC,** if the prerequisites for a deviation pursuant to this paragraph were not fulfilled.  Deviations of a structural nature shall be addressed in an action plan referred to in Article 14(7) or in an update of an existing action plan. |
| (4) Participanții la piață trebuie să respecte nivelul maxim de capacitate al interconectărilor și al rețelelor de transport afectate de capacitatea transfrontalieră în conformitate cu standardele de siguranță pentru exploatarea sigură a rețelei. Comercializarea în contrapartidă și redispecerizarea, inclusiv redispecerizarea transfrontalieră, se utilizează pentru a maximiza capacitățile disponibile pentru a atinge capacitatea minimă prevăzută la alineatul (8). Se aplică o procedură coordonată și nediscriminatorie pentru acțiunile de remediere transfrontaliere pentru a permite această maximizare, în urma punerii în aplicare a unei metodologii de partajare a costurilor pentru comercializarea în contrapartidă și redispecerizare. | **Articolul 44. Principii generale de alocare a capacității și de gestionare a congestiilor**  (6) Nivelul maxim de capacitate al interconexiunilor și al rețelelor electrice de transport afectate de capacitatea transfrontalieră se pune la dispoziția participanților la piața energiei electrice care respectă standardele de siguranță ale exploatării sigure a rețelelor electrice de transport. Operatorul sistemului de transport folosește comercializarea în contrapartidă și redispecerizarea, inclusiv redispecerizarea transfrontalieră, ca acțiuni de remediere pentru a maximiza capacitățile disponibile pentru a atinge capacitatea minimă prevăzută la alin. (10) din prezentul articol. Pentru a permite o astfel de maximizare, acțiunile de remediere transfrontaliere se aplică printr-un proces coordonat și nediscriminatoriu, în urma implementării unei metodologii de partajare a costurilor pentru comercializarea în contrapartidă și redispecerizare și de compensare a tranzacționării menționate la Articolul 46.  **Articolul 46. Redispecerizarea și comercializarea în contrapartidă**  (4) Metodologia comună pentru comercializarea în contrapartidă și redispecerizarea coordonată, precum și metodologia de partajare a costurilor pentru redispecerizare și comercializare în contrapartidă menționate la alin. (2) se elaborează de către operatorul sistemului de transport, împreună cu ceilalți operatori ai sistemelor de transport din aceeași regiune de calcul a capacității și se aprobă în conformitate cu liniile directoare privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor.  (5) Redispecerizarea cu relevanță transfrontalieră sau comercializarea în contrapartidă se coordonează cu redispecerizarea sau comercializarea în contrapartidă aplicată în interiorul zonei de control. | Compatibil | 4. Themaximum level of capacity of the interconnections and the transmission networks affected bycross-border capacity **between Parties to the Energy Community** shall be made available to market participants complying with the safety standards of secure network operation. Counter- trading and redispatch, including cross-border redispatch, shall be used to maximise available capacities to reach the minimum capacity provided for in paragraph 8. A coordinated and non- discriminatory process for cross-border remedial actions shall be applied to enable such maximisation, following the implementation of a redispatching and counter-trading cost-sharing methodology. |
| (5) Capacitatea se alocă prin licitații explicite de capacitate sau prin licitații implicite, care includ atât capacitate, cât și energie. Ambele metode pot coexista pentru aceeași interconectare. Pentru tranzacțiile intrazilnice se utilizează tranzacționarea continuă, care poate fi suplimentată prin licitații. | **Articolul 44. Principii generale de alocare a capacității și de gestionare a congestiilor**  (7) Capacitatea se aloca prin licitații explicite de capacitate sau licitații implicite care includ atât capacitate, cât și energie electrică. Ambele metode pot coexista pe aceeași interconexiune. Pentru comerțul intrazilnic, se va utiliza tranzacționarea continuă, care poate fi suplimentată prin licitații. | Compatibil | 5. Capacity shall be allocated by means of explicit capacity auctions or implicit auctions including both capacity and energy. Both methods may coexist on the same interconnection. For intraday trade, continuous trading, which may be complemented by auctions, shall be used. |
| (6) În caz de congestie, sunt declarate câștigătoare ofertele cu cea mai mare valoare valabile pentru capacitatea rețelei, indiferent că sunt formulate implicit sau explicit și care oferă cea mai mare valoare pentru capacitatea de transport limitată într-un interval de timp dat. Cu excepția cazului capacităților de interconexiune noi care beneficiază de o derogare în temeiul articolului 7 din Regulamentul (CE) nr. 1228/2003, al articolului 17 din Regulamentul (CE) nr. 714/2009 sau de o scutire în temeiul articolului 63 din prezentul regulament, se interzice stabilirea unor prețuri de rezervă în metodele de alocare a capacității. | **Articolul 44. Principii generale de alocare a capacității și de gestionare a congestiilor**  (8) În cazul congestiei, sunt declarate câștigătoare ofertele valabile cu cea mai mare valoare pentru capacitatea rețelei electrice de transport, indiferent că sunt formulate implicit sau explicit, și care oferă cea mai mare valoare pentru capacitatea de transport limitată într-un interval de timp dat. În afară de cazul noilor interconexiuni care beneficiază de o scutire în temeiul stabilit la Articolul 41, este interzisă stabilirea prețurilor de rezervă în metodele de alocare a capacității. | Compatibil | 6. In the case of congestion, the valid highest value bids for network capacity, whether implicit or explicit, offering the highest value for the scarce transmission capacity in a given timeframe, shall be successful.Other than in the case of new interconnectors which benefit from an exemption under Article 7 of Regulation (EC) No 1228/2003, **as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2011/02/MC-EnC,** Article 17 of Regulation (EC) No 714/2009, **as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2011/02/MC-EnC,** or Article 63 of this Regulation, establishing reserve prices in capacity-allocation methods shall be prohibited. |
| (7) Capacitatea trebuie să poată fi tranzacționată liber pe piața secundară, cu condiția ca operatorul de transport și de sistem să fie informat cu suficient timp înainte. Atunci când un operator de transport și de sistem refuză un schimb (o tranzacție) secundar(ă), acest fapt trebuie comunicat și explicat în mod clar și transparent de către respectivul operator de transport și de sistem tuturor participanților la piață și notificat autorității de reglementare. | **Articolul 44. Principii generale de alocare a capacității și de gestionare a congestiilor**  (9) Capacitatea este liber tranzacționabilă pe piața secundară, cu condiția ca operatorul sistemului de transport să fie informat cu suficient timp înainte. În cazul în care operatorul sistemului de transport refuză orice tranzacție secundară, acest fapt este comunicat și explicat în mod clar și transparent tuturor participanților la piața energiei electrice de către operatorul sistemului de transport și notificat Agenției. | Compatibil | 7. Capacity shall be freely tradable on a secondary basis, provided that the transmission system operator is informed sufficiently in advance. Where a transmission system operator refuses any secondary trade (transaction), this shall be clearly and transparently communicated and explained to all the market participants by that transmission system operator and notified to the regulatory authority**.** |
| (8) Operatorii de transport și de sistem nu limitează volumul capacității de interconectare care urmează a fi pusă la dispoziția participanților la piață pentru a rezolva o congestie în interiorul propriei lor zone de ofertare sau ca modalitate de a gestiona fluxurile din tranzacțiile interne ale zonelor de ofertare. Fără a aduce atingere aplicării derogărilor prevăzute la alineatele (3) și (9) din prezentul articol și aplicării articolul 15 alineatul (2), se consideră că prezentul alineat este respectat, cu condiția să fie atinse următoarele niveluri minime ale capacității disponibile pentru comerțul interzonal:  (a) pentru frontierele care folosesc o abordare bazată pe capacitatea netă de transport coordonată, capacitatea minimă este de 70 % din capacitatea de transport, respectând limitele de siguranță în funcționare după scăderea contingențelor, astfel cum sunt stabilite în conformitate cu orientările privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor adoptate în temeiul articolului 18 alineatul (5) din Regulamentul (CE) nr. 714/2009;  (b) pentru frontierele care utilizează o metodă bazată pe flux, capacitatea minimă este o marjă stabilită în procedura de calcul al capacității, disponibilă pentru fluxurile induse de schimburile interzonale. Marja menționată este de 70 % din capacitatea care respectă limitele de siguranță în funcționare ale elementelor critice de rețea interne și interzonale, ținând seama de contingențe, astfel cum sunt stabilite în conformitate cu orientările privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor adoptate în temeiul articolul 18 alineatul (5) din Regulamentul (CE) nr. 714/2009.  Procentul total de 30 % poate fi utilizat pentru marjele de fiabilitate, fluxurile în buclă și fluxurile interne ale fiecărui element critic de rețea. | **Articolul 44. Principii generale de alocare a capacității și de gestionare a congestiilor**  (10) Operatorul sistemului de transport nu trebuie să limiteze capacitatea de interconexiune care trebuie puse la dispoziția participanților la piață ă ca mijloc de rezolvare a congestiei în interiorul zonei sale de ofertare sau ca modalitate de a gestiona fluxurile rezultate din tranzacțiile interne ale zonei de ofertare. Fără a aduce atingere aplicării derogărilor prevăzute la alin. (3) și (12) din prezentul articol și aplicării Articolul 43 alin. (2), prezentul alineat se consideră a fi respectat atunci când sunt atinse următoarele niveluri minime ale capacității disponibile pentru comerțul interzonal:  a) pentru frontierele care utilizează o abordare coordonată a capacității nete de transport, capacitatea minimă va fi de 70% din capacitatea de transport, respectând limitele de securitate operațională după scăderea contingentelor, determinate în conformitate cu liniile directoare privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor;  b) pentru frontierele care utilizează o abordare bazată pe flux, capacitatea minimă este o marjă stabilită în procesul de calcul al capacității, disponibilă pentru fluxurile induse de schimbul interzonal. Marja va fi de 70% din capacitate, respectând limitele de securitate operațională ale elementelor critice de rețea interne și interzonale, luând în considerare situațiile neprevăzute, determinate în conformitate cu liniile directoare privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor.  (11) Suma totală rămasă de 30% din capacitatea de transport poate fi utilizată pentru marjele de fiabilitate, fluxurile de buclă și fluxurile interne pe fiecare element critic al rețelei electrice de transport. | Compatibil | 8. Transmission system operators shall not limit the volume of interconnection capacity to be made available to market participants as a means of solving congestion inside their own bidding zone or as a means of managing flows resulting from transactions internal to bidding zones. Without prejudice to the application of the derogations under paragraphs 3 and 9 of this Article and to the application of Article 15(2), this paragraph shall be considered to be complied with where the following minimum levels of available capacity for cross-zonal trade are reached:  (a) for borders using a coordinated net transmission capacity approach, the minimum capacity shall be 70 % of the transmission capacity respecting operational security limits after deduction of contingencies, as determined in accordance with **Regulation (EU) 2015/1222, as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2022/03/MC-EnC;**  (b) for borders using a flow-based approach, the minimum capacity shall be a margin set in the capacity calculation process as available for flows induced by cross-zonal exchange. The margin shall be 70%of the capacity respecting operational security limits of internal and cross- zonal critical network elements, taking into account contingencies, as determined in accordance with **Regulation (EU) 2015/1222, as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2022/03/MC-EnC.**  The total amount of 30 % can be used for the reliability margins, loop flows and internal flows on each critical network element. |
| (9) La cererea operatorilor de transport și de sistem dintr-o regiune de calcul al capacităților, autoritățile de reglementare relevante pot acorda o derogare de la alineatul (8), pentru motive previzibile, în cazul în care este necesară pentru menținerea siguranței în funcționare. Astfel de derogări, care nu vizează restricționarea capacităților deja alocate în temeiul alineatului (2), se acordă pentru durate de câte maximum un an sau, dacă amploarea derogării se diminuează semnificativ după primul an, pentru maximum doi ani. Amploarea unor astfel de derogări este limitată strict la ceea ce este necesar pentru menținerea siguranței în funcționare și evită discriminarea între schimburile interne și interzonale.  Înainte de acordarea unei derogări, autoritatea de reglementare competentă consultă autoritățile de reglementare din alte state membre care fac parte din regiunea de calcul al capacităților afectată. În cazul în care o autoritate de reglementare nu este de acord cu derogarea propusă, ACER decide dacă derogarea ar trebui să fie acordată în temeiul articolului 6 alineatul (10) litera (a) din Regulamentul (UE) 2019/942. Justificarea și motivele care stau la baza derogării se publică.  În cazul în care se acordă o derogare, operatorii de transport și de sistem relevanți elaborează și publică o metodologie și proiecte care să ofere o soluție pe termen lung la problema pe care vizează să o remedieze derogarea. Derogarea expiră la împlinirea duratei derogării sau odată ce soluția identificată este aplicată, în funcție de care dintre aceste date survine prima. | **Articolul 44. Principii generale de alocare a capacității și de gestionare a congestiilor**  (12) La cererea operatorului sistemului de transport, Agenția poate acorda o derogare de la alin. (10), din motive previzibile, dacă este necesar pentru menținerea securității operaționale. Asemenea derogări, care nu se referă la restricționarea capacităților deja alocate în temeiul alin. (2) al prezentului articol, se acordă pentru cel mult un an sau, dacă amploarea derogării se diminuează semnificativ după primul an, pentru maximum doi ani. Amploarea acestor derogări se limitează strict la ceea ce este necesar pentru menținerea securității operaționale și evită discriminarea între schimburile interne și interzonale.  (13) Înainte de acordarea unei derogări prevăzute la alin. (12), Agenția va consulta autoritățile de reglementare ale altor State Membre ale Uniunii Europene și Părțile Contractante din Comunitatea Energetică care fac parte din regiunea de calcul a capacității afectată. În cazul în care Agenția sau altă autoritate de reglementare nu este de acord cu derogarea propusă, Comitetul de Reglementare al Comunității Energetice și, în măsura în care Statele Membre ale Uniunii Europene sunt afectate – ACER, decide dacă aceasta ar trebui acordată în conformitate cu Articolul 11 alin. (1) lit. f). Justificarea și motivele derogării se publică pe pagina web oficială a Agenției.  (14) În cazul în care se acordă o derogare, operatorul sistemului de transport, împreună cu operatorii relevanți ai sistemului de transport din regiunea de calcul a capacității, elaborează și publică o metodologie și proiecte care să ofere o soluție pe termen lung la problema pe care vizează să o remedieze derogarea. Derogarea expiră la atingerea termenului limită pentru derogare sau la aplicarea soluției identificate, oricare dintre acestea survine prima. | Compatibil | 9. At the request of the transmission system operators in a capacity calculation region, the relevant regulatory authorities may grant a derogation from paragraph 8 on foreseeable grounds where necessary for maintaining operational security. Such derogations, which shall not relate to the curtailment of capacities already allocated pursuant to paragraph 2, shall be granted for no more than one-year at a time, or, provided that the extent of the derogation decreases significantly after the first year, up to a maximum of two years. The extent of such derogations shall be strictly limited to what is necessary to maintain operational security and they shall avoid discrimination between internal and cross-zonal exchanges.  Before granting a derogation, the relevant regulatory authority shall consult the regulatory authorities of other Member States **and Contracting Parties** forming part of the affected capacity calculation regions. Where a regulatory authority disagrees with the proposed derogation, the **Energy Community Regulatory Board and, to the extent Member States are affected, the Agency for the Cooperation of Energy Regulators**, **acting in accordance with Article 2 of Procedural Act No 2022/01/MC-EnC,** shall decide whether it should be granted pursuant to **Article 62(1)(f) of Directive (EU) 2019/944, including as adapted and adopted byMinisterial Council Decision 2021/13/MC-EnC.** The justification and reasons for the derogation shall be published. **Before taking a decision, the Energy Community Regulatory Board and the Agency for the Cooperation of Energy Regulators shall consult each other.**  Where a derogation is granted, the relevant transmission system operators shall develop and publish a methodology and projects that shall provide a long-term solution to the issue that the derogation seeks to address. The derogation shall expire when the time limit for the derogation is reached or when the solution is applied, whichever is earlier. |
| (10) Participanții la piață informează operatorii de transport și de sistem vizați, cu suficient timp înainte de perioada de funcționare relevantă, cu privire la intenția lor de a folosi capacitatea alocată. Orice capacitate alocată care nu este utilizată este pusă din nou la dispoziție pe piață, în conformitate cu o procedură deschisă, transparentă și nediscriminatorie. | **Articolul 44. Principii generale de alocare a capacității și de gestionare a congestiilor**  (15) Participanții la piața energiei electrice informează operatorul sistemului de transport cu suficient timp înainte de perioada de funcționare relevantă, dacă intenționează să utilizeze capacitatea alocată, în conformitate cu liniile directoare privind alocarea capacității și gestionarea congestiei, menționate la Articolul 39. Orice capacitate alocată care nu va fi utilizată, va fi pusă din nou la dispoziție pe piață, într-un mod deschis, transparent și nediscriminatoriu. | Compatibil | 10. Market participants shall inform the transmission system operators concerned within a reasonable period in advance of the relevant operational periodwhether they intend to use allocated capacity. Any allocated capacity that is not going to be used shall be made available again to the market, in an open, transparent and non-discriminatory manner. |
| (11) Operatorii de transport și de sistem, în măsura posibilităților tehnice, compensează solicitările de capacitate ale oricărui flux de energie electrică în direcția opusă pe linia de interconectare congestionată, pentru a utiliza această linie la capacitatea maximă. Luându-se în considerare pe deplin asigurarea siguranței rețelei, tranzacțiile care diminuează congestia nu sunt refuzate. | **Articolul 44. Principii generale de alocare a capacității și de gestionare a congestiilor**  (16) În măsura în care este posibil din punct de vedere tehnic, operatorul sistemului de transport va compensa solicitările de capacitate ale oricăror fluxuri de energie electrică în direcția opusă pe linia de interconexiune congestionată pentru a utiliza acea linie la capacitatea sa maximă. Având în vedere pe deplin securitatea rețelei electrice de transport, tranzacțiile care diminuează congestia nu vor fi refuzate. | Compatibil | 11. As far as technically possible, transmission system operators shall net the capacity requirements of any power flows in opposite directions over the congested interconnection linein order to use that line to its maximum capacity. Having full regard to network security, transactions that relieve the congestion shall not be refused. |
| (12) Consecințele financiare ale neîndeplinirii obligațiilor asociate cu alocarea capacităților revin operatorilor de transport și de sistem sau OPEED răspunzători pentru această neîndeplinire. Atunci când participanții la piață nu utilizează capacitățile pe care s-au angajat să le utilizeze sau, în cazul capacităților care au făcut obiectul unei licitații explicite, nu realizează tranzacții de capacitate pe piața secundară sau nu restituie capacitățile în timp util, respectivii participanți la piață pierd dreptul de utilizare a acestor capacități și plătesc o penalitate care reflectă costurile induse de această situație. Toate penalitățile care reflectă costurile pentru neutilizarea capacităților trebuie să fie justificate și proporționale. În cazul în care un operator de transport și de sistem nu își respectă obligațiile de a furniza ferm capacitate de transport, acesta este responsabil de compensarea participantului la piață pentru pierderea dreptului de a utiliza capacitățile. Prejudiciile indirecte nu se iau în considerare în acest scop. Conceptele și metodele de bază care permit stabilirea responsabilităților în caz de neîndeplinire a obligațiilor sunt definite în prealabil în ceea ce privește consecințele financiare și sunt supuse evaluării de către autoritatea de reglementare relevantă. | **Articolul 44. Principii generale de alocare a capacității și de gestionare a congestiilor**  (17) Consecințele financiare ale neîndeplinirii obligațiilor asociate cu alocarea capacității se atribuie operatorului sistemului de transport sau OPEED care este responsabil pentru o astfel de nerespectare. În cazul în care participanții la piața energiei electrice nu reușesc să folosească capacitatea pe care s-au angajat să o utilizeze sau, în cazul capacității care a făcut obiectul unei licitații explicite, nu reușesc să tranzacționeze capacitatea pe piața secundară sau nu restituie capacitatea în condițiile stabilite în conformitate cu liniile directoare relevante, respectivii participanți la piața energiei electrice își pierd drepturile asupra acestei capacități și plătesc o penalitate care reflectă costurile incluse de această situație. Toate penalitățile care reflectă costurile pentru neutilizarea capacității trebuie să fie justificate și proporționale. În cazul în care operatorul sistemului de transport nu își îndeplinește obligația de a furniza capacitate fermă de transport, acesta este obligat să despăgubească participantul la piață pentru pierderea drepturilor de a utiliza capacitățile. Prejudiciile indirecte nu vor fi luate în considerare în acest scop. Conceptele și metodele de bază pentru determinarea responsabilităților în caz de neîndeplinire a obligațiilor sunt stabilite în prealabil în ceea ce privește consecințele financiare și sunt supuse revizuirii și aprobării de către Agenție. | Compatibil | 12. The financial consequences of a failure to honour obligations associated with the allocation of capacity shall be attributed to the transmission system operators or NEMOs who are responsible for such a failure. Where market participants fail to use the capacity that they have committed to use, or, in the case of explicitly auctioned capacity, fail to trade capacity on a secondary basis or give the capacity back in due time, those market participants shall lose the rights to such capacity and shall pay a cost-reflective charge. Any cost-reflective charges for the failure to use capacity shall be justified and proportionate. If a transmission system operator does not fulfil its obligation of providing firm transmission capacity, it shall be liable to compensate the market participant for the loss of capacity rights. Consequential losses shall not be taken into account for that purpose. The key concepts andmethods for the determination of liabilities that accrue upon failure to honour obligations shall be set out in advance in respect of the financial consequences, and shall be subject to review by the relevant regulatory authority. |
| (13) La alocarea costurilor măsurilor de remediere între operatorii de transport și de sistem, autoritățile de reglementare analizează în ce măsură fluxurile rezultate din tranzacțiile interne ale zonelor de ofertare contribuie la congestia constatată dintre două zone de ofertare și alocă costurile în funcție de respectiva contribuție la congestie operatorilor de transport și de sistem din zonele de ofertare răspunzători pentru crearea unor astfel de fluxuri, cu excepția costurilor generate de fluxurile rezultate din tranzacții interne ale zonelor de ofertare care sunt sub nivelul preconizat fără congestie structurală într-o zonă de ofertare.  Acest nivel este analizat și definit în comun de către toți operatorii de transport și de sistem dintr-o regiune de calcul al capacităților pentru fiecare frontieră individuală a zonei de ofertare și este supus aprobării tuturor autorităților de reglementare din regiunea de calcul al capacităților. | **Articolul 44. Principii generale de alocare a capacității și de gestionare a congestiilor**  (18) Alocarea costurilor acțiunilor de remediere între operatorii sistemelor de transport se bazează pe analiza în ce măsură fluxurile rezultate din tranzacțiile interne ale zonelor de ofertare contribuie la congestia dintre două zone de ofertare analizate. Apoi, costurile respective vor fi alocate operatorilor sistemului de transport din zonele de ofertare care creează astfel de fluxuri, cu excepția costurilor induse de fluxurile rezultate din tranzacții interne ale zonelor de ofertare care sunt sub nivelul preconizat fără congestie structurală într-o zonă de ofertare. Nivelul respectiv este analizat și definit în comun de către operatorul sistemului de transport și alți operatori ai sistemului de transport din regiunea de calcul a capacității pentru fiecare frontieră individuală a zonei de ofertare și este supus aprobării Agenției și a altor autorități de reglementare din regiunea de calcul a capacității. | Compatibil | 13. When allocating costs of remedial actions between transmission system operators, regulatory authorities shall analyse to what extent flows resulting from transactions internal to bidding zones contribute to the congestion between two bidding zones observed, and allocate the costs based on the contribution to the congestion to the transmission system operators of the bidding zones creating such flows except for costs induced by flows resulting from transactions internal to bidding zones that are below the level that could be expected without structural congestion in a bidding zone.  That level shall be jointly analysed and defined by all transmission system operators in a capacity calculation region for each individual bidding zone border, and shall be subject to the approval of all regulatory authorities in the capacity calculation region. |
| **Articolul 17**  **Alocarea capacității interzonale de la un interval de timp la altul**  (1) Operatorii de transport și de sistem recalculează capacitatea interzonală disponibilă cel puțin după ora de închidere a porții pieței pentru ziua următoare și a pieței intrazilnice interzonale. Operatorii de transport și de sistem alocă capacitatea interzonală disponibilă plus restul de capacitate interzonală care nu a fost alocată în prealabil, precum și orice capacitate interzonală eliberată de către deținătorii de drepturi fizice de transport din alocările anterioare în cadrul următorului proces de alocare a capacității interzonale. | **Articolul 45. Alocarea capacității interzonale pe intervale de timp**  (1) Operatorul sistemului de transport trebuie să recalculeze capacitatea interzonală disponibilă cel puțin după ora de închidere a porții pieței pentru ziua următoare și după ora de închidere a porții pieței pe parcursul zilei interzonale. Operatorul sistemului de transport alocă capacitatea interzonală disponibilă, precum și restul de capacitate interzonală care nu a fost alocată în prealabil și orice capacitate interzonală eliberată de către deținătorii de drepturi fizice de transport din alocările anterioare în cadrul următorului proces de alocare a capacității interzonale. | Compatibil | ***Article 17***  **Allocation of cross-zonal capacity across timeframes**  1. Transmission system operators of Member States **and Contracting Parties** shall recalculate available cross-zonal capacity at least after day-ahead gate closure times and after intraday cross- zonal gate closure times. Transmission system operators shall allocate the available cross-zonal capacity plus any remaining cross-zonal capacity not previously allocated and any cross-zonal capacity released by physical transmission right holders from previous allocations in the following cross-zonal capacity allocation process. |
| (2) Operatorii de transport și de sistem propun o structură adecvată de alocare a capacității interzonale de la un interval de timp la altul, inclusiv pentru cele de tipul pentru ziua următoare, intrazilnic și de echilibrare. Această structură de alocare este evaluată de către autoritățile de reglementare relevante. La elaborarea propunerii lor, operatorii de transport și de sistem țin seama de:  (a) caracteristicile piețelor;  (b) condițiile operaționale ale sistemului electroenergetic, precum consecințele soldării operațiunilor programate ferm;  (c) gradul de armonizare a procentelor alocate unor diferite intervale de timp și a intervalelor de timp adoptate pentru diferitele mecanisme de alocare a capacităților interzonale care sunt deja în vigoare. | **Articolul 45. Alocarea capacității interzonale pe intervale de timp**  (2) Operatorul sistemului de transport elaborează o structură corespunzătoare pentru alocarea capacității interzonale pe intervale de timp, inclusiv pentru ziua următoare, pe parcursul zilei și pentru echilibrare, urmând principiile și procesele stabilite în liniile directoare prevăzute la Articolul 39 și în TCM-urile corespunzătoare. Structura elaborată de alocare a capacității interzonale se prezintă Agenției spre examinare și aprobare. La elaborarea propunerii, operatorul sistemului de transport ia în considerare:  a) caracteristicile piețelor;  b) condițiile de funcționare a sistemului electroenergetic, cum ar fi consecințele soldării programelor declarate ferme;  c) nivelul de armonizare a valorilor procentuale alocate diferitelor intervale de timp și intervalelor de timp adoptate pentru diferitele mecanisme de alocare a capacității interzonale care sunt deja implementate. | Compatibil | 2. Transmission system operators shall propose an appropriate structure for the allocation of cross-zonal capacity across timeframes, including day-ahead, intraday and balancing. That allocation structure shall be subject to review by the relevant regulatory authorities. In drawing up their proposal, the transmission system operators shall take into account:  (a) the characteristics of the markets;  (b) the operational conditions of the electricity system, such as the implications of netting firmly declared schedules;  (c) the level of harmonisation of the percentages allocated to different timeframes and the timeframes adopted for the different cross-zonal capacity allocation mechanisms that are already in place. |
| (3) În cazul în care capacitatea interzonală este disponibilă după ora de închidere a porții pieței intrazilnice interzonale, operatorii de transport și de sistem utilizează capacitatea interzonală pentru schimbul de energie de echilibrare sau pentru operarea procesului de compensare a dezechilibrelor. | **Articolul 45. Alocarea capacității interzonale pe intervale de timp**  (3) În cazul în care capacitatea interzonală este disponibilă după ora de închidere a porții pieței pe parcursul zile interzonale, operatorul sistemului de transport utilizează capacitatea interzonală pentru schimbul de energie de echilibrare sau pentru operarea procesului de compensare a dezechilibrelor. | Compatibil | 3. Where cross-zonal capacity is available after the intraday cross-zonal gate closure time, transmission system operators shall use the cross-zonal capacity for the exchange of balancing energy or for the operation of the imbalance netting process. |
| (4) În cazul în care este alocată capacitate interzonală pentru schimbul de capacitate de echilibrare sau pentru partajarea rezervelor în temeiul articolului 6 alineatul (8) din prezentul regulament, operatorii de transport și de sistem utilizează metodologiile elaborate în orientările privind echilibrarea sistemului de energie electrică adoptate în temeiul articolului 6 alineatul (11) din Regulamentul (CE) nr. 714/2009. | **Articolul 45. Alocarea capacității interzonale pe intervale de timp**  (4) În cazul în care se alocă capacitate interzonală pentru schimbul de capacitate de echilibrare sau partajarea rezervelor, operatorul sistemului de transport utilizează metodologiile elaborate în conformitate cu liniile directoare privind echilibrarea, aprobate de Agenție. | Compatibil | 4. Where cross-zonal capacity is allocated for the exchange of balancing capacity or sharing of reserves pursuant to Article 6(8) of this Regulation, transmission system operators shall use the methodologies developed in **accordance with Regulation (EU) 2017/2195, as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2022/03/MC-EnC.** |
| (5) Operatorii de transport și de sistem nu măresc marja de fiabilitate calculată în temeiul Regulamentului (UE) 2015/1222 în urma schimbului de capacitate de echilibrare sau a utilizării în comun a rezervelor. | **Articolul 45. Alocarea capacității interzonale pe intervale de timp**  (5) Operatorul sistemului de transport nu mărește marja de fiabilitate calculată ca urmare a schimbului de capacitate de echilibrare sau a utilizării în comun a rezervelor. | Compatibil | 5. Transmission system operators shall not increase the reliability margin calculated pursuant to Regulation (EU) 2015/1222**, as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2022/03/MC-EnC,** due to the exchange of balancing capacity or sharing of reserves. |
| **SECŢIUNEA 2**  **Tarifele de rețea și veniturile din congestii**  **Articolul 18**  **Tarifele de acces la rețele, de utilizare a rețelelor și de întărire a rețelelor**  (1) Tarifele aplicate de operatorii de rețea pentru accesul la rețele, inclusiv tarifele pentru racordarea la rețele, tarifele pentru utilizarea rețelelor și, acolo unde este cazul, tarifele pentru întăririle corelate ale rețelei reflectă costurile, sunt transparente, iau în considerare necesitatea de a garanta siguranța rețelei și flexibilitatea și reflectă costurile reale suportate, în măsura în care acestea corespund costurilor unui operator de rețea eficient și comparabil din punct de vedere structural și se aplică în mod nediscriminatoriu. Tarifele respective nu includ costurile necorelate care sprijină obiective de politică necorelate.  Fără a aduce atingere articolului 15 alineatele (1) și (6) din Directiva 2012/27/UE și criteriilor din anexa XI la directiva menționată, metoda utilizată pentru calculul tarifelor de rețea sprijină în mod neutru eficiența generală a sistemului pe termen lung prin semnale de preț pentru clienți și producători și în special se aplică într-un mod care nu discriminează nici pozitiv, nici negativ între producerea conectată la nivelul de distribuție și producerea conectată la nivelul de transport. Tarifele de rețea nu discriminează nici pozitiv, nici negativ împotriva stocării energiei sau împotriva agregării și nu descurajează producția proprie, autoconsumul sau participarea la consumul dispecerizabil. Fără a aduce atingere alineatului (3) din prezentul articol, tarifele respective nu se calculează în funcție de distanță. | **Articolul 129. Principii generale privind prețurile și tarifele reglementate**  (2) Tarifele reglementate pentru furnizarea serviciilor de transport, a serviciilor de distribuție trebuie să reflecte costurile, să fie stabilite în mod transparent și să țină cont de necesitatea asigurării siguranței în funcționare și flexibilitatea rețelei electrice, să fie bazate pe costurile reale suportate, în măsura în care acestea corespund cu costurile unui operatorului de sistem eficient și comparabil din punct de vedere structural și să fie aplicate în mod nediscriminatoriu. Tarifele reglementate nu trebuie să includă costuri individuale care susțin obiective de politică necorelate cu obiectivele stabilite prin prezenta Lege.  (3) Metodele utilizate pentru determinarea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de transport, a serviciului de distribuție trebuie să susțină în mod neutru eficiența generală a sistemului electroenergetic pe termen lung prin semnale de preț către consumatori și producători și, în special, să fie aplicate într-un mod care nu discriminează nici pozitiv, nici negativ între producerea energiei electrice de către centralele electrice racordate la rețelele electrice de distribuție și producerea energiei electrice ce către centrale racordate la rețelele electrice de transport. Tarifele reglementate pentru prestarea serviciului de transport, a serviciului de distribuție nu trebuie să discrimineze, pozitiv sau negativ, stocarea energiei sau agregarea și nu trebuie să descurajeze autoproducerea, autoconsumul sau participarea consumului dispecerizabil. | Compatibil | ***SECTION 2***  ***Network charges and congestion income***  ***Article 18***  **Charges for access to networks, use of networks and reinforcement**  1. Charges applied by network operators for access to networks, including charges for connection to the networks, charges for use of networks, and, where applicable, charges for related network reinforcements, shall be cost-reflective, transparent, take into account the need for network security and flexibility and reflect actual costs incurred insofar as they correspond to those of an efficient and structurally comparable network operator and are applied in a non-discriminatory manner. Those charges shall not include unrelated costs supporting unrelated policy objectives.  Without prejudice to Article 15(1) and (6) of Directive 2012/27/EU, **as adopted and adapted by Ministerial Council Decision 2015/08/MC-EnC,** and the criteria in Annex XI to that Directive the method used to determine the network charges shall neutrally support overall system efficiency over the long run through price signals to customers and producers and in particular be applied in a way which does not discriminate positively or negatively between production connected at the distribution level and production connected at the transmission level. The network charges shall not discriminate either positively or negatively against energy storage or aggregation and shall not create disincentives for self-generation, self-consumption or for participation in demand response. Without prejudice to paragraph 3 of this Article, those charges shall not be distance-related. |
| (2) Metodologiile de calculare a tarifelor:  (a) reflectă costurile fixe ale operatorilor de transport și de sistem și ale operatorilor de distribuție și iau în considerare atât cheltuielile de capital, cât și cheltuielile operaționale, pentru a oferi stimulente adecvate operatorilor de transport și de sistem și operatorilor de distribuție, atât pe termen scurt, cât și pe termen lung, inclusiv investiții anticipative, cu scopul de a spori eficiența, inclusiv eficiența energetică;  (b) încurajează integrarea pieței, integrarea energiei din surse regenerabile și securitatea aprovizionării;  (c) sprijină utilizarea serviciilor de flexibilitate și permit utilizarea racordărilor flexibile;  (d) promovează investiții eficiente și în timp util, inclusiv soluții de optimizare a rețelei existente;  (e) facilitează stocarea energiei, răspunsul părții de consum și activitățile de cercetare conexe;  (f) contribuie la realizarea obiectivelor stabilite în planurile naționale integrate privind energia și clima, reduc impactul asupra mediului și promovează acceptarea de către public; și  (g) facilitează inovarea în interesul consumatorilor în domenii precum digitalizarea, serviciile de flexibilitate și interconectarea, în special pentru a dezvolta infrastructura necesară pentru a atinge obiectivul minim de interconectare a rețelelor electrice pentru 2030 prevăzut la articolul 4 litera (d) punctul 1 din Regulamentul (UE) 2018/1999. | **Articolul 130. Metodologiile de calculare a prețurilor și tarifelor reglementate**  (5) Metodologiile de calculare a tarifelor reglementate pentru prestarea serviciilor de transport și de distribuție a energiei electrice:  a) reflectă costurile fixe ale operatorului sistemului de transport și ale operatorului sistemului de distribuție și iau în considerare atât cheltuielile de capital, cât și cheltuielile operaționale pentru a oferi stimulente adecvate operatorului sistemului de transport și operatorului sistemului de distribuție atât pe termen scurt, cât și pe termen lung, pentru a spori eficiența, inclusiv eficiența energetică;  b) promovează integrarea pieței, integrarea energiei regenerabile și siguranța aprovizionării;  c) sprijină utilizarea serviciilor de flexibilitate și să permită utilizarea conexiunilor flexibile;  d) promovează investiții eficiente și oportune, inclusiv soluții de optimizare a rețelei electrice existente;  e) facilitează stocarea energiei, consumul dispecerizabil și activitățile de cercetare conexe;  f) contribuie la realizarea obiectivelor stabilite în planurile naționale integrate privind energia și clima, să reducă impactul asupra mediului și să promoveze acceptul publicului;  g) facilitează inovarea în interesul consumatorilor în domenii precum digitalizarea, serviciile de flexibilitate și interconectarea, în special pentru a dezvolta infrastructura necesară pentru a atinge obiectivul minim de interconectare a energiei electrice stabilit în cadrul Comunității Energetice. | Compatibil | 2. Tariff methodologies shall reflect the fixed costs of transmission system operators and distribution system operators and shall provide appropriate incentives to transmission system operators and distribution system operators over both the short and long run, in order to increase efficiencies, including energy efficiency, to foster market integration and security of supply, to support efficient investments, to support related research activities, and to facilitate innovation in interest of consumers in areas such as digitalisation, flexibility services and interconnection. |
| (3) După caz, nivelul tarifelor aplicate producătorilor sau clienților finali sau atât producătorilor, cât și clienților finali oferă semnale de localizare pentru investiții la nivelul Uniunii, cum ar fi stimulente prin intermediul structurii tarifare pentru a reduce costurile de redispecerizare și de consolidare a rețelei electrice și ia în considerare pierderile din rețea și congestiile provocate, precum și costurile investițiilor în infrastructură. | **Articolul 130. Metodologiile de calculare a prețurilor și tarifelor reglementate**  (6) Metodologia de calculare a tarifelor reglementate pentru serviciul de transport al energiei electrice ține cont de costurile suportate de operatorul sistemului de transport pentru achiziționarea de servicii de sistem care nu au ca scop stabilitatea frecvenței și le va permite să își recupereze cel puțin costurile corespunzătoare rezonabile privind infrastructura de comunicații și costurile de infrastructură. | Compatibil | 3. Where appropriate, the level of the tariffs applied to producers or final customers, or both shall provide locational signals at **Energy Community** level and take into account the amount of network losses and congestion caused, and investment costs for infrastructure. |
| (4) La stabilirea tarifelor de acces la rețea, se iau în considerare următoarele elemente:  (a) plățile și încasările care rezultă din mecanismul de compensare între operatorii de transport și de sistem;  (b) plățile efectiv realizate și primite, precum și plățile scontate pentru perioadele viitoare, estimate pe baza perioadelor anterioare. | **Articolul 129. Principii generale privind prețurile și tarifele reglementate**  (5) La stabilirea tarifelor reglementate pentru serviciul de transport a energiei electrice, Agenția ia în considerație următoarele componente:  a) plățile și încasările rezultate din mecanismul de compensare dintre operatorii sistemelor de transport;  b) plățile efective realizate și cele primite, precum și plățile scontate pentru perioadele viitoare, estimate în baza perioadelor anterioare. | Compatibil | 4. When setting the charges for network access, the following shall be taken into account:  (a) payments and receipts resulting from the inter-transmission system operator compensation mechanism;  (b) actual payments made and received as well as payments expected for future periods, estimated on the basis of previous periods. |
| (5) Stabilirea tarifelor de acces la rețea în temeiul prezentului articol nu aduce atingere tarifelor care rezultă din gestionarea congestiilor menționată la articolul 16. | **Articolul 130. Metodologiile de calculare a prețurilor și tarifelor reglementate**  (4) La calcularea tarifelor reglementate pentru serviciul de transport al energiei electrice se iau în considerare veniturile și cheltuielile aferente fluxurilor transfrontaliere, fără a aduce atingere plăților rezultate din gestionarea congestiilor care se efectuează în conformitate cu Articolul 44. Veniturile din congestii se iau în considerare la determinarea tarifelor pentru serviciul de transport în conformitate cu Articolul 47. | Compatibil | 5. Setting the charges for network access under this Article shall be without prejudice to charges resulting from congestion management referred to in Article 16. |
| (6) Nu se aplică tarife de rețea specifice la tranzacțiile individuale pentru tranzacționarea interzonală de energie electrică. | **Articolul 128. Prețuri și tarife aplicate în sectorul electroenergetic**  (4) Nu se aplică tarife sau comisioane specifice aferente tranzacțiilor individuale pentru tranzacționarea interzonală de energie electrică. | Compatibil | 6. There shall be no specific network charge on individual transactions for cross-zonal trading of electricity. |
| (7) Tarifele de distribuție reflectă costurile, ținând seama de utilizarea rețelei de distribuție de către utilizatorii sistemului, inclusiv clienții activi. Tarifele de distribuție pot cuprinde elemente legate de capacitatea de racordare la rețea și pot fi diferențiate în funcție de profilurile de consum sau de producere ale utilizatorilor sistemului. În cazul în care statele membre au pus în aplicare introducerea sistemelor de contorizare inteligentă, autoritățile de reglementare iau în considerare tarife de rețea diferențiate pe paliere orare, atunci când stabilesc sau aprobă tarifele de transport și tarifele de distribuție sau metodologiile în conformitate cu articolul 59 din Directiva (UE) 2019/944 și, după caz, pot fi introduse tarife de rețea diferențiate pe paliere orare pentru a reflecta utilizarea rețelei, într-un mod transparent, eficient din punctul de vedere al costurilor și previzibil pentru clientul final. | **Articolul 129. Principii generale privind prețurile și tarifele reglementate**  (4) Tarifele reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție trebuie să reflecte costurile, ținând cont de utilizarea rețelelor electrice de distribuție de către utilizatorii de sistem, inclusiv de către consumatorii activi. Tarifele de distribuție pot conține elemente legate de capacitatea de racordare la rețea și pot fi diferențiate în funcție de profilurile de consum sau de producere ale utilizatorilor de sistem. În cazul implementării sistemelor de măsurare inteligente în conformitate cu Articolul 77, Agenția ia în considerare posibilitate aplicării de tarife reglementate pentru serviciile de transport și de distribuție a energiei electrice diferențiate pe zone orare și, după caz, poate introduce tarife diferențiate pe zone orare pentru a reflecta utilizarea rețelei electrice în mod transparent, eficient din punctul de vedere al costurilor și previzibil pentru consumatorii finali. | Compatibil | 7. Distribution tariffs shall be cost-reflective taking into account the use of the distribution network by system users including active customers. Distribution tariffs may contain network connection capacity elements and may be differentiated based on system users' consumption or generation profiles. Where **Contracting Parties** have implemented the deployment of smart metering systems, regulatory authorities shall consider time-differentiated network tariffs when fixing or approving transmission tariffs and distribution tariffs or their methodologies in accordance with Article 59 of Directive (EU) 2019/944, **as adapted and adopted byMinisterial Council Decision 2021/13/MC-EnC,** and, where appropriate, time-differentiated network tariffs may be introduced to reflect the use of the network, in a transparent, cost efficient and foreseeable way for the final customer. |
| (8) Metodologiile de stabilire a tarifelor de transport și de distribuție stimulează operatorii de transport și de sistem și operatorii de distribuție să-și exploateze și să-și dezvolte rețelele în cel mai eficient mod din punct de vedere al costurilor, inclusiv prin achiziționarea de servicii. În acest scop, autoritățile de reglementare recunosc costurile relevante ca fiind eligibile, inclusiv costurile legate de investițiile anticipative, și includ aceste costuri în tarifele de transport și de distribuție și, după caz, introduc obiective de performanță pentru a stimula operatorii de transport și de sistem și operatorii de distribuție să sporească eficiența generală a sistemului în rețelele lor, inclusiv prin eficiență energetică, utilizarea serviciilor de flexibilitate și dezvoltarea rețelelor inteligente și a sistemelor de contorizare inteligentă. | **Articolul 130. Metodologiile de calculare a prețurilor și tarifelor reglementate**  (8) Metodologiile de calculare a tarifelor reglementate pentru serviciul de transport, serviciul de distribuție a energiei electrice trebuie să ofere stimulente operatorilor de sistem pentru operarea și dezvoltarea cât mai eficientă din punct de vedere al costurilor a rețelelor electrice, inclusiv prin achiziționarea de servicii. În acest scop, Agenția recunoaște în scopuri tarifare costurile relevante stabilite ca fiind eligibile, include costurile respective în tarifele corespunzătoare și poate introduce ținte de performanță pentru a stimula operatorii de sistem să își sporească eficiența la exploatarea rețelelor electrice, inclusiv prin măsuri de eficiență energetică, utilizarea serviciilor de flexibilitate și dezvoltarea rețelelor electrice inteligente și a sistemelor de măsurare inteligente. | Compatibil | 8. Distribution tariff methodologies shall provide incentives to distribution system operators for the most cost-efficient operation and development of their networks including through the procurement of services. For that purpose regulatory authorities shall recognise relevant costs as eligible, shall include those costs in distribution tariffs, and may introduce performance targets in order to provide incentives to distribution system operators to increase efficiencies in their networks, including through energy efficiency, flexibility and the development of smart grids and intelligent metering systems. |
| (9) Până la 5 octombrie 2019, pentru a reduce riscul de fragmentare a pieței, ACER prezintă un raport asupra bunelor practici privind metodologiile tarifelor de transport și de distribuție, ținând seama de specificul național. Raportul respectiv asupra bunelor practici vizează cel puțin următoarele:  (a) raportul tarifelor aplicate producătorilor și al tarifelor aplicate clienților finali;  (b) costurile care trebuie recuperate prin tarife;  (c) tarifele de rețea diferențiate pe paliere orare;  (d) semnalele de localizare;  (e) relația dintre tarifele de transport și tarifele de distribuție;  (f) metodele, care urmează să fie stabilite după consultarea părților interesate relevante, pentru a asigura transparența în ceea ce privește stabilirea și structura tarifelor, inclusiv investițiile anticipative, care sunt în conformitate cu obiectivele energetice naționale și ale Uniunii relevante și ținând seama de zonele pretabile accelerării proiectelor, astfel cum sunt stabilite în conformitate cu Directiva (UE) 2018/2001;  (g) grupurile de utilizatori ai rețelei vizați de tarife, inclusiv, după caz, caracteristicile grupurilor respective, formele de consum și scutirile tarifare;  (h) pierderile în rețelele de înaltă, medie și joasă tensiune;  (i) stimulentele pentru investiții eficiente în rețele, inclusiv resursele care oferă flexibilitate și acordurile flexibile de racordare.  ACER actualizează raportul asupra bunelor practici cel puțin o dată la doi ani. |  | Prevederi UE neaplicabile | 9. By **5 October 2023** in order to mitigate the risk of market fragmentation **the Energy Community Regulatory Board** shall provide a best practice report on transmission and distribution tariff methodologies while taking account of national specificities. That best practice report shall address at least:  (a) the ratio of tariffs applied to producers and tariffs applied to final customers;  (b) the costs to be recovered by tariffs;  (c) time-differentiated network tariffs;  (d) locational signals;  (e) the relationship between transmission tariffs and distribution tariffs;  (f) methods to ensure transparency in the setting and structure of tariffs;  (g) groups of network users subject to tariffs including, where applicable, the characteristics of those groups, forms of consumption, and any tariff exemptions;  (h) losses in high, medium and low-voltage grids.  **The Energy Community Regulatory Board shall take into account the best practice report developed by the Agency for the Cooperation of Energy Regulators for that purpose. The Energy Community Regulatory Board** shall update the best practice report at least once every two years. |
| (10) Autoritățile de reglementare țin seama în mod corespunzător de raportul asupra bunelor practici atunci când stabilesc sau aprobă tarifele de transport și tarifele de distribuție sau metodologiile acestora în conformitate cu articolul 59 din Directiva (UE) 2019/944. | **Articolul 128. Prețuri și tarife aplicate în sectorul electroenergetic**  (6) La elaborarea metodologiilor tarifare, Agenția va lua în considerare cele mai bune practici privind metodologiile tarifare pentru stabilirea tarifelor pentru serviciile de transport și de distribuție a energiei electrice incluse în raportul Comitetului de Reglementare al Comunității Energetice, elaborat în conformitate cu cerințele stabilite în cadrul Comunității Energetice. | Compatibil | 10. Regulatory authorities shall duly take the best practice report into consideration when fixing or approving transmission tariffs and distribution tariffs or their methodologies in accordance with Article 59 of Directive (EU) 2019/944, **as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2021/13/MC-EnC.** |
| **Articolul 19**  **Veniturile din congestii**  (1) Procedurile de gestionare a congestiilor asociate cu un interval de timp prestabilit pot genera venituri doar în cazul în care se produce o congestie în respectivul interval de timp, cu excepția cazului unor capacități de interconexiune noi care beneficiază de o scutire în temeiul articolului 63 din prezentul regulament, sau o derogare în temeiul articolului 17 din Regulamentul (CE) nr. 714/2009 sau al articolului 7 din Regulamentul (CE) nr. 1228/2003. Procedura de distribuire a acestor venituri este supusă evaluării autorităților de reglementare și nu denaturează procesul de alocare în favoarea niciunei părți care solicită capacități sau energie și nici nu constituie un factor de descurajare pentru reducerea congestiei. | **Articolul 47. Veniturile din congestii**  (1) Procedurile de gestionare a congestiilor asociate cu un interval de timp prestabilit pot genera venituri numai în cazul în care se produce o congestie în acel interval de timp, cu excepția cazului noilor interconexiuni care beneficiază de o scutire conform prevederilor Articolul 41. Procedura de distribuire a acestor venituri se prezintă Agenție pentru aprobare și nu trebuie să denatureze procesul de alocare în favoarea niciunei părți care solicită capacități sau energie și nici nu trebui să constituie factor de descurajare pentru reducerea congestiilor. | Compatibil | ***Article 19***  **Congestion income**  1. Congestion-management procedures associated with a pre-specified timeframe may generate revenue onlyin the event of congestion which arises for that timeframe, except in the case of new interconnectors which benefit from an exemption under Article 63 of this Regulation, Article 17 of Regulation (EC) No 714/2009, **as adapted by Ministerial Council Decision 2011/02/MC- EnC** or Article 7 of Regulation (EC) No 1228/2003, **as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2011/02/MC-EnC**. The procedure for the distribution of those revenues shall be subject to review by the regulatory authorities and shall neither distort the allocation process in favour of any party requesting capacity or energy nor provide a disincentive to reduce congestion. |
| (2) La alocarea veniturilor care decurg din alocarea capacității interzonale au prioritate următoarele obiective:  (a) garantarea disponibilității reale a capacității alocate, inclusiv compensarea pentru fermitate;  (b) menținerea sau creșterea capacităților interzonale prin optimizarea utilizării interconexiunilor existente cu ajutorul unor măsuri coordonate de remediere, dacă este cazul, sau acoperirea costurilor generate de investițiile în rețea relevante pentru reducerea congestionării la nivelul interconexiunilor; sau | **Articolul 47. Veniturile din congestii**  (2) La alocarea veniturilor care decurg din alocarea capacității interzonale au prioritate următoarele obiective:  a) garantarea disponibilității reale a capacității alocate, inclusiv compensarea pentru fermitate;  b) menținerea sau creșterea capacităților interzonale prin optimizarea utilizării capacității interconexiunilor existente prin măsuri coordonate de remediere, dacă este cazul, sau prin acoperirea costurilor generate din investițiile în rețeaua electrică relevantă pentru reducerea congestionării capacității interconexiunilor. | Compatibil | 2. The following objectives shall have priority with the respect to the allocation of any revenues resulting from the allocation of cross-zonal capacity:  (a) guaranteeing the actual availability of the allocated capacity including firmness compensation; or  (b) maintaining or increasing cross-zonal capacities through optimization of the usage of existing interconnectors by means of coordinated remedial actions, where applicable, or covering costs resulting from network investments that are relevant to reduce interconnector congestion.  Notă: În Republica Moldova nu există asemenea tipuri de centrale offshore de producere a energiei electrice. |
| (c) compensarea operatorilor de centrale offshore de producere a energiei electrice din surse regenerabile dintr-o zonă de ofertare offshore racordați direct la două sau mai multe zone de ofertare în care accesul la piețele interconectate a fost redus astfel încât operatorul de centrală offshore de producere a energiei electrice din surse regenerabile nu este în măsură să își exporte capacitatea de producție de energie electrică pe piață și, după caz, are loc o scădere corespunzătoare a prețurilor în zona de ofertare offshore, în comparație cu cele în absența reducerilor de capacitate.  Compensarea menționată la litera (c) de la primul paragraf se aplică în cazul în care, în rezultatele validate ale calculului capacităților, unul sau mai mulți operatori de transport și de sistem fie nu au pus la dispoziție capacitatea convenită în acordurile de racordare pe interconexiune, fie nu au pus la dispoziție capacitatea pe elementele critice ale rețelei în temeiul normelor de calcul al capacităților prevăzute la articolul 16 alineatul (8), sau niciuna. Operatorii de transport și de sistem care sunt responsabili pentru reducerea accesului la piețele interconectate sunt responsabili pentru compensarea operatorilor de centrale offshore de producere a energiei electrice din surse regenerabile. Anual, această compensare nu depășește venitul total din congestii generat de interconexiunile dintre zonele de ofertare în cauză. |  | Prevederi UE neaplicabile |
| (3) În cazul în care obiectivele legate de prioritățile stabilite la alineatul (2) au fost îndeplinite în mod adecvat, veniturile pot fi utilizate ca venituri care trebuie luate în considerare de autoritățile de reglementare atunci când aprobă metodologia de calculare a tarifelor de rețea sau când stabilesc tarifele de rețea, sau în ambele cazuri. Veniturile reziduale sunt plasate într-un cont intern separat până în momentul în care pot fi cheltuite în scopurile prevăzute la alineatul (2). | **Articolul 47. Veniturile din congestii**  (3) În cazul în care obiectivele prioritare prevăzute la alin. (3) au fost îndeplinite în mod corespunzător, veniturile pot fi utilizate ca venituri care trebuie luate în considerare de către Agenție la aprobarea metodologiei de calculare, aprobare și aplicare a tarifelor reglementate pentru serviciul de transport al energiei electrice și a tarifelor reglementate corespunzătoare. Veniturile reziduale se plasează într-un cont intern separat până la momentul în care pot fi cheltuite în scopurile prevăzute la alin. (2). | Compatibil | 3. Where the priority objectives set out in paragraph 2 have been adequately fulfilled, the revenues may be used as income to be taken into account by the regulatory authorities when approving the methodology for calculating network tariffs or fixing network tariffs, or both. The residual revenues shall be placed on a separate internal account line until such a time as it can be spent for the purposes set out in paragraph 2. |
| (4) Utilizarea veniturilor în conformitate cu alineatul (2) litera (a) sau (b) face obiectul unei metodologii propuse de operatorii de transport și de sistem, după consultarea autorităților de reglementare și a părților interesate relevante, și după aprobarea de către ACER. Operatorii de transport și de sistem prezintă ACER metodologia propusă până la 5 iulie 2020, iar ACER decide cu privire la metodologia propusă în termen de șase luni de la primirea acesteia.  ACER poate solicita operatorilor de transport și de sistem să modifice sau să actualizeze metodologia menționată la primul paragraf. ACER decide cu privire la metodologia actualizată în termen de cel mult șase luni de la transmiterea acesteia.  Metodologia prevede cel puțin condițiile în care veniturile pot fi folosite pentru scopurile prevăzute la alineatul (2), condițiile în care veniturile respective pot fi plasate într-un cont intern separat pentru o utilizare viitoare în aceste scopuri, și durata posibilă a plasării într-un astfel de cont separat. | **Articolul 47. Veniturile din congestii**  (4) Operatorul sistemului de transport utilizează veniturile rezultate din alocarea capacității interzonale în scopurile prevăzute la alin. (2) în conformitate cu termenii și condițiile stabilite în metodologia de utilizare a veniturilor din congestii adoptată de ACER.  (5) Pentru a asigura monitorizarea corespunzătoare a utilizării veniturilor din congestii, operatorul sistemului de transport urmează să creeze un cont intern separat în care urmează să fie plasate respectivele venituri, și să administreze contul respectiv cu respectarea cerințelor stabilite în metodologia prevăzută la alin. (4). | Compatibil | 4. The use of revenues in accordance with point (a) or (b) of paragraph 2 shall be subject to **the** methodology **adopted by the Agency for the Cooperation of Energy Regulators in accordance with Article 19(4) of Regulation (EU) 2019/943**. **<…>** |
| (5) Operatorii de transport și de sistem stabilesc în mod clar, în avans, modul în care vor fi utilizate veniturile din congestii și raportează autorităților de reglementare cu privire la modul în care au fost utilizate efectiv veniturile respective. Până la data de 1 martie a fiecărui an, autoritățile de reglementare informează ACER și publică un raport în care indică:  (a) suma veniturilor colectate pentru perioada de 12 luni care se încheie la data de 31 decembrie a anului anterior;  (b) modul în care au fost utilizate veniturile respective, în temeiul alineatului (2), incluzând proiectele specifice pentru care au fost utilizate veniturile, precum și suma plasată într-un cont separat;  (c) suma care a fost utilizată la calcularea tarifelor de rețea; și  (d) verificarea faptului că suma menționată la litera (c) este în conformitate cu prezentul regulament și cu metodologia elaborată în temeiul alineatelor (3) și (4).  Dacă o parte din veniturile din congestii sunt utilizate la calcularea tarifelor de rețea, raportul prezintă modul în care operatorii de transport și de sistem au îndeplinit obiectivele prioritare prevăzute la alineatul (2), după caz. | **Articolul 47. Veniturile din congestii**  (6) Operatorul sistemului de transport trebuie să stabilească în mod clar, în prealabil, modul în care vor fi utilizate veniturile din congestii și să raporteze Agenției cu privire la utilizarea efectivă a acestor venituri. Până la data de 1 martie a fiecărui an, Agenția informează Comitetul de Reglementare al Comunității Energetice și publică un raport în care:  a) suma veniturilor colectate pentru perioada de 12 luni care se încheie la 31 decembrie a anului precedent;  b) modul în care au fost utilizate veniturile în conformitate cu alin. (2), incluzând proiectele specifice pentru care au fost utilizate veniturile, precum și suma plasată pe contul separat;  c) suma care a fost utilizată la calcularea tarifelor reglementate pentru serviciul de transport al energiei electrice;  d) verificarea faptului că suma menționată la litera c) a fost obținută respectând cerințele stabilite în prezentul articol și în metodologia menționată la alin. (4).  (7) În cazul în care o parte din veniturile din congestii sunt luate în calcul la determinarea tarifelor reglementate pentru serviciul de transport al energiei electrice, în raport se precizează modul în care operatorul sistemului de transport și-a îndeplinit obiectivele prioritare prevăzute la alin. (2), după caz. | Compatibil | 5. Transmission systemoperators shall clearly establish, in advance, howany congestion income will be used, and shall report to the regulatory authorities on the actual use of that income. By 1 March each year, the regulatory authorities shall inform **the Energy Community Regulatory Board** and shall publish a report setting out:  (a) the amount of revenue collected for the 12-month period ending on 31 December of the previous year;  (b) how that revenue was used pursuant to paragraph 2, including the specific projects the income has been used for, and the amount placed on a separate account line;  (c) the amount that was used when calculating network tariffs; and;  (d) verification that the amount referred to in point (c) complies with this Regulation and the methodology developed pursuant to paragraphs 3 and 4.  Where some of the congestion revenues are used when calculating network tariffs, the report shall set out how the transmission systemoperators fulfilled the priority objectives set out in paragraph 2 where applicable. |
| **Capitolul IIIa**  **STIMULENTE SPECIFICE PENTRU INVESTIȚII, ÎN VEDEREA ATINGERII OBIECTIVELOR DE DECARBONIZARE ALE UNIUNII**  ***Articolul 19a***  **Contractele de achiziție de energie electrică**  (1) Fără a aduce atingere Directivei (UE) 2018/2001, statele membre promovează utilizarea contractelor de achiziție de energie electrică, inclusiv prin eliminarea obstacolelor nejustificate și a procedurilor sau tarifelor disproporționate sau discriminatorii, în vederea asigurării previzibilității prețurilor și a atingerii obiectivelor stabilite în planurile lor naționale integrate privind energia și clima în ceea ce privește dimensiunea de decarbonizare menționată la articolul 4 litera (a) din Regulamentul (UE) 2018/1999, inclusiv în ceea ce privește energia din surse regenerabile, menținând în același timp competitivitatea și lichiditatea piețelor energiei electrice și comerțul transfrontalier.  (2) Atunci când efectuează revizuirea prezentului regulament în conformitate cu articolul 69 alineatul (2), Comisia, după consultarea părților interesate relevante, evaluează potențialul și viabilitatea uneia sau mai multor platforme de piață ale Uniunii pentru contracte de achiziție de energie electrică, care urmează să fie utilizate în mod voluntar, inclusiv interacțiunea respectivelor platforme potențiale cu alte platforme existente pe piața energiei electrice și punerea în comun a cererii de contracte de achiziție de energie electrică prin agregare.  (3) Statele membre se asigură, în mod coordonat, că există instrumente precum sistemele de garantare la prețurile pieței, menite să reducă riscurile financiare asociate incapacității de plată a beneficiarului în cadrul contractelor de achiziție de energie electrică, care sunt accesibile clienților care se confruntă cu obstacole la intrarea pe piața de contracte de achiziție de energie electrică și care nu au dificultăți financiare. Astfel de instrumente pot include, printre altele, scheme de garantare sprijinite de stat la prețurile pieței, garanții private sau mecanisme de punere în comun a cererii de contracte de achiziție de energie electrică, în conformitate cu actele legislative relevante ale Uniunii. În acest scop, statele membre asigură o coordonare adecvată, inclusiv cu mecanismele relevante de la nivelul Uniunii. Statele membre pot stabili categoriile de clienți care sunt vizate de respectivele instrumente, aplicând criterii nediscriminatorii între categoriile de clienți și în cadrul acestora.  (4) Fără a aduce atingere articolelor 107 și 108 din TFUE, în cazul în care o schemă de garantare a contractelor de achiziție de energie electrică este susținută de statul membru, aceasta include dispoziții pentru a evita scăderea lichidității pe piețele energiei electrice și nu oferă sprijin pentru achiziționarea de energie electrică produsă pe bază de combustibili fosili. Statele membre pot decide să limiteze aceste scheme de garantare la sprijinul exclusiv pentru achiziționarea de energie electrică produsă de noi instalații din surse regenerabile, în conformitate cu politicile de decarbonizare ale statelor membre, inclusiv, în special, în cazul în care piața de contracte de achiziție de energie electrică din surse regenerabile în sensul definiției de la articolul 2 punctul 17 din Directiva (UE) 2018/2001 nu este dezvoltată suficient.  (5) Schemele de sprijin pentru energia electrică din surse regenerabile permit participarea proiectelor care rezervă o parte din energia electrică spre vânzare prin intermediul unui contract de achiziție de energie electrică din surse regenerabile sau al altor acorduri bazate pe piață, cu condiția ca această participare să nu afecteze în mod negativ concurența pe piață, în special în cazul în care cele două părți implicate în contractul respectiv de achiziție de energie electrică sunt controlate de aceeași entitate.  (6) La conceperea schemelor de sprijin menționate la alineatul (5), statele membre depun eforturi pentru a utiliza criterii de evaluare pentru a stimula ofertanții să faciliteze accesul clienților care se confruntă cu obstacole la intrarea pe piața de contracte de achiziție de energie electrică, cu condiția ca acest lucru să nu afecteze în mod negativ concurența pe piață.  (7) Contractele de achiziție de energie electrică precizează zona de ofertare de livrare și responsabilitatea pentru asigurarea drepturilor de transport interzonal în cazul unei modificări a zonei de ofertare în conformitate cu articolul 14.  (8) Contractele de achiziție de energie electrică precizează clauzele și condițiile conform cărora clienții și producătorii se pot retrage din contractele de achiziție de energie electrică -uri, cum ar fi taxele de retragere și perioadele de preaviz aplicabile, în conformitate cu dreptul Uniunii în materie de concurență.  (9) Atunci când elaborează măsuri care afectează în mod direct contractele de achiziție de energie electrică, statele membre respectă eventualele așteptări legitime și să țină seama de efectele acestor măsuri asupra contractelor de achiziție de energie electrică existente și viitoare.  (10) Până la 31 ianuarie 2026 și ulterior la fiecare doi ani, Comisia evaluează dacă obstacolele persistă și dacă pe piețele de contracte de achiziție de energie electrică există suficientă transparență. Comisia poate elabora orientări specifice privind eliminarea barierelor de pe piețele de contracte de achiziție de energie electrică, inclusiv a procedurilor sau a taxelor disproporționate sau discriminatorii. |  | Prevederi UE netranspuse | Notă: Respectivele prevederi vor fi transpuse la o etapă ulterioară.  Remarcăm că reglementările respective din Regulamentul (UE) 2019/943 au fost adoptate recent la 13.06.2024, prin Regulamentul (UE) 2024/1747 și încă nu au fost incluse în acquis-ul Tratatului Comunității Energetice. |
| ***Articolul 19b***  **Modele voluntare de contracte de achiziție de energie electrică și monitorizarea contractelor de achiziție de energie electrică**  (1) ACER publică o evaluare anuală privind piața de contracte de achiziție de energie electrică la nivelul Uniunii și al statelor membre, ca parte a raportului său anual publicat în temeiul articolului 15 alineatul (2) din Regulamentul (UE) 2019/942.  (2) Până la 17 octombrie 2024, ACER evaluează, în strânsă coordonare cu instituțiile și părțile interesate relevante, necesitatea de a elabora și de a emite modele voluntare de contracte de achiziție de energie electrică, adaptate la nevoile diferitelor categorii de contrapărți.  În cazul în care evaluarea concluzionează că este necesar să se elaboreze și să se emită astfel de modele voluntare de contracte de achiziție de energie electrică, ACER, împreună cu OPEED-urile și după consultarea părților interesate relevante, elaborează astfel de modele, ținând seama de următoarele:  (a) utilizarea acestor modele de contracte este voluntară pentru părțile contractante;  (b) printre altele, modelele de contracte:  (i) oferă o varietate de durate ale contractului;  (ii) oferă o varietate de formule de preț;  (iii) iau în considerare profilul de sarcină al beneficiarului și profilul de producere al producătorului. |  | Prevederi UE neaplicabile | Notă: Respectivele prevederi vor fi transpuse la o etapă ulterioară.  Remarcăm că reglementările respective din Regulamentul (UE) 2019/943 au fost adoptate recent la 13.06.2024, prin Regulamentul (UE) 2024/1747 și încă nu au fost incluse în acquis-ul Tratatului Comunității Energetice. |
| ***Articolul 19c***  **Măsuri la nivelul Uniunii pentru a contribui la atingerea ponderii suplimentare a energiei din surse regenerabile**  Comisia evaluează dacă măsurile de la nivelul Uniunii pot contribui la realizarea eforturilor colective ale statelor membre privind o pondere suplimentară de 2,5 % a energiei din surse regenerabile în consumul final brut de energie al Uniunii în 2030 în temeiul Directivei (UE) 2018/2001, care completează măsurile naționale. Comisia analizează posibilitatea de a utiliza mecanismul Uniunii de finanțare a energiei din surse regenerabile instituit în temeiul articolului 33 din Regulamentul (UE) 2018/1999 pentru a organiza licitații la nivelul Uniunii privind energia din surse regenerabile, în conformitate cu cadrul de reglementare relevant. |  | Prevederile UE neaplicabile | Notă: Respectivele prevederi vor fi transpuse la o etapă ulterioară.  Remarcăm că reglementările respective din Regulamentul (UE) 2019/943 au fost adoptate recent la 13.06.2024, prin Regulamentul (UE) 2024/1747 și încă nu au fost incluse în acquis-ul Tratatului Comunității Energetice. |
| ***Articolul 19d***  **Schemele de sprijinire directă a prețurilor sub formă de contracte bidirecționale pentru diferență pentru investiții**  (1) Schemele de sprijinire directă a prețurilor pentru investiții în noi instalații de producere a energiei electrice pentru producerea de energie electrică din sursele enumerate la alineatul (4) iau forma unor contracte bidirecționale pentru diferență sau a unor scheme echivalente cu aceleași efecte.  Primul paragraf se aplică contractelor care fac obiectul schemelor de sprijinire directă a prețurilor pentru investiții în noi instalații încheiate la 17 iulie 2027 sau ulterior acestei date, ori în cazul centralelor offshore de producere a energiei electrice din surse regenerabile conectate la proiecte hibride offshore conectate la două sau mai multe zone de ofertare, încheiate la 17 iulie 2029 sau ulterior acestei date.  Participanții la piață iau parte pe bază voluntară la schemele de sprijinire directă a prețurilor sub formă de contracte bidirecționale pentru diferență sau la scheme echivalente cu aceleași efecte.  (2) Toate schemele de sprijinire directă a prețurilor sub formă de contracte bidirecționale pentru diferență și schemele echivalente cu aceleași efecte sunt concepute astfel încât:  (a) să mențină stimulentele pentru ca instalația de producere a energiei electrice să funcționeze și să participe în mod eficient pe piețele energiei electrice, în special pentru a reflecta circumstanțele pieței;  (b) să prevină orice efect de denaturare al schemei de sprijin asupra deciziilor de exploatare, de dispecerizare și de întreținere ale instalației de producere a energiei electrice sau asupra comportamentului de ofertare pe piața pentru ziua următoare, pe piața intrazilnică, pe piața serviciilor auxiliare și pe piața de echilibrare;  (c) să se asigure că nivelurile de protecție a remunerației minime și de limitare a remunerației în exces sunt aliniate la costul noii investiții și la veniturile de pe piață, spre a garanta viabilitatea economică pe termen lung a instalației de producere a energiei electrice, evitând totodată supracompensarea;  (d) să evite denaturarea nejustificată a concurenței și a schimburilor comerciale pe piața internă, în special prin stabilirea cuantumurilor remunerației prin intermediul unei proceduri de ofertare concurențiale care să fie deschisă, clară, transparentă și nediscriminatorie; atunci când nu se poate desfășura o astfel de procedură de ofertare concurențială, contractele bidirecționale pentru diferență sau schemele echivalente cu aceleași efecte, și prețurile de exercitare aplicabile, sunt concepute astfel încât să se asigure că distribuirea veniturilor către întreprinderi nu creează o denaturare nejustificată a concurenței și a schimburilor comerciale pe piața internă;  (e) să evite denaturarea concurenței și a schimburilor comerciale pe piața internă rezultată din distribuirea veniturilor către întreprinderi; (f) să includă clauze de penalizare aplicabile în cazul rezilierii anticipate unilaterale nejustificate a contractului.  (3) La evaluarea contractelor bidirecționale pentru diferență sau a schemelor echivalente cu aceleași efecte în temeiul articolelor 107 și 108 din TFUE, Comisia asigură respectarea principiilor de concepere în temeiul alineatului (2).  (4) Alineatul (1) se aplică investițiilor în noi instalații de producere de energie electrică din următoarele surse:  (a) energie eoliană;  (b) energie solară;  (c) energie geotermală;  (d) energie hidroelectrică fără rezervor;  (e) energie nucleară.  (5) Toate veniturile sau echivalentul veniturilor respective ca valoare financiară, provenite din schemele de sprijinire directă a prețurilor sub formă de contracte bidirecționale pentru diferență sau schemele echivalente cu aceleași efecte menționate la alineatul (1), sunt distribuite clienților finali.  În pofida primului paragraf, veniturile, sau echivalentul veniturilor respective ca valoare financiară, pot fi utilizate, de asemenea, pentru a finanța costurile schemelor de sprijinire directă a prețurilor sau ale investițiilor menite să reducă costurile energiei electrice pentru clienții finali.  Distribuția veniturilor către clienții finali este concepută astfel încât să mențină stimulentele de a-și reduce consumul sau de a-l transfera către perioade în care prețurile energiei electrice sunt scăzute, precum și să nu submineze concurența dintre furnizorii de energie electrică.  (6) În conformitate cu articolul 4 alineatul (3) al treilea paragraf din Directiva (UE) 2018/2001, statele membre pot scuti instalațiile de mici dimensiuni și proiectele demonstrative de energie din surse regenerabile de obligația prevăzută la alineatul (1) de la prezentul articol. |  | Prevederi UE netranspuse | Notă: Respectivele prevederi vor fi transpuse la o etapă ulterioară.  Remarcăm că reglementările respective din Regulamentul (UE) 2019/943 au fost adoptate recent la 13.06.2024, prin Regulamentul (UE) 2024/1747 și încă nu au fost incluse în acquis-ul Tratatului Comunității Energetice. |
| ***Articolul 19e***  **Evaluarea nevoilor de flexibilitate**  (1) În termen de cel mult un an de la aprobarea de către ACER a metodologiei în temeiul alineatului (6) și, ulterior, la fiecare doi ani, autoritatea de reglementare sau o altă autoritate sau entitate desemnată de un stat membru adoptă un raport privind nevoile estimate de flexibilitate pentru o perioadă de cel puțin 5-10 ani la nivel național, având în vedere necesitatea de a realiza securitatea și fiabilitatea aprovizionării în mod eficient din punctul de vedere al costurilor și de a decarboniza sistemul de energie electrică, ținând seama de integrarea surselor regenerabile variabile de energie și a diferitelor sectoare, precum și de natura interconectată a pieței energiei electrice, inclusiv obiectivele de interconectare și disponibilitatea potențială a flexibilității transfrontaliere.  Raportul menționat la primul paragraf:  (a) este în concordanță cu evaluarea adecvării resurselor la nivel european și cu evaluările adecvării resurselor la nivel național efectuate în temeiul articolelor 23 și 24;  (b) se bazează pe datele și analizele furnizate de operatorii de transport și de sistem și de operatorii de distribuție din fiecare stat membru în temeiul alineatului (3) și utilizează metodologia comună prevăzută la alineatul (4) și, atunci când acest lucru este justificat în mod corespunzător, date și analize suplimentare.  În cazul în care statul membru a desemnat un operator de transport și de sistem sau o altă entitate în scopul adoptării raportului menționat la primul paragraf, autoritatea de reglementare aprobă sau modifică raportul.  (2) Este necesar ca raportul prevăzut la alineatul (1) să îndeplinească cel puțin următoarele condiții:  (a) să evalueze diferitele tipuri de nevoi de flexibilitate, cel puțin pe bază sezonieră, zilnică și orară, pentru a integra energia electrică produsă din surse regenerabile în sistemul de energie electrică, printre altele, ipoteze diferite în ceea ce privește prețurile de pe piața energiei electrice, producția și cererea;  (b) să ia în considerare potențialul resurselor de flexibilitate din surse nefosile, cum ar fi răspunsul părții de consum și stocarea energiei, inclusiv agregarea și interconectarea, pentru a răspunde acestor nevoi de flexibilitate, atât la nivelul transportului, cât și la nivelul distribuției;  (c) să evalueze barierele din calea flexibilității de pe piață și să propună măsuri de atenuare și stimulente relevante, inclusiv eliminarea barierelor de reglementare și posibile îmbunătățiri ale piețelor și ale serviciilor sau produselor de exploatare a sistemului;  (d) să evalueze contribuția digitalizării rețelelor de transport și distribuție a energiei electrice; și  (e) să ia în considerare sursele de flexibilitate preconizate a fi disponibile în alte state membre.  (3) Operatorii de transport și de sistem și operatorii de distribuție din fiecare stat membru furnizează autorității de reglementare sau altei autorități sau entități desemnate în temeiul alineatului (1), datele și analizele care sunt necesare pentru pregătirea raportului menționat la alineatul (1). În cazul în care acest lucru este justificat în mod corespunzător, autoritatea de reglementare sau o altă autoritate sau entitate desemnată în temeiul alineatului (1) poate solicita operatorilor de transport și de sistem și operatorilor de distribuție în cauză să furnizeze informații suplimentare pentru raport, în plus față de cerințele menționate la alineatul (4). Operatorii de transport și de sistem de energie electrică sau operatorii de distribuție de energie electrică în cauză împreună cu operatorii de sisteme de gaze naturale și cu operatorii de sisteme de hidrogen coordonează colectarea informațiile relevante, atunci când este necesar pentru aplicarea prezentului articol.  (4) ENTSO pentru energie electrică și entitatea OSD UE coordonează activitatea operatorilor de transport și de sistem și a operatorilor de distribuție în ceea ce privește datele și analizele care trebuie furnizate în conformitate cu alineatul (3). În special, acestea:  (a) definesc tipul și formatul datelor pe care operatorii de transport și de sistem și operatorii de distribuție trebuie să le furnizeze autorităților de reglementare sau altei autorități sau entități desemnate în temeiul alineatului (1);  (b) elaborează o metodologie pentru analiza de către operatorii de transport și de sistem și de către operatorii de distribuție a nevoilor de flexibilitate, ținând seama cel puțin de:  (i) toate sursele de flexibilitate disponibile într-un mod eficient din punctul de vedere al costurilor, în diferite intervale de timp, inclusiv în alte state membre;  (ii) investițiile planificate în interconectare și flexibilitatea la nivel de transport și distribuție; și  (iii) necesitatea decarbonizării sistemului de energie electrică pentru a îndeplini obiectivele Uniunii privind energia și clima pentru 2030, definite la articolul 2 punctul 11 din Regulamentul (UE) 2018/1999 și obiectivul său de neutralitate climatică până în 2050 prevăzut la articolul 2 din Regulamentul (UE) 2021/1119, în conformitate cu Acordul de la Paris adoptat în temeiul Convenției-cadru a Națiunilor Unite asupra schimbărilor climatice.  Metodologia menționată la primul paragraf litera (b) include criterii orientative privind modul de evaluare a capacității diferitelor surse de flexibilitate de a acoperi nevoile de flexibilitate.  (5) ENTSO pentru energie electrică și entitatea OSD UE cooperează îndeaproape în ceea ce privește coordonarea operatorilor de transport și de sistem și a operatorilor de distribuție în ceea ce privește furnizarea de date și analize în temeiul alineatului (4).  (6) Până la 17 aprilie 2025, ENTSO pentru energie electrică și entitatea OSD UE prezintă în comun ACER o propunere privind tipul de date și formatul care trebuie transmise unei autorități de reglementare sau altei autorități sau entități desemnate în temeiul alineatului (1), precum și metodologia pentru analiza nevoilor de flexibilitate menționată la alineatul (4). În termen de trei luni de la primirea propunerii, ACER fie aprobă propunerea, fie o modifică. În acest din urmă caz, ACER se consultă cu Grupul de coordonare în domeniul energiei electrice, ENTSO pentru energie electrică, și cu entitatea OSD UE, înainte de a adopta modificările. Propunerea adoptată se publică pe site-ul web al ACER.  (7) Autoritatea de reglementare sau o altă autoritate sau entitate desemnată în temeiul alineatului (1) transmit Comisiei și ACER rapoartele menționate la alineatul (1) și le publică. În termen de 12 luni de la primirea rapoartelor, ACER emite un raport în care le analizează și oferă recomandări cu privire la aspecte de interes transfrontalier referitoare la constatările autorității de reglementare sau ale unei alte autorități sau entități desemnate în temeiul alineatului (1), inclusiv recomandări privind eliminarea barierelor din calea intrării pe piață a resurselor de flexibilitate din surse nefosile.  Printre aspectele de interes transfrontalier, ACER evaluează:  (a) modul de a integra mai bine analiza nevoilor de flexibilitate menționată la alineatul (1) de la prezentul articol cu metodologia de evaluare a adecvării resurselor la nivel european în conformitate cu articolul 23 și metodologia pentru planul la nivelul Uniunii de dezvoltare a rețelei pe 10 ani, asigurând coerența între acestea;  (b) nevoile de flexibilitate estimate în sistemul de energie electrică la nivelul Uniunii și potențialul său preconizat disponibil din punct de vedere economic pentru o perioadă de 5-10 ani, ținând seama de rapoartele naționale;  (c) posibila introducere a unor măsuri suplimentare de deblocare a potențialului de flexibilitate pe piețele energiei electrice și în funcționarea sistemului.  Rezultatele analizei menționate la al doilea paragraf litera (a) pot fi luate în considerare în cadrul revizuirilor ulterioare ale metodologiilor menționate la litera respectivă, în conformitate cu actele juridice relevante ale Uniunii.  Consiliul științific consultativ european privind schimbările climatice poate, din proprie inițiativă, să furnizeze informații către ACER cu privire la modul de asigurare a conformității cu țintele Uniunii privind energia și clima pentru 2030 și cu obiectivul său privind neutralitatea climatică până în 2050.  (8) ENTSO pentru energie electrică actualizează planul la nivelul Uniunii de dezvoltare a rețelei pentru a include rezultatele rapoartelor la nivel național privind nevoile de flexibilitate, menționate la alineatul (1). Rapoartele respective sunt luate în considerare de operatorii de transport și de sistem și de operatorii de distribuție în planurile lor de dezvoltare a rețelei. |  | Prevederi UE netranspuse | Notă: Respectivele prevederi vor fi transpuse la o etapă ulterioară.  Remarcăm că reglementările respective din Regulamentul (UE) 2019/943 au fost adoptate recent la 13.06.2024, prin Regulamentul (UE) 2024/1747 și încă nu au fost incluse în acquis-ul Tratatului Comunității Energetice. |
| ***Articolul 19f***  **Obiectiv național orientativ pentru flexibilitatea din surse nefosile**  În termen de cel mult 6 luni de la transmiterea raportului în temeiul articolului 19e alineatul (1) din prezentul regulament, fiecare stat membru stabilește, pe baza acestui raport, un obiectiv național orientativ pentru flexibilitatea din surse nefosile, inclusiv contribuțiile specifice respective ale răspunsului părții de consum și ale stocării energiei la acest obiectiv. Statele membre pot atinge acest obiectiv prin realizarea potențialului identificat al flexibilității din surse nefosile, prin eliminarea obstacolelor identificate de pe piață sau prin schemele de sprijinire a flexibilității din surse nefosile menționate la articolul 19g din prezentul regulament. Acest obiectiv național orientativ, inclusiv contribuțiile specifice respective ale răspunsului părții de consum și ale stocării energiei la obiectivul respectiv, precum și măsurile de realizare a acestuia, se reflectă, de asemenea, în planurile naționale integrate privind energia și clima ale statelor membre în ceea ce privește dimensiunea «Piața internă a energiei» în conformitate cu articolele 3, 4 și 7 din Regulamentul (UE) 2018/1999 și în rapoartele lor naționale intermediare integrate privind energia și clima, în conformitate cu articolul 17 din regulamentul respectiv. Statele membre pot stabili obiective naționale orientative provizorii până la adoptarea raportului în temeiul articolului 19e alineatul (1) din prezentul regulament.  În urma evaluării efectuate în conformitate cu articolul 9 din Regulamentul (UE) 2018/1999, Comisia, după primirea obiectivului național orientativ stabilit și comunicat de statele membre în conformitate cu alineatul (1) de la prezentul articol, prezintă Parlamentului European și Consiliului un raport de evaluare a rapoartelor naționale.  Pe baza concluziilor raportului elaborat cu primele informații comunicate de statele membre, Comisia poate elabora o strategie a Uniunii privind flexibilitatea, cu un accent deosebit pe răspunsul părții de consum și pe stocarea energiei pentru a facilita implementarea acestora, corelată cu obiectivele Uniunii privind energia și clima pentru 2030 și obiectivul privind neutralitatea climatică până în 2050. Respectiva strategie a Uniunii privind flexibilitatea poate fi însoțită, după caz, de o propunere legislativă. |  | Prevederi UE neaplicabile | Notă: Respectivele prevederi vor fi transpuse la o etapă ulterioară.  Remarcăm că reglementările respective din Regulamentul (UE) 2019/943 au fost adoptate recent la 13.06.2024, prin Regulamentul (UE) 2024/1747 și încă nu au fost incluse în acquis-ul Tratatului Comunității Energetice. |
| ***Articolul 19g***  **Scheme de sprijinire a flexibilității din surse nefosile**  (1) În cazul în care investițiile în flexibilitatea din surse nefosile sunt insuficiente pentru atingerea obiectivului național orientativ sau, după caz, a obiectivelor naționale orientative provizorii stabilite în temeiul articolului 19f, statele membre pot aplica scheme de sprijinire a flexibilității din surse nefosile care constau în plăți pentru capacitatea disponibilă de flexibilitate din surse nefosile, fără a aduce atingere articolelor 12 și 13. Statele membre care aplică un mecanism de asigurare a capacității iau în considerare efectuarea adaptărilor necesare în conceperea mecanismelor de asigurare a capacității pentru a promova participarea flexibilității din surse nefosile, cum ar fi răspunsul părții de consum și stocarea energiei, fără a aduce atingere posibilității ca statele membre respective să utilizeze schemele de sprijinire a flexibilității din surse nefosile menționate la prezentul alineat.  (2) Posibilitatea ca statele membre să aplice măsurile de sprijinire a flexibilității din surse nefosile în temeiul alineatului (1) de la prezentul articol nu împiedică statele membre să își îndeplinească obiectivele naționale orientative stabilite în temeiul articolului 19f prin alte mijloace. |  | Prevederi UE netranspuse | Notă: Respectivele prevederi vor fi transpuse la o etapă ulterioară.  Remarcăm că reglementările respective din Regulamentul (UE) 2019/943 au fost adoptate recent la 13.06.2024, prin Regulamentul (UE) 2024/1747 și încă nu au fost incluse în acquis-ul Tratatului Comunității Energetice. |
|  |
| ***Articolul 19h***  **Principii de concepere a schemelor de sprijinire a flexibilității din surse nefosile**  Schemele de sprijinire a flexibilității din surse nefosile aplicate de statele membre în conformitate cu articolul 19g alineatul (1): (a) nu depășesc ceea ce este necesar pentru atingerea obiectivului național orientativ sau, după caz, a obiectivului național orientativ provizoriu, stabilit în temeiul articolului 19f într-un mod eficient din punctul de vedere al costurilor; (b) se limitează la noi investiții în resursele de flexibilitate din surse nefosile, cum ar fi răspunsul părții de consum și stocarea energiei; (c) depun eforturi pentru a lua în considerare criterii legate de amplasare pentru a asigura faptul că investițiile în noi capacități se efectuează în amplasamente optime; (d) nu implică pornirea producției bazate pe combustibili fosili situate în aval de punctul de contorizare; (e) selectează furnizorii de capacitate prin intermediul unui proces deschis, transparent, concurențial, voluntar, nediscriminatoriu și eficient din punctul de vedere al costurilor; (f) previn denaturările nejustificate în ceea ce privește funcționarea eficientă a piețelor energiei electrice, inclusiv menținerea unor stimulente operaționale eficiente și a semnalelor de preț, precum și a expunerii la variația prețurilor și la riscul de piață; (g) oferă stimulente pentru integrarea pe piețele energiei electrice într-un mod bazat pe piață și care să răspundă cerințelor pieței, evitând, în același timp, denaturările inutile ale piețelor energiei electrice, precum și luând în considerare posibilele costuri de integrare în sistem și congestia și stabilitatea rețelei; (h) stabilesc un nivel minim de participare pe piețele energiei electrice în ceea ce privește energia activată, care ține seama de particularitățile tehnice ale activului care asigură flexibilitatea; (i) aplică sancțiuni adecvate furnizorilor de capacitate care nu respectă nivelul minim de participare pe piețele energiei electrice menționate la litera (h) sau care nu urmează stimulentele operaționale eficiente și semnalele de preț menționate la litera (f); (j) promovează deschiderea către participarea transfrontalieră a acelor resurse care sunt capabile să asigure performanța tehnică necesară, în cazul în care o analiză costuri-beneficii este pozitivă. |  | Prevederi UE netranspuse | Notă: Respectivele prevederi vor fi transpuse la o etapă ulterioară.  Remarcăm că reglementările respective din Regulamentul (UE) 2019/943 au fost adoptate recent la 13.06.2024, prin Regulamentul (UE) 2024/1747 și încă nu au fost incluse în acquis-ul Tratatului Comunității Energetice. |
| **CAPITOLUL IV**  **ADECVAREA RESURSELOR**  **Articolul 20**  **Adecvarea resurselor pe piața internă de energie electrică**  (1) Statele membre monitorizează adecvarea resurselor de pe teritoriul lor pe baza evaluării adecvării resurselor la nivel european menționată la articolul 23. Pentru a completa evaluarea adecvării resurselor la nivel european, statele membre pot, de asemenea, să efectueze evaluări ale adecvării resurselor la nivel național în temeiul articolul 24. | **Secțiunea 4. Adecvanța resurselor**  **Articolul 49. Adecvanța resurselor pe piața energiei electrice**  (1) Adecvanța resurselor pe teritoriul Republicii Moldova se monitorizează pe baza evaluării adecvanței resurselor la nivel european. În scopul completării evaluării adecvanței resurselor la nivel european, operatorul sistemului de transport efectuează evaluarea adecvanței resurselor la nivel național în conformitate cu Articolul 50. | Compatibil | **CHAPTER IV RESOURCE ADEQUACY**  ***Article 20***  **Resource adequacy in the internal market for electricity**  1. **Contracting Parties** shall monitor resource adequacy within their territory on the basis ofthe European resource adequacy assessment referred to in Article 23. For the purpose of complementing the European resource adequacy assessment, **Contracting Parties** may also carry out national resource adequacy assessments pursuant to Article 24. |
| (2) În cazul în care evaluarea adecvării resurselor la nivel european menționată la articolul 23 sau evaluarea adecvării resurselor la nivel național menționată la articolul 24 identifică o problemă de adecvare a resurselor, statul membru vizat identifică eventualele denaturări în materie de reglementare sau disfuncționalități ale pieței care au cauzat sau au contribuit la apariția problemei. | **Articolul 49. Adecvanța resurselor pe piața energiei electrice**  (3) În cazul în care evaluarea adecvanței resurselor la nivel european sau evaluarea adecvanței resurselor la nivel național identifică o problemă de adecvanță a resurselor, organul central de specialitate al administrației publice în domeniul energeticii, cu sprijinul Agenției, identifică eventuale denaturări în materie de reglementare sau disfuncționalități ale piețelor de energie electrică care au cauzat sau au contribuit la apariția problemei privind adecvanța resurselor și elaborează un plan de punere în aplicare, însoțit un calendar pentru adoptarea de măsuri de eliminare a denaturărilor în materie de reglementare sau a disfuncționalităților identificate ale piețelor de energie electrică. | Compatibil | 2. Where the European resource adequacy assessment referred to in Article 23 or national resource adequacy assessment referred to in Article 24 identifies a resource adequacy concern, the **Contracting Parties** concerned shall identify any regulatory distortions or market failures that caused or contributed to the emergence of the concern. |
| (3) Statele membre cu probleme identificate de adecvare a resurselor elaborează și publică un plan de punere în aplicare cu un calendar pentru adoptarea de măsuri de eliminare a denaturărilor în materie de reglementare sau a disfuncționalităților pieței în cadrul procedurii ajutoarelor de stat. La abordarea problemelor legate de adecvarea resurselor, statele membre au în vedere în special principiile enunțate la articolul 3 și iau în considerare:  (a) eliminarea denaturărilor în materie de reglementare;  (b) eliminarea plafoanelor la prețuri în conformitate cu articolul 10;  (c) introducerea unei funcții de stabilire a prețurilor deficitelor pentru energia de echilibrare, astfel cum se prevede la articolul 44 alineatul (3) din Regulamentul (UE) 2017/2195;  (d) creșterea interconectării și a capacității rețelei interne în vederea atingerii cel puțin a obiectivelor lor de interconectare, astfel cum se menționează la articolul 4 litera (d) punctul 1 din Regulamentul (UE) 2018/1999;  (e) să permită producția proprie, stocarea energiei, măsurile legate de cerere și eficiența energetică prin adoptarea de măsuri pentru eliminarea denaturărilor identificate în materie de reglementare;  (f) asigurarea achiziționării eficiente din punct de vedere al costurilor și bazate pe piață a serviciilor auxiliare și de echilibrare;  (g) eliminarea prețurilor reglementate în cazurile prevăzute la articolul 5 din Directiva (UE) 2019/944. | **Articolul 49. Adecvanța resurselor pe piața energiei electrice**  (4) La abordarea problemelor legate de adecvanța resurselor și la elaborarea planului de punere în aplicare menționat la alin. (3), organul central de specialitate al administrației publice în domeniul energeticii va ține cont în special de principiile privind funcționarea piețelor de energie electrică, stabilite la Articolul 82 și va lua în considerare următoarele măsuri:  a) eliminarea denaturărilor în materie de reglementare;  b) eliminarea plafoanelor la prețuri, în conformitate cu Articolul 94;  c) introducerea unei funcții de stabilire a prețurilor pentru energia de echilibrare în cazul deficitului, în conformitate cu cerințele stabilite în codurile rețelelor electrice;  d) asigurarea achiziționării eficiente din punct de vedere al costurilor și bazate pe piață a serviciilor de echilibrare și a serviciilor de sistem;  e) majorarea capacităților rețelelor electrice de distribuție și a rețelelor electrice de transport, precum și a capacităților de interconectare în vederea atingerii cel puțin a obiectivelor de interconectare stabilite în cadrul Comunității Energetice;  f) abilitarea producției proprii de energie electrică, a stocării energiei, implementarea măsurilor legate de cerere și de eficiența energetică prin adoptarea de măsuri pentru eliminarea denaturărilor identificate în materie de reglementare;  g) eliminarea prețurilor reglementate pentru furnizarea energiei electrice stabilite conform prezentei legi.  (6) Planul de punere în aplicare se supune aprobării Guvernului. Planul de punere în aplicare aprobat se prezintă fără întârziere Secretariatului Comunității Energetice și se publică pe site-ul web oficial al organului central de specialitate al administrației publice în domeniul energeticii.  (7) În cazul în care măsurile stabilite în planul de punere în aplicare cad sub incidența ajutorului de stat, planul de punere în aplicare se examinează în raport cu conformitatea acestuia cu principiile ajutorului de stat. Organul central de specialitate al administrației publice în domeniul energeticii va prezenta Consiliului Concurenței planul de punere în aplicare respectiv în conformitate cu cerințele stabilite în Legea nr.139/2012 cu privire la ajutorul de stat, înainte de a-l transmite spre aprobare Guvernului. | Compatibil | 3. **Contracting Parties** with identified resource adequacy concerns shall develop and publish an implementation plan with a timeline for adopting measures to eliminate any identified regulatory distortions or market failures **and submit it to the competent national State aid authority when notifying a capacity mechanism for the purpose of Article 21(8), as well as to the Energy Community Secretariat.** When addressing resource adequacy concerns, the **Contracting Parties** shall in particular take into account the principles set out in Article 3 and shall consider:  (a) removing regulatory distortions;  (b) removing price caps in accordance with Article 10;  (c) introducing a shortage pricing function for balancing energy as referred to in Article 44(3) of Regulation (EU) 2017/2195 **as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2022/03/MC-EnC**;  (d) increasing interconnection and internal grid capacity with a view to reaching at least their interconnection targets as referred in point (d)(1) of Article 4 of Regulation (EU) 2018/1999, **as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2021/14/MC-EnC;**  (e) enabling self-generation, energy storage, demand side measures and energy efficiency by adopting measures to eliminate any identified regulatory distortions;  (f) ensuring cost-efficient and market-based procurement of balancing and ancillary services;  (g) removing regulated prices where required by Article 5 of Directive (EU) 2019/944, **as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2021/13/MC-EnC.** |
| (4) Statele membre vizate prezintă pentru revizuire Comisiei planurile lor de punere în aplicare. | **Articolul 49. Adecvanța resurselor pe piața energiei electrice**  (5) Organul central de specialitate al administrației publice în domeniul energeticii va prezenta spre examinare proiectul planului de punere în aplicare Secretariatului Comunității Energetice. În termen de patru luni de la primirea planului de punere în aplicare, Secretariatul Comunității Energetice emite un aviz în care precizează dacă măsurile sunt suficiente pentru a elimina denaturările în materie de reglementare sau disfuncționalitățile piețelor de energie electrică care au fost identificate conform alin. (4). Organul central de specialitate al administrației publice în domeniul energeticii poate modifica proiectul planului de punere în aplicare în conformitate cu avizul Secretariatului Comunității Energetice. | Compatibil | 4. The **Contracting Parties** concerned shall submit their implementation plans to the **Energy Community Secretariat** for review. |
| (5) În termen de patru luni de la primirea planului de punere în aplicare, Comisia emite un aviz în care precizează dacă măsurile sunt suficiente pentru a elimina denaturările în materie de reglementare sau disfuncționalitățile pieței care au fost identificate în temeiul alineatului (2) și poate invita statele membre să își modifice în consecință planurile de punere în aplicare. | **Articolul 49. Adecvanța resurselor pe piața energiei electrice**  (5) Organul central de specialitate al administrației publice în domeniul energeticii va prezenta spre examinare proiectul planului de punere în aplicare Secretariatului Comunității Energetice. În termen de patru luni de la primirea planului de punere în aplicare, Secretariatul Comunității Energetice emite un aviz în care precizează dacă măsurile sunt suficiente pentru a elimina denaturările în materie de reglementare sau disfuncționalitățile piețelor de energie electrică care au fost identificate conform alin. (4). Organul central de specialitate al administrației publice în domeniul energeticii poate modifica proiectul planului de punere în aplicare în conformitate cu avizul Secretariatului Comunității Energetice. | Compatibil | 5. Within four months of receipt of the implementation plan, the **Energy Community Secretariat** shall issue an opinion on whether the measures are sufficient to eliminate the regulatory distortions or market failures that were identified pursuant to paragraph 2, and may invite the **Contracting Parties** to amend their implementation plans accordingly. |
| (6) Statele membre vizate monitorizează implementarea planurilor lor de punere în aplicare și publică rezultatele monitorizării într-un raport anual pe care îl transmit Comisiei. | **Articolul 49. Adecvanța resurselor pe piața energiei electrice**  (8) Organul central de specialitate al administrației publice în domeniul energeticii monitorizează implementarea planului de punere în aplicare și publică pe pagina web oficială un raport anual în care reflectă rezultatele monitorizării. Organul central de specialitate al administrației publice în domeniul energeticii prezintă raportul anual respectiv Secretariatului Comunității Energetice. Secretariatul Comunității Energetice emite un aviz în care precizează dacă planul de punere în aplicare a fost implementat în mod suficient și dacă problemele legate de adecvanța resurselor au fost soluționate. | Compatibil | 6. The **Contracting Parties** concerned shall monitor the application of their implementation plans and shall publish the results of the monitoring in an annual report and shall submit that report to the **Energy Community Secretariat**. |
| (7) Comisia emite un aviz în care precizează dacă planurile de punere în aplicare au fost implementate în mod suficient și dacă a fost soluționată problema adecvării resurselor. | **Articolul 49. Adecvanța resurselor pe piața energiei electrice**  (8) Organul central de specialitate al administrației publice în domeniul energeticii monitorizează implementarea planului de punere în aplicare și publică pe pagina web oficială un raport anual în care reflectă rezultatele monitorizării. Organul central de specialitate al administrației publice în domeniul energeticii prezintă raportul anual respectiv Secretariatului Comunității Energetice. Secretariatul Comunității Energetice emite un aviz în care precizează dacă planul de punere în aplicare a fost implementat în mod suficient și dacă problemele legate de adecvanța resurselor au fost soluționate. | Compatibil | 7. The **Energy Community Secretariat** shall issue an opinion on whether the implementation plans have been sufficiently implemented and whether the resource adequacy concern has been resolved. |
| (8) Statele membre continuă să respecte planul de punere în aplicare după soluționarea problemei identificate de adecvare a resurselor. | **Articolul 49. Adecvanța resurselor pe piața energiei electrice**  (9) Măsurile specificate în planul de punere în aplicare vor continua să fie aplicabile și după soluționarea problemei identificate de adecvanță a resurselor. | Compatibil | 8. **Contracting Parties** shall continue to adhere to the implementation plan after the identified resource adequacy concern has been resolved. |
| **Articolul 21**  **Principii generale pentru mecanismele de asigurare a capacității**  (1) Atunci când pun în aplicare măsurile menționate la articolul 20 alineatul (3) din prezentul regulament în conformitate cu articolele 107, 108 și 109 din TFUE, statele membre pot introduce mecanisme de asigurare a capacității. | **Articolul 51. Principii generale pentru mecanismele de asigurare a capacității**  (1) Organul central de specialitate al administrației publice în domeniul energeticii poate, concomitent cu punerea în aplicare a măsurilor prevăzute la Articolul 49 alin. (4), propune Guvernului introducerea unor mecanisme de asigurare a capacității, prin aprobarea unei hotărâri de Guvern corespunzătoare. | Compatibil | ***Article 21***  **General principles for capacity mechanisms**    1. To eliminate residual resource adequacy concerns, **Contracting Parties** may, as a last resort while implementing the measures referred to in Article 20(3) of this Regulation in accordance with **Articles 18 and 19 of the Treaty** introduce capacity mechanisms. |
| (2) Înainte de introducerea mecanismelor de asigurare a capacității, statele membre vizate efectuează un studiu cuprinzător cu privire la posibilele efecte ale mecanismelor respective asupra statelor membre învecinate, consultând cel puțin statele membre învecinate la care au o racordare directă la rețea, precum și părțile interesate din statele membre respective. | **Articolul 51. Principii generale pentru mecanismele de asigurare a capacității**  (3) Înainte de introducerea mecanismelor de asigurare a capacității, organul central de specialitate al administrației publice în domeniul energeticii efectuează un studiu cuprinzător al posibilelor efecte ale unor astfel de mecanisme asupra Părților Contractante ale Comunității Energetice învecinate și Statelor Membre ale Uniunii Europene învecinate, consultând părțile interesate relevante ale acelor Părți Contractante ale Comunității Energetice și ale Statelor Membre ale Uniunii Europene respective. La necesitate, organul central de specialitate al administrației publice în domeniul energeticii poate solicita suportul operatorului sistemului de transport și/sau al Agenției în scopul realizării studiului. | Compatibil | 2. Before introducing capacity mechanisms, the **Contracting Parties** concerned shall conduct a comprehensive study of the possible effects of such mechanisms on the neighbouring Member States **and Contracting Parties** by consulting at least its neighbouring Member States **and Contracting Parties** to which they have a direct network connection and the stakeholders of those Member States **and Contracting Parties**. |
| (3) Statele membre evaluează dacă un mecanism de asigurare a capacității sub forma unei rezerve strategice poate remedia problemele în materie de adecvare a resurselor. În caz contrar, statele membre pot pune în aplicare un alt tip de mecanism de asigurare a capacității. | **Articolul 51. Principii generale pentru mecanismele de asigurare a capacității**  (6) În cazul în care un mecanism de asigurare a capacității sub forma unei rezerve strategice nu este în măsură să remedieze problemele în materie de adecvanță a resurselor, poate fi implementat un alt tip de mecanism de asigurare a capacității. | Compatibil | 3. **Contracting Parties** shall assess whether a capacity mechanism in the form of strategic reserve is capable of addressing the resource adequacy concerns. Where this is not the case, **Contracting Parties** may implement a different type of capacity mechanism. |
| (4) Statele membre nu introduc mecanisme de asigurare a capacității dacă atât evaluarea adecvării resurselor la nivel european, cât și evaluarea adecvării resurselor la nivel național, sau în absența unei evaluări a adecvării resurselor la nivel național, evaluarea adecvării resurselor la nivel european nu a identificat o problemă legată de adecvarea resurselor. | **Articolul 51. Principii generale pentru mecanismele de asigurare a capacității**  (4) Nu se introduc mecanisme de asigurare a capacității în cazul în care atât evaluarea adecvanței resurselor la nivel european, precum și evaluarea adecvanței resurselor la nivel național sau, în absența unei evaluări a adecvanței resurselor la nivel național, evaluarea adecvanței resurselor la nivel european nu a identificat o problemă legată de adecvanța resurselor. | Compatibil | 4. **Contracting Parties** shall not introduce capacity mechanisms where both European resource adequacy assessment and the national resource adequacy assessment, or in the absence of a national resource adequacy assessment, the European resource adequacy assessment have not identified a resource adequacy concern. |
| (5) Statele membre nu introduc mecanisme de asigurare a capacității înainte ca planul de punere în aplicare menționat la articolul 20 alineatul (3) să fi primit un aviz din partea Comisiei, astfel cum se prevede la articolul 20 alineatul (5). | **Articolul 51. Principii generale pentru mecanismele de asigurare a capacității**  (5) Mecanismele de asigurare a capacității nu se introduc până la recepționarea avizului Secretariatului Comunității Energetice prevăzut la Articolul 49 alin. (5) în legătură cu planul de punere în aplicare prevăzut la Articolul 49 alin. (3). | Compatibil | 5. **Contracting Parties** shall not introduce capacitymechanisms before the implementation plan as referred to in Article 20(3) has received an opinion by the **Energy Community Secretariat** as referred to in Article 20(5). |
| (6) În cazul în care aplică un mecanism de asigurare a capacității, statul membru revizuiește mecanismul respectiv și se asigură că nu se încheie contracte noi în cadrul mecanismului respectiv în cazul în care atât evaluarea adecvării resurselor la nivel european, cât și evaluarea adecvării resurselor la nivel național sau, în absența unei evaluări a adecvării resurselor la nivel național, evaluarea adecvării resurselor la nivel european nu a identificat o problemă legată de adecvarea resurselor, ori planul de punere în aplicare menționat la articolul 20 alineatul (3) nu a primit un aviz din partea Comisiei, astfel cum se menționează la articolul 20 alineatul (5). | **Articolul 51. Principii generale pentru mecanismele de asigurare a capacității**  (7) În cazul implementării unui mecanism de asigurare a capacității, organul central de specialitate al administrației publice în domeniul energeticii revizuiește mecanismul de asigurare a capacității respectiv și înaintează spre aprobare Guvernului un proiect de hotărâre prin care se interzice încheierea de noi contracte în cadrul mecanismului în următoarele cazuri:  a) atât evaluarea adecvanței resurselor la nivel european, precum și evaluarea adecvanței resurselor la nivel național nu au identificat o problemă de adecvanță a resurselor;  b) în absența unei evaluări adecvanței resurselor la nivel național, evaluarea adecvanței resurselor la nivel european nu a identificat o problemă privind adecvanța resurselor;  c) Secretariatul Comunității Energetice nu a emis avizul prevăzut la Articolul 49 alin. (5) în legătură cu planul de punere în aplicare prevăzut la Articolul 49 alin. (3). | Compatibil | 6. Where a **Contracting Party** applies a capacity mechanism, it shall review that capacity mechanism and shall ensure that no new contracts are concluded under that mechanism where both the European resource adequacy assessment and the national resource adequacy assessment, or in the absence of a national resource adequacy assessment, the European resource adequacy assessment have not identified a resource adequacy concern or the implementation plan as referred to in Article 20(3) has not received an opinion by the **Energy Community Secretariat** as referred to in Article 20(5). |
| (7) <…> |  | - | 7. When designing capacity mechanisms **Contracting Parties** shall include a provision allowing for an efficient administrative phase-out of the capacity mechanism where no new contracts are concluded under paragraph 6 during three consecutive years. |
| (8) Mecanismele de asigurare a capacității sunt aprobate de Comisie pentru o perioadă de cel mult 10 ani. Volumul capacităților angajate se reduce pe baza planurilor de punere în aplicare menționate la articolul 20 alineatul (3). Statele membre continuă să aplice planul de punere în aplicare după introducerea mecanismului de asigurare a capacității. | **Articolul 51. Principii generale pentru mecanismele de asigurare a capacității**  (9) Mecanismele de asigurare a capacității se aplică pe o perioadă de maximum 10 ani și se elimină treptat. Mărimea capacităților angajate în cadrul mecanismelor de asigurare a capacității se reduce pe baza planurilor de punere în aplicare prevăzute la Articolul 49 alin. (3).  (10) Planul de punere în aplicare urmează să fie aplicat și după introducerea mecanismului de asigurare a capacității. | Compatibil | 8. Capacity mechanisms shall be temporary. They shall be approved by the **competent national State aid authority upon informing the Energy Community Secretariat,** no longer than 10 years. They shall be phased out or the amount of the committed capacities shall be reduced on the basis of the implementation plans referred to in Article 20. **Contracting Parties** shall continue to apply the implementation plan after the introduction of the capacity mechanism. |
| **Articolul 22**  **Principiile de concepere a mecanismelor de asigurare a capacității**  (1) Orice mecanism de asigurare a capacității:  (a) <…>;  (b) nu creează denaturări nejustificate ale pieței și nu limitează comerțul interzonal;  (c) nu depășește ceea ce este necesar pentru a aborda problemele de adecvare menționate la articolul 20;  (d) selectează furnizorii de capacitate prin intermediul unui proces transparent, nediscriminatoriu și concurențial;  (e) oferă stimulente pentru ca furnizorii de capacitate să fie disponibili în perioadele de suprasolicitare preconizată a sistemelor;  (f) garantează că remunerația este stabilită printr-un proces concurențial;  (g) stabilește condițiile tehnice necesare participării furnizorilor de capacitate înaintea procesului de selecție;  (h) este deschis participării tuturor resurselor capabile să asigure performanțele tehnice necesare, inclusiv stocării energiei și gestionării cererii;  (i) aplică sancțiuni adecvate furnizorilor de capacitate care nu sunt disponibili în momente de suprasolicitare a sistemelor. | **Articolul 52. Principii de elaborare a mecanismelor de asigurare a capacității**  (1) Mecanismele de asigurare a capacității trebuie să respecte următoarele principii și cerințe:  a) să nu creeze denaturări nejustificate ale piețelor de energie electrică și să nu limiteze comerțul interzonal;  b) să nu depășească ceea ce este necesar pentru a rezolva problemele de adecvanță menționate la Articolul 49;  c) selectarea furnizorilor de capacitate să aibă loc prin intermediul unui proces transparent, nediscriminatoriu și competitiv;  d) să ofere stimulente pentru ca furnizorii de capacitate să fie disponibili în perioadele preconizate de suprasolicitare a sistemului electroenergetic;  e) să asigure că remunerația este determinată printr-un proces competitiv;  f) condițiile tehnice de participare a furnizorilor de capacitate să fie stabilite înaintea procesului de selecție;  g) să fie deschise participării tuturor resurselor care sunt capabile să asigure performanța tehnică necesară, inclusiv stocării de energie și gestionarea cererii;  h) să prevadă sancțiuni corespunzătoare furnizorilor de capacitate care nu au disponibilă capacitatea în perioadele de maximă suprasolicitare a sistemului electroenergetic. | Compatibil | **Article 22**  **Design principles for capacity mechanisms**  1. Any capacity mechanism shall:  (a) be temporary;  (b) not create undue market distortions and not limit cross-zonal trade;  (c) not go beyond what is necessary to address the adequacy concerns referred to in Article 20;  (d) select capacity providers by means of a transparent, non-discriminatory and competitive process;  (e) provide incentives for capacity providers to be available in times of expected system stress;  (f) ensure that the remuneration is determined through the competitive process;  (g) set out the technical conditions for the participation of capacity providers in advance of the selection process;  (h) be open to participation of all resources that are capable of providing the required technical performance, including energy storage and demand side management;  (i) apply appropriate penalties to capacity providers that are not available in times of system stress. |
| (2) Conceperea rezervelor strategice îndeplinește următoarele cerințe:  (a) atunci când un mecanism de asigurare a capacității a fost conceput ca o rezervă strategică, resursele sunt dispecerizate numai dacă este probabil ca operatorii de transport și de sistem să își epuizeze resursele de echilibrare pentru a stabili un echilibru între cerere și ofertă;  (b) în cursul intervalelor de decontare a dezechilibrelor când sunt dispecerizate resurse din rezerva strategică, dezechilibrele de pe piață se decontează cel puțin la valoarea pierderilor datorate întreruperii alimentării cu energie electrică sau la o valoare mai mare decât limita tehnică de preț intrazilnică, astfel cum se menționează la articolul 10 alineatul (1), luându-se în considerare valoarea cea mai mare;  (c) randamentul rezervei strategice după dispecerizare se atribuie părților responsabile cu echilibrarea prin intermediul mecanismului de decontare a dezechilibrelor;  (d) resursele incluse în rezerva strategică nu sunt remunerate prin intermediul piețelor angro de energie electrică sau al piețelor de echilibrare;  (e) resursele din rezerva strategică sunt păstrate în afara pieței cel puțin pe durata perioadei contractuale.  Cerința menționată la primul paragraf litera (a) nu aduce atingere activării resurselor înainte de dispecerizarea propriu-zisă pentru a respecta constrângerile de solicitare și cerințele de funcționare ale resurselor. Randamentul rezervei strategice din timpul activării nu se atribuie grupurilor pentru echilibrare prin intermediul piețelor angro și nici nu le modifică dezechilibrele. | **Articolul 52. Principii de elaborare a mecanismelor de asigurare a capacității**  (2) La elaborarea mecanismelor de asigurare a capacității sub formă de rezerve strategice, urmează a fi respectate următoarele cerințe:  a) în cazul în care un mecanism de asigurare a capacității a fost elaborat ca rezervă strategică, resursele din cadrul acestuia sunt dispecerizate numai dacă este probabil ca operatorul sistemului de transport să-și epuizeze resursele de echilibrare pentru a menține echilibrul dintre cerere și ofertă;  b) în perioadele de decontare a dezechilibrelor în care sunt dispecerizate resurse din rezerva strategică, dezechilibrele de pe piețele de energie electrică trebuie să fie decontate cel puțin la valoarea pierderilor datorate întreruperii aprovizionării cu energie electrică sau la o valoare mai mare decât limita tehnică de preț intrazilnic menționat la Articolul 95, luându-se în considerare valoarea cea mai mare dintre acestea;  c) producția asociată rezervei strategice după dispecerizare să fie atribuită părților responsabile pentru echilibrare prin intermediul mecanismului de decontare a dezechilibrelor;  d) resursele incluse în rezerva strategică să nu fie remunerate prin intermediul piețelor angro de energie electrică sau al pieței de echilibrare;  e) resursele din rezerva strategică să fie păstrate în afara piețelor de energie electrică cel puțin pe durata perioadei contractuale.  (3) Cerința prevăzută la alin. (2) lit. a) nu aduce atingere activării resurselor înainte de dispecerizarea propriu-zisă pentru a respecta constrângerile de rampă și cerințele de funcționare ale resurselor. Producția asociată rezervei strategice în timpul activării nu se atribuie părților responsabile pentru echilibrare prin intermediul piețelor angro de energie electrică și nu modifică dezechilibrele acestora. | Compatibil | 2. The design of strategic reserves shall meet the following requirements:  (a) where a capacity mechanism has been designed as a strategic reserve, the resources thereof are to be dispatched only if the transmission system operators are likely to exhaust their balancing resources to establish an equilibrium between demand and supply;  (b) during imbalance settlement periods where resources in the strategic reserve are dispatched, imbalances in the market are to be settled at least at the value of lost load or at a higher value than the intraday technical price limit as referred in Article 10(1), whichever is higher;  (c) the output of the strategic reserve following dispatch is to be attributed to balance responsible parties through the imbalance settlement mechanism;  (d) the resources taking part in the strategic reserve are not to receive remuneration from the wholesale electricity markets or from the balancing markets;  (e) the resources in the strategic reserve are to be held outside the market for at least the duration of the contractual period.  The requirement referred to in point (a) of the first subparagraph shall be without prejudice to the activation of resources before actual dispatch in order to respect the ramping constraints and operating requirements of the resources. The output of the strategic reserve during activation shall not be attributed to balance groups through wholesale markets and shall not change their imbalances. |
| (3) Pe lângă cerințele prevăzute la alineatul (1), mecanismele de asigurare a capacității, altele decât rezervele strategice:  (a) sunt concepute într-un mod care să asigure că prețul plătit pentru disponibilitate tinde automat spre zero atunci când se preconizează că nivelul capacității furnizate corespunde nivelului capacității solicitate;  (b) remunerează resursele participante doar pentru disponibilitatea lor și se asigură că remunerația nu afectează deciziile furnizorului de capacitate de a produce sau nu;  (c) se asigură că obligațiile privind capacitatea sunt transferabile între furnizorii de capacitate eligibili. | **Articolul 52. Principii de elaborare a mecanismelor de asigurare a capacității**  (4) Pe lângă cerințele prevăzute la alin. (1), mecanismele de asigurare a capacității, altele decât rezervele strategice, trebuie să corespundă următoarelor cerințe:  a) să fie elaborate astfel încât să se asigure că prețul plătit pentru disponibilitate să tindă automat spre zero atunci când nivelul de capacitate furnizată corespunde nivelului capacității solicitate;  b) resursele participante să fie remunerate numai pentru disponibilitatea acestora, iar remunerarea să nu afecteze deciziile furnizorului de capacitate de a produce sau nu;  c) obligațiile privind capacitatea să fie transferabile între furnizorii de capacitate eligibili. | Compatibil | 3. In addition to the requirements laid down in paragraph 1, capacity mechanisms other than strategic reserves shall:  (a) be constructed so as to ensure that the price paid for availability automatically tends to zero when the level of capacity supplied is expected to be adequate to meet the level of capacity demanded;  (b) remunerate the participating resources only for their availability and ensure that the remuneration does not affect decisions of the capacity provider on whether or not to generate;  (c) ensure that capacity obligations are transferable between eligible capacity providers. |
| (4) Mecanismele de asigurare a capacității încorporează următoarele cerințe privind limitele emisiilor de CO 2 :  (a) cel târziu de la 4 iulie 2019, capacitățile de producere care au început producția comercială la acea dată sau ulterior acesteia și care au emisii mai mari de 550 g CO 2 din combustibili fosili per kWh de energie electrică nu sunt angajate și nici nu primesc plăți sau angajamente pentru plăți viitoare în cadrul unui mecanism de asigurare a capacității;  (b) cel târziu de la 1 iulie 2025, capacitățile de producere care au început producția comercială înainte de 4 iulie 2019 și care au emisii mai mari de 550 g CO 2 din combustibili fosili per kWh de energie electrică și mai mari de 350 kg CO 2 din combustibili fosili în medie pe an per kWe instalat nu sunt angajate și nici nu primesc plăți sau angajamente pentru plăți viitoare în cadrul unui mecanism de asigurare a capacității.  Limita emisiilor de 550 g CO 2 din combustibili fosili per kWh de energie electrică și limita de 350 kg CO 2 din combustibili fosili în medie pe an per kWe instalat menționate la primul paragraf literele (a) și (b) se calculează pe baza eficienței concepției unității generatoare, însemnând pe baza eficienței nete la capacitatea nominală în temeiul standardelor relevante ale Organizației Internaționale de Standardizare.  Până la 5 ianuarie 2020, ACER publică un aviz care oferă orientări tehnice privind calcularea valorilor menționate la primul paragraf. | **Articolul 52. Principii de elaborare a mecanismelor de asigurare a capacității**  (5) Mecanismele de asigurare a capacității trebuie să includă următoarele cerințe privind limitele emisiilor de CO2:  a) capacitățile de producere care au început producția comercială la sau după 15 decembrie 2022 și care au emisii mai mari de 550 g de CO2 din combustibili fosili per kWh de energie electrică nu va fi angajată și nici nu va primi plăți sau angajamente pentru plăți viitoare în cadrul unui mecanism de asigurare a capacității;  b) capacitățile de producere care au început producția comercială înainte de 15 decembrie 2022 și care au emisii mai mari de 550 g de CO2 din combustibili fosili per kWh de energie electrică și mai mari de 350 kg CO2 din combustibili fosili în medie pe an pe kWe instalat să nu fie angajate și nici să nu primească plăți sau angajamente pentru plăți viitoare în cadrul unui mecanism de asigurare a capacității începând cu 1 iulie 2025.  (6) Limita emisiilor de 550 g CO2 din combustibili fosili per kWh de energie electrică și limita de 350 kg CO2 din combustibili fosili în medie pe an per kWe instalat menționate la alin. (5) lit. a) și b) se calculează pe baza eficienței de proiect a unității generatoare, în conformitate cu instrucțiunile prevăzute în orientările tehnice specificate la alin. (7).  (7) Evaluarea conformității unităților generatoare cu cerințele stabilite la alin. (5) se efectuează în conformitate cu orientările tehnice privind calculul valorilor de emisii stabilite în opinia ACER adoptată în acest sens. | Compatibil | 4. Capacity mechanisms shall incorporate the following requirements regarding CO2 emission limits:  (a) from **the date of entry into force of this Regulation** at the latest, generation capacity that started commercial production on or after that date and that emits more than 550 g of CO2 of fossil fuel origin per kWh of electricity shall not be committed or to receive payments or commitments for future payments under a capacity mechanism;  (b) from 1 July 2025 at the latest, generation capacity that started commercial production before **the date of entry into force of this Regulation** and that emits more than 550 g of CO2 of fossil fuel origin per kWh of electricity and more than 350 kg CO2 of fossil fuel origin on average per year per installed kWe shall not be committed or receive payments or commitments for future payments under a capacity mechanism.  The emission limit of 550 g CO2 of fossil fuel origin per kWh of electricity and the limit of 350 kg  CO2 of fossil fuel origin on average per year per installed kWe referred to in points (a) and (b) of the first subparagraph shall be calculated on the basis of the design efficiency of the generation unit meaning the net efficiency at nominal capacity under the relevant standards provided for by the International Organization for Standardization.  **For the purpose of implementing the first subparagraph, Contracting Parties shall take into account the opinion providing technical guidance published by the Agency for the Cooperation of Energy Regulators in accordance with Article 22(4) of Regulation (EU) 2019/943.** |
| (5) Statele membre care aplică mecanismele de asigurare a capacității la 4 iulie 2019 își adaptează mecanismele pentru respecta capitolul 4, fără a aduce atingere angajamentelor sau contractelor încheiate până la 31 decembrie 2019. |  | Prevederi UE neaplicabile | 5. **Contracting Parties** that apply capacity mechanisms on **the date of entry into force of this Regulation** shall adapt their mechanisms to comply with Chapter 4 without prejudice to commitments or contracts concluded by 31 December 20**22**. |
| **Articolul 23**  **Evaluarea adecvării resurselor la nivel european**  (1) Evaluarea adecvării resurselor la nivel european identifică problemele legate de adecvarea resurselor prin aprecierea capacității generale a sistemului electroenergetic de a satisface cererea de energie electrică existentă și prognozată la nivelul Uniunii, la nivelul statelor membre și la nivelul fiecărei zone de ofertare, dacă este relevant. Evaluarea adecvării resurselor la nivel european acoperă fiecare an al unei perioade de 10 ani de la data evaluării respective. | **Articolul 49. Adecvanța resurselor pe piața energiei electrice**  (1) Adecvanța resurselor pe teritoriul Republicii Moldova se monitorizează pe baza evaluării adecvanței resurselor la nivel european. În scopul completării evaluării adecvanței resurselor la nivel european, operatorul sistemului de transport efectuează evaluarea adecvanței resurselor la nivel național în conformitate cu Articolul 50. | Parțial compatibil | **Article 23**  **European resource adequacy assessment**  1. The European resource adequacy assessment shall identify resource adequacy concerns by assessing the overall adequacy of the electricity system to supply current and projected demands for electricity at European level, at the level of the Member States and Contracting Parties, and at the level of individual bidding zones, where relevant. The European resource adequacy assessment shall cover each year within a period of 10 years from the date of that assessment. |
| (2) Evaluarea adecvării resurselor la nivel european se efectuează de către ENTSO pentru energie electrică. | 2. The **ENTSO for Electricity, acting in accordance with Article 3 of Procedural Act No 2022/01/MC-EnC, shall include the Contracting Parties in the European resource adequacy assessment based on Article 23 of Regulation (EU) No 2019/943. Before conducting the European resource adequacy assessment, the ENTSO for Electricity shall consult the transmission system operators of the Contracting Parties and the Energy Community Secretariat.**  **Transmission system operators shall provide the ENTSO for Electricity the data it needs to carry out the resource adequacy assessment. Producers and other market participants shall provide transmission system operators with data regarding expected utilisation of the generation resources, taking into account the availability of primary resources and appropriate scenarios of projected demand and supply.** |
| (3) Până la 5 ianuarie 2020, ENTSO pentru energie electrică prezintă Grupului de coordonare în domeniul energiei electrice instituit în temeiul articolului 1 din Decizia Comisiei din 15 noiembrie 2012 ( 6 ) și ACER un proiect de metodologie pentru evaluarea adecvării resurselor la nivel european bazată pe principiile prevăzute la alineatul (5) din prezentul articol. |  | Compatibil | 3. <…> |
| (4) Operatorii de transport și de sistem furnizează ENTSO pentru energie electrică datele care îi sunt necesare pentru a realiza o evaluare a adecvării resurselor la nivel european.  ENTSO pentru energie electrică efectuează evaluarea adecvării resurselor la nivel european în fiecare an. Producătorii și alți participanți la piață oferă operatorilor de transport și de sistem date privind utilizarea preconizată a resurselor de producere a energiei, având în vedere disponibilitatea unor resurse primare și a unor scenarii adecvate asupra proiecțiilor privind cererea și oferta. | **Articolul 49. Adecvanța resurselor pe piața energiei electrice**  (2) Operatorul sistemului de transport furnizează ENTSO-E datele de care are nevoie pentru a efectua evaluarea adecvanței resurselor la nivel european. Producătorii și alți participanți la piață oferă operatorului sistemului de transport date privind utilizarea preconizată a resurselor de producere, având în vedere disponibilitatea resurselor primare și scenariile corespunzătoare asupra pronosticurilor privind cererea și oferta energiei electrice. | Compatibil | 4. <…> |
| (5) Evaluarea adecvării resurselor la nivel european se bazează pe o metodologie transparentă care asigură faptul că evaluarea:  (a) este realizată la fiecare nivel al zonelor de ofertare care acoperă cel puțin toate statele membre;  (b) este bazată pe scenarii centrale de referință adecvate privind cererea și oferta prognozată, incluzând o evaluare economică a probabilității de scoatere din uz, de suspendare, de construcție a unor noi active de producere și de adoptare a unor măsuri pentru atingerea obiectivelor în materie de eficiență energetică și de interconectare a rețelelor electrice, precum și de sensibilitățile corespunzătoare cu privire la fenomene meteorologice extreme, condiții hidrologice, evoluțiile prețurilor angro și ale tarifelor pentru emisiile de carbon;  (c) conține scenarii separate ce reflectă probabilitatea diferită de apariție a problemelor legate de adecvarea resurselor pe care diferitele tipuri de mecanisme de asigurare a capacității sunt concepute să le abordeze;  (d) ține cont în mod corespunzător de contribuția tuturor resurselor, inclusiv de posibilitățile existente și viitoare de producție, de stocare a energiei, de integrare sectorială, de consum dispecerizabil, de import și de export, precum și de contribuția lor la exploatarea flexibilă a sistemului;  (e) anticipează impactul probabil al măsurilor menționate la articolul 20 alineatul (3);  (f) include variante fără mecanismele existente sau planificate de asigurare a capacității și, după caz, variante cu astfel de mecanisme;  (g) este bazată pe un model de piață, folosind, dacă este cazul, metoda bazată pe flux;  (h) aplică calcule probabilistice;  (i) aplică un instrument de modelare unic;  (j) include cel puțin următorii indicatori menționați la articolul 25:  — „previziunea de energie nefurnizată”; și  — „previziunea de pierderi datorate întreruperii alimentării cu energie electrică”;  (k) identifică sursele unor posibile probleme de adecvare a resurselor, în special dacă este vorba de o constrângere a rețelei, de o constrângere de resurse sau de ambele;  (l) respectă dezvoltarea reală a rețelei;  (m) asigură faptul că sunt luate în considerare în mod corespunzător caracteristicile naționale ale producerii, flexibilitatea cererii și stocarea energiei, disponibilitatea resurselor primare și nivelul de interconectare. |  | Compatibil | 5. <…> |
| (6) Până la 5 ianuarie 2020, ENTSO pentru energie electrică prezintă ACER o propunere de metodologie pentru a calcula:  (a) valoarea pierderilor datorate întreruperii alimentării cu energie electrică;  (b) costul unei noi intrări pentru producere sau pentru consum dispecerizabil; și  (c) standardul de fiabilitate menționat la articolul 25.  Metodologia se bazează pe criterii transparente, obiective și verificabile. |  | Compatibil | 6. <…> |
| (7) Propunerile de la alineatele (3) și (6) privind proiectul de metodologie, scenariile, sensibilitățile și ipotezele pe care se bazează, precum și rezultatele evaluării adecvării resurselor la nivel european în temeiul alineatului (4) fac obiectul consultării prealabile a statelor membre, a Grupului de coordonare în domeniul energiei electrice și a părților interesate relevante și al aprobării ACER în temeiul procedurii prevăzute la articolul 27. |  | Prevederi UE neaplicabile | 7. The results of the **Energy Community and** European resource adequacy assessment under paragraph **2** shall be subject to the prior consultation of **Contracting Parties**, **the Security of Supply Group for Electricity** and relevant stakeholders **in the Energy Community <…>.** |
| **Articolul 24**  **Evaluările adecvării resurselor la nivel național**  (1) Evaluările adecvării resurselor la nivel național au un domeniu de aplicare regional și se bazează pe metodologia menționată la articolul 23 alineatul (3), în special la articolul 23 alineatul (5) literele (b)-(m).  Evaluările adecvării resurselor la nivel național includ scenariile centrale de referință menționate la articolul 23 alineatul (5) litera (b).  Evaluările adecvării resurselor la nivel național lua în considerare sensibilități suplimentare față de cele menționate la articolul 23 alineatul (5) litera (b). În astfel de cazuri, evaluările adecvării resurselor la nivel național pot:  (a) să formuleze ipoteze care să țină seama de particularitățile cererii și ofertei naționale de energie electrică;  (b) să utilizeze instrumente și date recente coerente complementare celor utilizate de ENTSO pentru energie electrică pentru evaluarea adecvării resurselor la nivel european.  În plus, evaluările adecvării resurselor la nivel național, atunci când evaluează contribuția furnizorilor de capacitate situați într-un alt stat membru la siguranța alimentării zonelor de ofertare la care se referă, utilizează metodologia astfel cum este prevăzută la articolul 26 alineatul (11) litera (a). | **Articolul 50. Evaluarea adecvanței resurselor la nivel național**  (1) Pentru identificarea problemelor legate de adecvanța resurselor și, în consecință, a măsurilor suplimentare pentru soluționarea problemelor respective, precum și pentru a asigura un nivel corespunzător al securității aprovizionării cu energie electrică, operatorul sistemului de transport evaluează adecvanța generală a sistemului electroenergetic din perspectiva capacității acestuia de a satisface cererea actuală și prognozată de energie electrică la nivel național. În acest scop, operatorul sistemului de transport elaborează și înaintează organului central de specialitate al administrației publice în domeniul energeticii, cel târziu la data de 30 noiembrie a fiecărui an, o evaluare a adecvanței resurselor la nivel național, realizată în conformitate cu metodologia aprobată de ACER.  (2) Evaluarea adecvanței resurselor la nivel național trebuie să conțină scenariile principale de referință ale cererii și ofertei prognozate de energie electrică, incluzând o evaluare economică a probabilității scoaterii din funcțiune, suspendării, construcției unor noi centrale electrice, unități generatoare și măsuri pentru atingerea țintelor în materie de eficiență energetică și de interconectare a rețelelor electrice, stabilite în cadrul Comunității Energetice, precum și sensibilitățile corespunzătoare cu privire la fenomenele meteorologice extreme, condițiile hidrologice, evoluțiile prețurilor angro și ale prețurilor pentru emisiile de carbon.  (3) La efectuarea evaluării adecvanței resurselor la nivel național pot fi luate în considerare sensibilități suplimentare față de cele menționate la alin. (2). În acest caz, în cadrul evaluării adecvanței resurselor la nivel național pot fi:  a) formulate ipoteze care să țină seama de particularitățile cererii și ofertei naționale de energie electrică;  b) utilizate instrumente și date recente complementare celor utilizate de ENTSO-E pentru evaluarea adecvanței resurselor la nivel european. | Compatibil | ***Article 24***  **National resource adequacy assessments**  1. National resource adequacy assessments shall have a regional scope and shall be based on the methodology referred in **<…>** Article 23(5) **of Regulation (EU) 2019/943**.  National resource adequacy assessments shall contain the reference central scenarios as referred to in point (b) of Article 23(5).  National resource adequacy assessments may take into account additional sensitivities to those referred in point (b) of Article 23(5). In such cases, national resource adequacy assessments may:  (a) make assumptions taking into account the particularities of national electricity demand and supply;  (b) use tools and consistent recent data that are complementary to those used by the ENTSO for Electricity for the European resource adequacy assessment.  In addition, the national resource adequacy assessments, in assessing the contribution of capacity providers located in another Member State **or Contracting Party** to the security of supply of the bidding zones that they cover, shall use the methodology **developed by the ENTSO for Electricity in accordance with** point (a) of Article 26(11) **of Regulation (EU) 2019/943 and approved by the Agency for the Cooperation of Energy Regulators**. |
| (2) Sunt puse la dispoziția publicului evaluările adecvării resurselor la nivel național și, după caz, evaluarea adecvării resurselor la nivel european și avizul ACER în temeiul alineatului (3). | **Articolul 50. Evaluarea adecvanței resurselor la nivel național**  (4) Evaluarea adecvanței resurselor la nivel național, precum și evaluarea adecvanței resurselor la nivel european se publică pe pagina electronică a operatorului sistemului de transport și a organului central de specialitate al administrației publice în domeniul energeticii. | Compatibil | 2. National resource adequacy assessments and, where applicable, the European resource adequacy assessment and the opinion of **the Energy Community Regulatory Board** pursuant to paragraph 3 shall be made publicly available. |
| (3) Atunci când evaluarea adecvării resurselor la nivel național identifică o problemă de adecvare cu privire la o zonă de ofertare, care nu a fost identificată în evaluarea adecvării resurselor la nivel european, evaluarea adecvării resurselor la nivel național cuprinde motivele divergențelor existente între cele două evaluări ale adecvării resurselor, inclusiv detalii ale sensibilităților utilizate și ale ipotezelor subiacente. Statele membre publică evaluarea respectivă și o transmit ACER.  În termen de două luni de la data primirii raportului, ACER emite un aviz care indică dacă diferențele dintre evaluarea la nivel național și cea la nivel european sunt justificate.  Organismul responsabil cu evaluarea adecvării resurselor la nivel național ține seama în mod corespunzător de avizul ACER și, dacă este necesar, își modifică evaluarea. În cazul în care decide să nu țină seama pe deplin de avizul ACER, organismul responsabil cu evaluarea adecvării resurselor la nivel național publică un raport cu o motivare detaliată. | **Articolul 50. Evaluarea adecvanței resurselor la nivel național**  (5) În cazul în care evaluarea adecvanței resurselor la nivel național identifică o problemă de adecvanță în cadrul sistemului electroenergetic al Republicii Moldova care nu a fost identificată în contextul evaluării adecvanței resurselor la nivel european, în evaluarea adecvanței resurselor la nivel național vor fi specificate motivele divergențelor existente între cele două evaluări ale adecvanței resurselor, inclusiv detalii despre sensibilitățile utilizate și ipotezele admise. În acest caz, organul central de specialitate al administrației publice în domeniul energeticii transmite Secretariatului Comunității Energetice evaluarea adecvanței resurselor la nivel național, care este în drept să emită o opinie în care indică dacă diferențele dintre evaluarea adecvanței la nivel național și evaluarea adecvanței la nivel european sunt justificate.  (6) Operatorul sistemului de transport ține cont în mod corespunzător de avizul Secretariatului Comunității Energetice și, dacă este necesar, modifică evaluarea adecvanței resurselor la nivel național. În cazul în care decide să nu ia pe deplin în considerare avizul Secretariatului Comunității Energetice, operatorul sistemului de transport informează cu privire la aceasta organul central de specialitate al administrației publice în domeniul energeticii și prezintă un raport cu o motivare detaliată.  (7) Raportul cu motivarea detaliată, însoțit de avizul Secretariatului Comunității Energetice și al Comitetului de Reglementare al Comunității Energetice, se publică pe pagina electronică a operatorului sistemului de transport și pe pagina web oficială a organului central de specialitate al administrației publice în domeniul energeticii. | Compatibil | 3. Where the national resource adequacy assessment identifies an adequacy concern with regard to a bidding zone that was not identified in the European resource adequacy assessment, the national resource adequacy assessment shall include the reasons for the divergence between the two resource adequacy assessments, including details of the sensitivities used and the underlying assumptions. **Contracting Parties** shall publish that assessment and submit it to the **Energy Community Secretariat**.  Within **four** months of the date of the receipt of the report, **the Energy Community Secretariat** shall provide an opinion on whether the differences between the national resource adequacy assessment and the European resource adequacy assessment are justified. **When preparing its opinion, the Energy Community Secretariat shall request the Energy Community Regulatory Board to provide its opinion on the report and shall consult the Agency for Cooperation of Energy Regulators.**  The body that is responsible for the national resource adequacy assessment shall take due account of **the Energy Community Secretariat's** opinion, and where necessary shall amend its assessment.Where it decides not to take **the Energy Community Secretariat's** opinion fully into account, the body that is responsible for the national resource adequacy assessment shall publish a report with detailed reasons. |
| **Articolul 25**  **Standardul de fiabilitate**  (1) Atunci când pun în aplicare mecanisme de asigurare a capacității, statele membre dispun de un standard de fiabilitate. Un standard de fiabilitate indică nivelul necesar de siguranță a alimentării al statului membru într-un mod transparent. În cazul zonelor de ofertare transfrontaliere, aceste standarde de fiabilitate sunt stabilite în comun de către autoritățile relevante. | **Articolul 53. Standardul de fiabilitate**  (1) Mecanismele de asigurare a capacității se aplică numai dacă există un standard de fiabilitate. Standardul de fiabilitate este elaborat de organul central de specialitate al administrației publice în domeniul energeticii, la propunerea Agenției. Standardul de fiabilitate se aprobă de Guvern și indică în mod transparent nivelul necesar de securitate a aprovizionării cu energie electrică a Republicii Moldova. În cazul în care Republica Moldova face parte dintr-o zonă de ofertare transfrontalieră, standardul de fiabilitate se stabilește în comun cu autoritățile competente din țările respective. | Compatibil | ***Article 25***  **Reliability standard**  1. When applying capacity mechanisms **Contracting Parties** shall have a reliability standard in place. A reliability standard shall indicate the necessary level of security of supply of the **Contracting Parties** in a transparent manner. In the case of cross-border bidding zones, such reliability standards shall be established jointly by the relevant authorities. |
| (2) În urma unei propuneri a autorității de reglementare, standardul de fiabilitate este stabilit de statul membru sau de o autoritate competentă desemnată de statul membru. Standardul de fiabilitate se bazează pe metodologia prevăzută la articolul 23 alineatul (6). | **Articolul 53. Standardul de fiabilitate**  (2) Standardul de fiabilitate se bazează pe metodologia relevantă aprobată de ACER. | Compatibil | 2. The reliability standard shall be set by the **Contracting Party** or by a competent authority designated by the **Contracting Party**, following a proposal by the regulatory authority. The reliability standard shall be based on the methodology **developed by the ENTSO for Electricity in accordance with** Article 23(6) **of Regulation (EU) 2019/943 and approved by the Agency for the Cooperation of Energy Regulators**. |
| (3) Standardul de fiabilitate se calculează utilizând cel puțin valoarea pierderilor datorate întreruperii alimentării cu energie electrică și a costului unei noi intrări într-un anumit interval de timp și se exprimă ca „previziune de energie nefurnizată” și „previziune de pierderi datorate întreruperii alimentării cu energie electrică”. | **Articolul 53. Standardul de fiabilitate**  (3) Standardul de fiabilitate se calculează utilizând cel puțin valoarea pierderilor datorate întreruperii aprovizionării cu energie electrică și costul unei noi intrări într-un anumit interval de timp și se exprimă ca „previziune de energie nefurnizată” și „previziune de pierderi datorate întreruperii aprovizionării cu energie electrică”. | Compatibil | 3. The reliability standard shall be calculated using at least the value of lost load and the cost of new entry over a given timeframe and shall be expressed as ‘expected energy not served’ and ‘loss of load expectation’. |
| (4) Atunci când se pun în aplicare mecanisme de asigurare a capacității, parametrii care determină volumul de capacitate achiziționat în cadrul mecanismului de asigurare a capacității sunt aprobați de statul membru sau de o autoritate competentă desemnată de statul membru, pe baza unei propuneri a autorității de reglementare. | **Articolul 53. Standardul de fiabilitate**  (6) La aplicarea mecanismelor de asigurare a capacității, parametrii care determină mărimea capacității achiziționate în cadrul mecanismului de asigurare a capacității se aprobă de Guvern. Proiectul de hotărâre a Guvernului se elaborează de către organul central de specialitate al administrației publice în domeniul energeticii, pe baza propunerii înaintate de Agenție. | Compatibil | 4. When applying capacity mechanisms, the parameters determining the amount of capacity procured in the capacity mechanism shall be approved by the **Contracting Party** or by a competent authority designated by the **Contracting Party**, on the basis of a proposal of the regulatory authority. |
| **Articolul 26**  **Participarea transfrontalieră la mecanismele de asigurare a capacității**  (1) Mecanismele de asigurare a capacității, altele decât rezervele strategice și, în cazul în care este fezabil din punct de vedere tehnic, rezervele strategice sunt deschise participării directe transfrontaliere a furnizorilor de capacitate situați într-un alt stat membru, sub rezerva condițiilor stabilite în prezentul articol. | **Articolul 54. Participarea transfrontalieră la mecanismul de asigurare a capacității**  (1) Mecanismele de asigurare a capacității, altele decât rezervele strategice și, acolo unde este fezabil din punct de vedere tehnic, rezervele strategice sunt deschise participării directe transfrontaliere a furnizorilor de capacitate situați într-un Stat Membru al Uniunii Europene sau o Parte Contractantă a Comunității Energetice, în condițiile stabilite în prezentul articol. | Compatibil | ***Article 26***  **Cross-border participation in capacity mechanisms**  1. Capacity mechanisms other than strategic reserves and where technically feasible, strategic reserves shall be open to direct cross-border participation of capacity providers located in another Member State **or Contracting Party**, subject to the conditions laid down in this Article. |
| (2) Statele membre se asigură că capacitatea externă care poate asigura o performanță tehnică echivalentă cu cea a capacităților interne are posibilitatea să participe la același proces concurențial ca și capacitatea internă. În cazul mecanismelor de asigurare a capacității în funcțiune la 4 iulie 2019, statele membre pot permite participarea directă a capacităților de interconexiune în același proces concurențial drept capacitate externă pentru o perioadă maximă de patru ani de la 4 iulie 2019 sau doi ani de la data aprobării metodologiilor menționate la alineatul (11), în funcție de data care survine mai devreme.  Statele membre pot solicita situarea capacității externe într-un stat membru care are o racordare directă la rețea cu statul membru care aplică mecanismul. | **Articolul 54. Participarea transfrontalieră la mecanismul de asigurare a capacității**  (2) Capacitatea externă care poate asigura performanțe tehnice echivalente cu capacitățile interne, are posibilitatea de a participa la același proces competitiv ca și capacitatea internă. În criteriile de selecție ale procesului competitiv poate fi inclusă o cerință ca capacitatea externă să fie localizată într-un Stat Membru al Uniunii Europene sau într-o Parte Contractantă a Comunității Energetice care are interconexiuni directă cu sistemul electroenergetic al Republicii Moldova. | Compatibil | 2. Member States **and Contracting Parties** shall ensure that foreign capacity capable of providing equivalent technical performance to domestic capacities has the opportunity to participate in the same competitive process as domestic capacity. In the case of capacity mechanisms in operation on **the date of entry into force of this Regulation,** Member States **and Contracting Parties** may allow interconnectors to participate directly in the same competitive process as foreign capacity for a maximum of **four** years from **the date of entry into force of this Regulation**.  **Contracting Parties**may require foreign capacity to be located in aMember State **or Contracting Party** that has a direct network connection with the **Contracting Party** applying the mechanism. |
| (3) Statele membre nu restricționează participarea capacității situate pe teritoriul lor la mecanismele de asigurare a capacității ale altor state membre. | **Articolul 54. Participarea transfrontalieră la mecanismul de asigurare a capacității**  (3) Capacitatea care este situată pe teritoriul Republicii Moldova poate participa la mecanismele de asigurare a capacității ale Statelor Membre ale Uniunii Europene sau ale altor Părți Contractante ale Comunității Energetice. | Compatibil | 3. Member States **and Contracting Parties** shall not prevent capacity which is located in their territory from participating in capacity mechanisms of other Member States **or Contracting Parties**. |
| (4) Participarea transfrontalieră la mecanismele de asigurare a capacității nu modifică, nu alterează și nu afectează în niciun alt mod programele interzonale sau fluxurile fizice dintre statele membre. Respectivele programe și fluxuri sunt determinate exclusiv de rezultatul alocării capacității în temeiul articolului 16. | **Articolul 54. Participarea transfrontalieră la mecanismul de asigurare a capacității**  (4) Participarea transfrontalieră la mecanismele de asigurare a capacității nu modifică sau afectează în nici un mod programele interzonale sau fluxurile fizice între Republica Moldova și Statul Membru al Uniunii Europene sau Partea Contractantă a Comunității Energetice. Programele și fluxurile respective vor fi determinate exclusiv de rezultatul alocării capacității în conformitate cu Secțiunea 3 din prezentul capitol. | Compatibil | 4. Cross-border participation in capacity mechanisms shall not change, alter or otherwise affect cross-zonal schedules or physical flows between Member States **or Contracting Parties**. Those schedules and flows shall be determined solely by the outcome of capacity allocation pursuant to Article 16. |
| (5) Furnizorii de capacitate sunt în măsură să participe la mai multe mecanisme de asigurare a capacității.  În cazul în care furnizorii de capacitate participă la mai mult de un mecanism de asigurare a capacității pentru aceeași perioadă de livrare, aceștia participă până la disponibilitatea de interconectare preconizată și la probabilitatea suprasolicitării în același timp a sistemului unde se aplică mecanismul și a sistemului în care este situată capacitatea externă, în conformitate cu metodologia menționată la alineatul (11) litera (a). | **Articolul 54. Participarea transfrontalieră la mecanismul de asigurare a capacității**  (5) Furnizorii de capacitate sunt în drept să participe la mai multe mecanisme de asigurare a capacității. În cazul în care furnizorii de capacitate participă la mai mult de un mecanism de asigurare a capacității pentru aceeași perioadă de livrare, aceștia vor participa în limitele disponibilității preconizate a interconexiunilor și luând în considerare probabilitatea suprasolicitării în același timp a sistemului electroenergetic unde se aplică mecanismul de asigurare a capacității și a sistemului electroenergetic în care este situată capacitatea externă, în conformitate cu metodologia de calcul a capacității maxime de intrare pentru participarea transfrontalieră, aprobată de ACER. | Compatibil | 5. Capacity providers shall be able to participate in more than one capacity mechanism.  Where capacity providers participate in more than one capacity mechanism for the same delivery period, they shall participate up to the expected availability of interconnection and the likely concurrence of system stress between the system where the mechanism is applied and the system in which the foreign capacity is located, in accordance with the methodology **developed by the ENTSO for Electricity in accordance with** point (a) of Article 26(11) **of Regulation (EU) 2019/943 and approved by the Agency for the Cooperation of Energy Regulators**. |
| (6) Furnizorii de capacitate au obligația de a face plăți de indisponibilitate pentru perioadele în care capacitatea lor nu este disponibilă.  În cazul în care furnizorii de capacitate participă la mai multe mecanisme de asigurare a capacității pentru aceeași perioadă de furnizare, aceștia au obligația de a face plăți de indisponibilitate multiple în cazul în care nu sunt în măsură să îndeplinească angajamente multiple. | **Articolul 54. Participarea transfrontalieră la mecanismul de asigurare a capacității**  (10) Furnizorii de capacitate sunt obligați să efectueze plăți de indisponibilitate pentru perioadele în care capacitatea lor nu este disponibilă. În cazul în care furnizorii de capacitate participă la mai mult de un mecanism de asigurare a capacității pentru aceeași perioadă de furnizare, aceștia au obligația de a face plăți de indisponibilitate multiple în cazul în care nu sunt în măsură să îndeplinească angajamente multiple. | Compatibil | 6. Capacity providers shall be required to make non-availability payments where their capacity is not available.  Where capacity providers participate in more than one capacity mechanism for the same delivery period, they shall be required to make multiple non-availability payments where they are unable to fulfil multiple commitments. |
| (7) În scopul furnizării unei recomandări către operatorii de transport și de sistem, centrele de coordonare regionale înființate în temeiul articolului 35 calculează anual capacitatea maximă de intrare disponibilă pentru participarea capacității externe. Acest calcul ține seama de disponibilitatea de interconectare preconizată și de probabilitatea suprasolicitării în același timp a sistemului unde se aplică mecanismul și a sistemului în care este situată capacitatea externă. Trebuie efectuat un astfel de calcul pentru fiecare frontieră a zonei de ofertare.  Operatorii de transport și de sistem stabilesc anual capacitatea maximă de intrare disponibilă pentru participarea capacității externe, pe baza recomandării centrului de coordonare regional. | **Articolul 54. Participarea transfrontalieră la mecanismul de asigurare a capacității**  (6) În scopul transmiterii unei recomandări către operatorul sistemului de transport, centrul de coordonare regională calculează anual capacitatea maximă de intrare disponibilă pentru participarea capacității externe. La acest calcul se va ține cont de disponibilitatea interconexiunii preconizate și de probabilitatea suprasolicitării în același timp a sistemului electroenergetic unde se aplică mecanismul de asigurare a capacității și a sistemului electroenergetic în care se află capacitatea externă. Acest calcul se efectuează pentru fiecare frontieră a zonei de ofertare. Operatorul sistemului de transport stabilește anual capacitatea maximă de intrare disponibilă pentru participarea capacității externe pe baza recomandării centrului de coordonare regională. | Compatibil | 7. For the purposes of providing a recommendation to transmission system operators, regional coordination centres established pursuant to Article 35 shall calculate on an annual basis the maximum entry capacity available for the participation of foreign capacity. That calculation shall take into account the expected availability of interconnection and the likely concurrence of system stress in the system where the mechanism is applied and the system in which the foreign capacity is located. Such a calculation shall be required for each bidding zone border.  Transmission system operators shall set the maximum entry capacity available for the participation of foreign capacity based on the recommendation of the regional coordination centre on an annual basis. |
| (8) Statele membre se asigură că capacitatea de intrare menționată la alineatul (7) este alocată furnizorilor de capacitate eligibili într-un mod transparent, nediscriminatoriu și bazat pe piață. | **Articolul 54. Participarea transfrontalieră la mecanismul de asigurare a capacității**  (7) Capacitatea de intrare menționată la alin. (6) este alocată furnizorilor de capacitate eligibili într-un mod transparent, nediscriminatoriu, bazat pe mecanisme de piață. | Compatibil | 8. **Contracting Parties** shall ensure that the entry capacity referred to in paragraph 7 is allocated to eligible capacity providers in a transparent, non-discriminatory and market-based manner. |
| (9) În cazul în care mecanismele de asigurare a capacității permit participarea transfrontalieră în două state membre învecinate, toate veniturile care rezultă prin alocarea menționată la alineatul (8) revin operatorilor de transport și de sistem vizați și se împart între aceștia conform metodologiei menționate la alineatul (11) litera (b) de la prezentul articol sau conform unei metodologii comune aprobate de ambele autorități de reglementare competente. În cazul în care statul membru vecin nu aplică un mecanism de asigurare a capacității sau aplică un mecanism de asigurare a capacității care nu este deschis participării transfrontaliere, cota de venituri este aprobată de autoritatea națională competentă din statul membru în care mecanismul de asigurare a capacității este pus în aplicare după solicitarea unui aviz din partea autorităților de reglementare din statele membre vecine. Operatorii de transport și de sistem utilizează aceste venituri în scopurile prevăzute la articolul 19 alineatul (2). | **Articolul 54. Participarea transfrontalieră la mecanismul de asigurare a capacității**  (11) În cazul în care mecanismele de asigurare a capacității permit participarea transfrontalieră atât în Republica Moldova, cât și într-un Stat Membru al Uniunii Europene învecinat sau într-o altă Parte Contractantă a Comunității Energetice, toate veniturile care rezultă din alocarea menționată la alin. (7) revin operatorilor sistemelor de transport vizați și se partajează între aceștia în conformitate cu metodologia corespunzătoare aprobată de ACER sau în conformitate cu o metodologie comună aprobată de Agenție și de cealaltă autoritate de reglementare relevantă. În cazul în care Statul Membru vecin al Uniunii Europene sau Partea Contractantă a Comunității Energetică nu aplică un mecanism de asigurare a capacității sau aplică un mecanism de asigurare a capacității care nu este deschis participării transfrontaliere, cota din venituri care îi revine operatorului sistemului de transport din țara vecină se aprobă de Agenție după ce a solicitat avizul autorității de reglementare a Satului Membru vecin al Uniunii Europene sau a Părții Contractante din Comunitatea Energetică. Operatorul sistemului de transport utilizează aceste venituri în scopurile prevăzute la Articolul 47 alin. (2). | Compatibil | 9. Where capacity mechanisms allow for cross-border participation in two neighbouring Member States **or Contracting Parties**, any revenues arising through the allocation referred to in paragraph 8 shall accrue to the transmission system operators concerned and shall be shared between them in accordance with the methodology **developed by the ENTSO for Electricity in accordance with** point (b) of Article 26(11) **of Regulation (EU) 2019/943 and approved by the Agency for the Cooperation of Energy Regulators**, or in accordance with a common methodology approved by both relevant regulatory authorities. If the neighbouring Member State **or Contracting Party** does not apply a capacity mechanism or applies a capacity mechanism which is not open to cross-border participation, the share of revenues shall be approved by the competent national authority of the Member State **o**r **Contracting Party** in which the capacity mechanism is implemented after having sought the opinion of the regulatory authorities of the neighbouring Member States **or Contracting Parties**. Transmission system operators shall use such revenues for the purposes set out in Article 19(2). |
| (10) Operatorul de transport și de sistem de unde este situată capacitatea externă:  (a) stabilește dacă furnizorii de capacitate interesați pot oferi performanța tehnică necesară pentru mecanismul de asigurare a capacității la care aceștia intenționează să participe și înregistrează respectivii furnizorii de capacitate ca furnizori de capacitate eligibili într-un registru întocmit în acest scop;  (b) efectuează verificări privind disponibilitatea;  (c) notifică operatorului de transport și de sistem din statul membru care aplică mecanismul de asigurare a capacității informațiile pe care le primește în temeiul prezentului paragraf literele (a) și (b) și al celui de-al doilea paragraf.  Furnizorul de capacitate relevant notifică operatorului de transport și de sistem, fără întârziere, participarea sa la un mecanism de asigurare a capacității extern. | **Articolul 54. Participarea transfrontalieră la mecanismul de asigurare a capacității**  (12) În cazul în care un furnizor de capacitate național intenționează să participe la un mecanism de asigurare a capacității al unui Stat Membru al Uniunii Europene sau al unei Părți Contractante din Comunitatea Energetică, acesta notifică fără întârziere operatorul sistemului de transport.  (13) În cazul în care un furnizor de capacitate național intenționează să participe sau participă la un mecanism de asigurare a capacitate al unui Stat Membru al Uniunii Europene sau al unei Părți Contractante din Comunitatea Energetică, operatorul sistemului de transport:  a) stabilește dacă furnizorul de capacitate interesat poate oferi performanța tehnică necesară pentru mecanismul de asigurare a capacității la care intenționează să participe furnizorul de capacitate și înregistrează furnizorul de capacitate respectiv ca furnizor de capacitate eligibil în registrul întocmit în acest scop de ENTSO-E;  b) efectuează verificări de disponibilitate, în conformitate cu liniile directoare corespunzătoare aprobate de ACER;  c) notifică operatorului sistemului de transport din Statul Membru al Uniunii Europene sau din Partea Contractantă a Comunității Energetice care aplică mecanismul de asigurare a capacității despre intenția furnizorului de capacitate național de a participa la mecanismul respectiv de asigurare a capacității și prezintă informațiile pe care le obține în temeiul lit. a) și b) din prezentul alineat. | Compatibil | 10. The transmission system operator where the foreign capacity is located shall:  (a) establish whether interested capacity providers can provide the technical performance as required by the capacity mechanism in which the capacity provider intends to participate, and register that capacity provider as an eligible capacity provider in a registry set up for that purpose **by the ENTSO for Electricity in accordance with Article 26 of Regulation (EU) 2019/943**;  (b) carry out availability checks;  (c) notify the transmission system operator in the Member State **or Contracting Party** applying the capacity mechanism of the information it acquires under points (a) and (b) of this subparagraph and the second subparagraph.  The relevant capacity provider shall notify the transmission system operator of its participation in a foreign capacity mechanism without delay. |
| (11) Până la 5 iulie 2020, ENTSO pentru energie electrică prezintă ACER:  (a) o metodologie de calculare a capacității maxime de intrare pentru participarea transfrontalieră menționată la alineatul (7);  (b) o metodologie de împărțire a veniturilor menționate la alineatul (9);  (c) norme comune pentru efectuarea verificărilor privind disponibilitatea menționate la alineatul (10) litera (b);  (d) norme comune pentru identificarea situațiilor în care devine exigibilă o plată de indisponibilitate;  (e) condițiile de funcționare a registrului menționat la alineatul (10) litera (a);  (f) norme comune pentru identificarea capacității eligibile pentru participare la mecanismul de asigurare a capacității, astfel cum se menționează la alineatul (10) litera (a).  Propunerea face obiectul unei consultări prealabile și al aprobării de către ACER în conformitate cu articolul 27. |  | Compatibil | 11. **< … >** |
| (12) Autoritățile de reglementare în cauză verifică dacă capacitățile au fost calculate în conformitate cu metodologia menționată la alineatul (11) litera (a). | **Articolul 54. Participarea transfrontalieră la mecanismul de asigurare a capacității**  (8) Agenția verifică dacă capacitățile au fost calculate în conformitate cu metodologia de calculare a capacității maxime de intrare pentru participarea transfrontalieră, aprobată de ACER. | Compatibil | 12. The regulatory authorities concerned shall verify whether the capacities have been calculated in accordance with the methodology **developed by the ENTSO for Electricity in accordance with** point (a) **of Article 26(11) of Regulation (EU) 2019/943 and approved by the Agency for the Cooperation of Energy Regulators**. |
| (13) Autoritățile de reglementare se asigură că participarea transfrontalieră la mecanismele de asigurare a capacității este organizată în mod eficace și nediscriminatoriu. În special, autoritățile de reglementare prevăd măsurile administrative adecvate pentru aplicarea transfrontalieră a plăților de indisponibilitate. | **Articolul 54. Participarea transfrontalieră la mecanismul de asigurare a capacității**  (14) Agenția întreprinde acțiunile necesare pentru a asigura că participarea transfrontalieră la mecanismele de asigurare a capacității este organizată într-un mod eficient și nediscriminatoriu. Agenția stabilește printr-o hotărâre reguli și cerințe în legătură cu aplicarea plăților de indisponibilitate. | Compatibil | 13. Regulatory authorities shall ensure that cross-border participation in capacity mechanisms is organised in an effective and non-discriminatory manner. They shall in particular provide for adequate administrative arrangements for the enforcement of non-availability payments across borders. |
| (14) Capacitățile alocate în conformitate cu alineatul (8), sunt transferabile între furnizorii de capacitate eligibili. Furnizorii de capacitate eligibili notifică orice astfel de transfer registrului menționat la alineatul (10) litera (a). | **Articolul 54. Participarea transfrontalieră la mecanismul de asigurare a capacității**  (9) Capacitățile alocate în conformitate cu alin. (7) sunt transferabile între furnizorii de capacitate eligibili. Datele referitoare la orice astfel de transfer se includ în registrul menționat la alin. (13) lit. a), în baza notificărilor expediate de către furnizorii de capacitate eligibili. | Compatibil | 14. The capacities allocated in accordance with paragraph 8 shall be transferable between eligible capacity providers. Eligible capacity providers shall notify the registry as referred to in point (a) of paragraph 10 of any such transfer. |
| (15) Până la 5 iulie 2021, ENTSO pentru energie electrică creează și utilizează registrul menționat la alineatul (10) litera (a). Registrul este deschis tuturor furnizorilor de capacitate eligibili, sistemelor care aplică mecanismele de asigurare a capacității și operatorilor de transport și de sistem ai acestora. |  | Prevederi UE neaplicabile | 15. **<…>** The registry referred to in point (a) of paragraph 10 **<…>** shall be open to all eligible capacity providers, the systems implementing capacity mechanisms and their transmission system operators. |
| **Articolul 27**  **Procedura de aprobare**  (1) Atunci când se face trimitere la prezentul articol, procedura prevăzută la alineatele (2), (3) și (4) se aplică aprobării unei propuneri înaintate de ENTSO pentru energie electrică. |  | Prevederi UE neaplicabile | ***Article 27***  **Approval procedure**  **< … >** |
| (2) Înainte de a prezenta o propunere, ENTSO pentru energie electrică organizează o consultare care implică toate părțile interesate relevante, inclusiv autoritățile de reglementare și alte autorități naționale. Acesta ia în considerare în mod corespunzător în propunerea sa rezultatele consultării respective. |  | Prevederi UE neaplicabile |  |
| (3) În termen de trei luni de la data primirii propunerii menționate la alineatul (1), ACER fie aprobă propunerea, fie o modifică. În acest din urmă caz, ACER consultă ENTSO pentru energie electrică înainte de a aproba propunerea modificată. ACER publică propunerea adoptată se publică pe site-ul său web în termen de trei luni de la data primirii documentelor propuse. |  | Prevederi UE neaplicabile |  |
| (4) ACER poate solicita în orice moment modificarea propunerii aprobate. În termen de șase luni de la data primirii unei astfel de solicitări, ENTSO pentru energie electrică transmite ACER un proiect al modificărilor propuse. În termen de trei luni de la data primirii proiectului, ACER modifică sau aprobă modificările și le publică pe site-ul său web. |  | Prevederi UE neaplicabile |  |
| **CAPITOLUL V**  **EXPLOATAREA SISTEMELOR DE TRANSPORT**  **Articolul 28**  **Rețeaua europeană a operatorilor de transport și de sistem pentru energie electrică**  (1) Operatorii de transport și de sistem cooperează la nivelul Uniunii prin intermediul ENTSO pentru energie electrică, în scopul promovării finalizării și funcționării pieței interne de energie electrică și a comerțului interzonal, precum și în scopul asigurării unei gestionări optime, a unei exploatări coordonate și a unei evoluții tehnice sănătoase a rețelei europene de transport de energie electrică. | **Articolul 55. Cooperarea regională a operatorilor sistemelor de transport**  (1) Operatorul sistemului de transport cooperează cu alți operatori ai sistemului de transport la nivelul Comunității Energetice prin intermediul ENTSO-E, în scopul promovării finalizării și funcționării pieței interne de energie electrică și a comerțului interzonal, precum și pentru a asigura gestionarea optimă, exploatarea coordonată și evoluția tehnică solidă a rețelei europene de transport a energiei electrice. În acest scop, operatorul sistemului de transport are un acord încheiat cu ENTSO-E. | Compatibil | **CHAPTER V**  **TRANSMISSION SYSTEM OPERATION**  ***Article 28***  **European network of transmission system operators for electricity**  1. Transmission system operators shall cooperate at **Energy Community** level through the ENTSO for Electricity, in order to promote the completion and functioning of the internal market for electricity and cross-zonal trade and to ensure the optimal management, coordinated operation and sound technical evolution of the European electricity transmission network. |
| (2) În îndeplinirea funcțiilor sale în temeiul dreptului Uniunii, ENTSO pentru energie electrică acționează în vederea instituirii unei piețe interne de energie electrică funcționale și integrate și contribuie la realizarea eficientă și durabilă a obiectivelor stabilite prin cadrul de politici privind clima și energia care acoperă perioada 2020-2030, în special contribuind la integrarea eficientă a energiei electrice produse din surse regenerabile de energie și la sporirea eficienței energetice, menținând în același timp siguranța sistemului. ENTSO pentru energie electrică dispune de resurse umane și financiare adecvate pentru îndeplinirea sarcinilor sale. |  | Prevederi UE neaplicabile | 2. **< … > Transmission system operators which are not members of the ENTSO for Electricity shall enter into agreements with the ENTSO for Electricity, to cover the additional costs resulting from the extension of the tasks of the ENTSO for Electricity to these transmission system operators.** |
| **Articolul 29**  **ENTSO pentru energie electrică**  (1) Operatorii de transport și de sistem de energie electrică transmit Comisiei și ACER orice proiecte de modificare a statutelor, a listei membrilor sau a regulamentului de procedură ale ENTSO pentru energie electrică. |  | Prevederi UE neaplicabile | ***Article 29***  **The ENTSO for Electricity**  **< …>** |
| (2) În termen de două luni de la primirea proiectelor de modificare a statutelor, a listei membrilor sau a regulamentului de procedură, după consultarea organizațiilor care reprezintă toate părțile interesate, în special utilizatorii sistemelor, inclusiv clienții, ACER furnizează Comisiei un aviz cu privire la proiectele respective de modificare a statutelor, a listei membrilor sau a regulamentului de procedură. |  | Prevederi UE neaplicabile |  |
| (3) În termen de trei luni de la primirea avizului ACER, Comisia emite un aviz cu privire la proiectele de modificare a statutelor, a listei membrilor sau a regulamentului de procedură, luând în considerare avizul ACER prevăzut la alineatul (2). |  | Prevederi UE neaplicabile |  |
| (4) În termen de trei luni de la data primirii avizului favorabil al Comisiei, operatorii de transport și de sistem adoptă și publică statutele sau regulamentul de procedură modificat. |  | Prevederi UE neaplicabile |  |
| (5) Documentele menționate la alineatul (1) se transmit Comisiei și ACER în cazul în care li se aduc modificări sau la cererea motivată a Comisiei sau a ACER. ACER și Comisia emit un aviz în conformitate cu alineatele (2), (3) și (4). |  | Prevederi UE neaplicabile |  |
| **Articolul 30**  **Atribuțiile ENTSO pentru energie electrică**  (1) ENTSO pentru energie electrică:  (a) elaborează coduri de rețea în domeniile menționate la articolul 59 alineatele (1) și (2) cu scopul de a atinge obiectivele stabilite la articolul 28;  (b) adoptă și publică un plan la nivelul Uniunii de dezvoltare a rețelei pe 10 ani fără caracter obligatoriu (denumit în continuare „planul la nivelul Uniunii de dezvoltare a rețelei”), la fiecare doi ani;  (c) elaborează și adoptă propuneri în legătură cu evaluarea adecvării resurselor la nivel european în temeiul articolului 23 și propuneri de specificații tehnice pentru participarea transfrontalieră la mecanismele de asigurare a capacității în temeiul articolului 26 alineatul (11);  (d) adoptă recomandări privind coordonarea cooperării tehnice între operatorii de transport și de sistem din Uniune și cei din țările terțe;  (e) adoptă un cadru de cooperare și coordonare între centrele de coordonare regionale;  (f) adoptă o propunere de definire a regiunii de exploatare a sistemului în conformitate cu articolul 36;  (g) colaborează cu operatorii de distribuție și entitatea OSD UE;  (h) promovează digitizarea rețelelor de transport, inclusiv introducerea rețelelor inteligente, colectarea eficientă a datelor în timp real și sistemele de contorizare inteligentă;  (i) adoptă instrumentele comune pentru exploatarea rețelelor pentru a asigura coordonarea exploatării rețelei în condiții normale și de urgență, inclusiv o grilă comună de clasificare a incidentelor, precum și planurile de cercetare, inclusiv executarea planurilor respective printr-un program eficient de cercetare. Aceste instrumente specifică, printre altele:  (i) informațiile, inclusiv informații pentru ziua următoare, intrazilnice și în timp real, utile pentru îmbunătățirea coordonării operaționale, precum și frecvența optimă pentru colectarea și comunicarea acestor informații;  (ii) platforma tehnologică pentru schimbul de informații în timp real și, dacă este cazul, platformele tehnologice pentru colectarea, prelucrarea și transmiterea celorlalte informații menționate la punctul (i), precum și pentru implementarea procedurilor în măsură să sporească coordonarea operațională între operatorii de transport și de sistem, astfel încât această coordonare să fie posibilă la nivelul întregii Uniuni;  (iii) modul în care operatorii de transport și de sistem pun informațiile operaționale la dispoziția altor operatori de transport și de sistem sau a oricărei alte entități mandatate în mod corespunzător să îi sprijine pentru a realiza coordonarea operațională, precum și la dispoziția ACER; și  (iv) faptul că operatorii de transport și de sistem desemnează un punct de contact responsabil de furnizarea de răspunsuri la întrebările altor operatori de transport și de sistem sau ale altei entități mandatate în mod corespunzător menționate la punctul (iii) sau ale ACER cu privire la aceste informații;  (j) adoptă un program anual de activitate;  (k) contribuie la stabilirea cerințelor de interoperabilitate și procedurilor nediscriminatorii și transparente de accesare a datelor, prevăzute la articolul 24 din Directiva (UE) 2019/944;  (l) adoptă un raport anual;  (m) realizează și adoptă evaluări privind adecvarea sezonieră în temeiul articolului 9 alineatul (2) din Regulamentul (UE) 2019/941;  (n) promovează securitatea cibernetică și protecția datelor în cooperare cu autoritățile competente și cu entitățile reglementate;  (o) ia în considerare evoluția consumului dispecerizabil în îndeplinirea atribuțiilor sale. |  | Prevederi UE neaplicabile | ***Article 30***  **Tasks of the ENTSO for Electricity**    **< … >** |
| (2) ENTSO pentru energie electrică raportează ACER cu privire la deficiențele identificate în ceea ce privește instituirea și funcționarea centrelor de coordonare regionale. |  | Prevederi UE neaplicabile |  |
| (3) ENTSO pentru energie electrică publică procesele-verbale ale reuniunilor adunării generale, ale ședințelor consiliului de administrație și ale reuniunilor comitetelor sale și pune la dispoziția publicului informații periodice privind procesul decizional și activitățile sale. |  | Prevederi UE neaplicabile |  |
| (4) Programul anual de activitate menționat la alineatul (1) litera (j) cuprinde o listă și o descriere a codurilor de rețea care urmează să fie pregătite, un plan cu privire la coordonarea exploatării rețelei și la activitățile de cercetare și dezvoltare care vor fi realizate în decursul anului în cauză, precum și un calendar previzional. |  | Prevederi UE neaplicabile |  |
| (5) ENTSO pentru energie electrică pune la dispoziția ACER toate informațiile solicitate de către ACER în vederea îndeplinirii atribuțiilor care îi revin în temeiul articolului 32 alineatul (1). Pentru a-i permite ENTSO pentru energie electrică să îndeplinească cerința respectivă, operatorii de transport și de sistem pun la dispoziția ENTSO pentru energie electrică toate informațiile necesare. |  | Prevederi UE neaplicabile |  |
| (6) La cererea Comisiei, ENTSO pentru energie electrică prezintă Comisiei punctul său de vedere cu privire la adoptarea orientărilor astfel cum se prevede la articolul 61. |  | Prevederi UE neaplicabile |  |
| **Articolul 31**  **Consultări**  (1) La elaborarea propunerilor în temeiul atribuțiilor menționate la articolul 30 alineatul (1), ENTSO pentru energie electrică organizează un proces de consultare extinsă. Procesul de consultare este structurat astfel încât observațiile părților interesate să poată fi luate în considerare înainte de adoptarea finală a propunerii, implicând toate părțile interesate relevante și în special organizațiile reprezentând părțile interesate, în conformitate cu regulamentul de procedură menționat la articolul 29. Această consultare include, de asemenea, autorități de reglementare și alte autorități naționale, întreprinderi de furnizare și de producere, utilizatori ai sistemelor, inclusiv clienți, operatori de distribuție, precum și asociații relevante din domeniul industriei, organisme tehnice și platforme ale părților interesate. Consultarea are ca scop identificarea punctelor de vedere și a propunerilor tuturor părților relevante în decursul procesului decizional. |  | Prevederi UE neaplicabile | ***Article 31***  **Consultations**  **< … >** |
| (2) Toate documentele și procesele-verbale ale întrunirilor care au legătură cu consultările menționate la alineatul (1) se fac publice. |  | Prevederi UE neaplicabile |  |
| (3) Înainte de adoptarea propunerilor menționate la articolul 30 alineatul (1), ENTSO pentru energie electrică precizează în ce mod au fost luate în considerare observațiile primite în cadrul consultării. În cazul în care observațiile nu au fost luate în considerare, aceasta furnizează justificări. |  | Prevederi UE neaplicabile |  |
| **Articolul 32**  **Monitorizarea efectuată de către ACER**  (1) ACER monitorizează executarea atribuțiilor ENTSO pentru energie electrică menționate la articolul 30 alineatele (1), (2) și (3) și raportează Comisiei cu privire la constatările sale.  ACER monitorizează punerea în aplicare de către ENTSO pentru energie electrică a codurilor de rețea elaborate în temeiul articolului 59. În cazul în care ENTSO pentru energie electrică nu a reușit să pună în aplicare astfel de coduri de rețea, ACER solicită ENTSO pentru energie electrică să prezinte o explicație motivată corespunzător cu privire la motivele acestui fapt. ACER informează Comisia cu privire la această explicație și își prezintă avizul.  ACER monitorizează și analizează punerea în aplicare a codurilor de rețea și a orientărilor adoptate de Comisie în conformitate cu articolul 58 alineatul (1) și impactul acestora asupra armonizării normelor aplicabile care vizează facilitarea integrării pieței, precum și asupra nediscriminării, concurenței efective și funcționării eficiente a pieței și raportează Comisiei. |  | Prevederi UE neaplicabile | ***Article 32***  **Monitoring by ACER**  **< … >** |
| (2) ENTSO pentru energie electrică transmite ACER în vederea emiterii unui aviz proiectul de plan la nivelul Uniunii de dezvoltare a rețelei și proiectul de program anual de activitate, inclusiv informațiile cu privire la procesul de consultare, precum și celelalte documente menționate la articolul 30 alineatul (1).  În cazul în care consideră că proiectul de program anual de activitate sau proiectul de plan la nivelul Uniunii de dezvoltare a rețelei prezentat de ENTSO pentru energie electrică nu contribuie la respectarea principiilor nediscriminării, concurenței efective, funcționării eficiente a pieței sau la realizarea unui nivel suficient de interconectare transfrontalieră deschisă accesului terților, ACER furnizează ENTSO pentru energie electrică și Comisiei un aviz motivat corespunzător și recomandări, în termen de două luni de la depunere. |  | Prevederi UE neaplicabile |  |
| **Articolul 33**  **Costuri**  Costurile legate de activitățile ENTSO pentru energie electrică menționate la articolele 28-32 și 58-61 din prezentul regulament și la articolul 11 din Regulamentul (UE) nr. 347/2013 al Parlamentului European și al Consiliului sunt suportate de operatorii de transport și de sistem și se iau în considerare la calcularea tarifelor. Autoritățile de reglementare aprobă costurile respective numai dacă acestea sunt rezonabile și adecvate. | **Articolul 55. Cooperarea regională a operatorilor sistemelor de transport**  (2) Operatorul sistemului de transport suportă costurile aferente activităților ENTSO-E, iar aceste costuri sunt luate în considerare la calcularea tarifelor reglementate pentru serviciul de transport al energiei electrice, cu condiția ca respectivele costuri să fie rezonabile și proporționale. | Compatibil | ***Article 33***  **Costs**  **The costs related to the activities of the ENTSO for Electricity referred to in Articles 4 to 12, as well as the costs referred to in Article 28, shall be borne by the transmission system operators and shall be taken into account in the calculation of tariffs. Regulatory authorities shall approve those costs only if they are reasonable and proportionate**. |
| **Articolul 34**  **Cooperarea regională a operatorilor de transport și de sistem**  (1) Operatorii de transport și de sistem instituie o cooperare regională în cadrul ENTSO de energie electrică, pentru a contribui la îndeplinirea sarcinilor menționate la articolul 30 alineatele (1), (2) și (3). Aceștia publică, în special, un plan regional de investiții la fiecare doi ani și pot lua decizii privind investițiile pe baza respectivului plan regional de investiții. ENTSO pentru energie electrică promovează cooperarea dintre operatorii de transport și de sistem la nivel regional, asigurând interoperabilitatea, comunicarea și monitorizarea performanței regionale în domeniile care nu au fost încă armonizate la nivelul Uniunii. | **Articolul 55. Cooperarea regională a operatorilor sistemelor de transport**  (3) Operatorul sistemului de transport instituie, în măsura posibilității, o cooperare regională în cadrul ENTSO-E, în special în ceea ce privește obligația de a publica planul regional de investiții la fiecare doi ani și luarea deciziilor de investiții pe baza respectivului plan regional de investiții. | Compatibil | ***Article 34***  **Regional cooperation of transmission system operators**  1. Transmission system operators shall establish regional cooperation, **to the extent possible,** within the ENTSO for Electricity **<...>**. In particular, they shall publish a regional investment plan biennially, and may take investment decisions based on that regional investment plan. **<...>** |
| (2) Operatorii de transport și de sistem promovează acorduri operaționale, în vederea asigurării unei gestionări optime a rețelei, precum și dezvoltarea schimburilor de energie, alocarea coordonată de capacitate transfrontalieră prin soluții nediscriminatorii bazate pe mecanismele pieței, acordând o atenție deosebită meritelor speciale ale licitațiilor implicite pentru alocările pe termen scurt, precum și integrarea mecanismelor de echilibrare și a celor privind rezerva de putere. | **Articolul 55. Cooperarea regională a operatorilor sistemelor de transport**  (4) Operatorul sistemului de transport promovează acorduri operaționale pentru a asigura gestionarea optimă a rețelelor electrice de transport și dezvoltarea schimburilor de energie, alocarea coordonată de capacitate transfrontalieră prin soluții nediscriminatorii bazate pe mecanismele pieței, acordând o atenție deosebită meritelor speciale ale licitațiilor implicite pentru alocările pe termen scurt, precum și integrarea mecanismelor de echilibrare și a celor privind rezerva de putere. | Compatibil | 2. Transmission system operators shall promote operational arrangements in order to ensure the optimum management of the network and shall promote the development of energy exchanges, the coordinated allocation of cross-border capacity through non-discriminatory market-based solutions, paying due attention to the specific merits of implicit auctions for short-term allocations, and the integration of balancing and reserve power mechanisms. |
| (3) În scopul atingerii obiectivelor stabilite la alineatele (1) și (2), zona geografică acoperită de fiecare structură de cooperare regională poate fi stabilită de către Comisie, ținând seama de structurile de cooperare regională existente. Fiecare stat membru poate promova cooperarea în mai multe zone geografice.  Comisia este împuternicită să adopte acte delegate în conformitate cu articolul 68 pentru a completa prezentul regulament în ceea ce privește stabilirea zonei geografice acoperite de fiecare structură de cooperare regională. În acest scop, Comisia se consultă cu autoritățile de reglementare, cu ACER și cu ENTSO pentru energie electrică.  Actele delegate menționate în prezentul alineat nu aduc atingere articolului 36. |  | Parțial compatibil | 3. For the purposes of achieving the goals set in paragraphs 1 and 2, the geographical area covered by each regional cooperation structure **<…> is defined by Annex IV**. Each **Contracting Party** may promote cooperation in more than one geographical area.  **<...>**  Notă**:** Centrele de cooperarea regională au fost stabilite expres în Anexa IV la Regulamentul 2019/943 și nu e nevoie de transpunerea deciziei respective în legislația națională. |
| **Articolul 35**  **Înființarea și misiunea centrelor de coordonare regionale**  (1) Până la 5 iulie 2020, toți operatorii de transport și de sistem dintr- o regiune de exploatare a sistemului transmit autorităților de reglementare în cauză o propunere de înființare a unor centre de coordonare regionale, în conformitate cu criteriile prevăzute în prezentul capitol.  Autoritățile de reglementare din regiunea de exploatare a sistemului examinează și aprobă propunerea.  Propunerea cuprinde cel puțin următoarele elemente:  (a) statul membru în care ar fi situat sediul centrelor de coordonare regionale și operatorii de transport și de sistem participanți;  (b) măsurile organizatorice, financiare și operaționale necesare pentru a asigura funcționarea eficientă, sigură și fiabilă a sistemului de transport interconectat;  (c) un plan de punere în aplicare pentru punerea în funcțiune a centrelor de coordonare regionale;  (d) statutul și regulamentul de procedură al centrelor de coordonare regionale;  (e) descrierea proceselor bazate pe cooperare, în conformitate cu articolul 38;  (f) descrierea dispozițiilor privind răspunderea centrelor de coordonare regionale, în conformitate cu articolul 47;  (g) în cazul în care sunt menținute două centre de coordonare regionale prin rotație, în conformitate cu articolul 36 alineatul (2), descrierea modalităților care prevăd în mod clar responsabilitățile respectivelor centre de coordonare regionale și procedurile de executare a atribuțiilor acestora. | **Articolul 56. Înființarea și atribuțiile centrului regional de coordonare**  (1) Operatorul sistemului de transport împreună cu operatorii sistemelor de transport din regiunea de operare a sistemului din care face parte (în continuare – regiunea de operare a sistemului) înființează un centru de coordonare regională.  (2) În cazul în care centrul de coordonare regională este înființat în Republica Moldova, acesta funcționează în conformitate cu principiile și cerințele stabilite în prezenta secțiune.  (3) În propunerea de înființare a centrului regional de coordonare în conformitate cu prezentul articol, operatorii sistemelor de transport din regiunea de operare a sistemului includ măsurile necesare pentru acoperirea răspunderii legate de îndeplinire a atribuțiilor centrului regional de coordonare. Metoda utilizată pentru acoperirea răspunderii legale trebuie să țină cont de statutul juridic al centrului regional de coordonare și de nivelul de acoperire oferit de asigurarea comercială disponibilă. | Compatibil | ***Article 35***  **Establishment and mission of regional coordination centres**  1. **<...>** |
| (2) În urma aprobării de către autoritățile de reglementare a propunerii de la alineatul (1), centrele de coordonare regionale înlocuiesc coordonatorii regionali pentru siguranță instituiți în conformitate cu orientările privind operarea sistemului adoptate în temeiul articolului 18 alineatul (5) din Regulamentul (CE) nr. 714/2009 și încep să funcționeze până la 1 iulie 2022. |  | Prevederi UE neaplicabile  OST | 2. **<...>** The regional coordination centres shall replace the regional security coordinators established pursuant to the system operation guideline adopted on the basis of Article 18 of Regulation (EC) No 714/2009 and shall enter into operation **in accordance with Annex IV.**  Notă: din Republica Moldova nu a făcut parte dintr-un centru de coordonare regională până la integrarea în acquis-ul Comunității Energetice a Regulamentului 2019/943 |
| (3) Centrele de coordonare regionale au forma juridică menționată la anexa II din Directiva (UE) 2017/1132 a Parlamentului European și a Consiliului. | **Articolul 56. Înființarea și atribuțiile centrului regional de coordonare**  (4) Forma juridică a centrului regional de coordonare va fi societate comercială care este acceptabilă pentru îndeplinirea atribuțiilor centrului regional de coordonare într-o zonă geografică determinată. | Compatibil | 3. Regional coordination centres shall have a legal form referred to in Annex II to Directive (EU) 2017/1132 of the European Parliament and of the Council. |
| (4) În exercitarea atribuțiilor lor în temeiul dreptului Uniunii, centrele de coordonare regionale acționează independent de interesele naționale individuale și de interesele operatorilor de transport și de sistem. | **Articolul 56. Înființarea și atribuțiile centrului regional de coordonare**  (5) La exercitarea atribuțiilor sale, centrul de coordonare regională acționează independent de interesele naționale individuale și de interesele operatorilor sistemelor de transport participanți. | Compatibil | 4. In performing their tasks under **Energy Community and** Union law, regional coordination centres shall act independently of individual national interests and independently of the interests of transmission system operators. |
| (5) Centrele de coordonare regionale completează rolul operatorilor de transport și de sistem, prin îndeplinirea atribuțiilor de interes regional care le sunt conferite în conformitate cu articolul 37. Operatorii de transport și de sistem sunt responsabili pentru gestionarea fluxurilor de energie electrică și asigurarea unui sistem electroenergetic sigur, fiabil și eficient, în conformitate cu articolul 40 alineatul (1) litera (d) din Directiva (UE) 2019/944. | **Articolul 56. Înființarea și atribuțiile centrului regional de coordonare**  (6) Centrul de coordonare regională completează rolul operatorului sistemului de transport prin îndeplinirea atribuțiilor de interes regional care îi sunt atribuite în conformitate cu prezentul articol. Operatorul sistemului de transport este responsabil pentru gestionarea fluxurilor de energie electrică și asigurarea unui sistem electroenergetic sigur, fiabil și eficient în conformitate cu Articolul 35 alin. (1) lit. e). | Compatibil | 5. Regional coordination centres shall complement the role of transmission system operators by performing the tasks of regional relevance assigned to them in accordance with Article 37. Transmission system operators shall be responsible for managing electricity flows and ensuring a secure, reliable and efficient electricity system in accordance with point (d) of Article 40(1) of Directive (EU) 2019/944, **as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2021/13/MC-EnC.** |
| **Articolul 36**  **Aria geografică a centrelor de coordonare regionale**  (1) Până la 5 ianuarie 2020, ENTSO pentru energie electrică prezintă ACER o propunere care să specifice operatorii de transport și de sistem, zonele de ofertare, granițele zonelor de ofertare, regiunile de calcul al capacităților și regiunile de coordonare a întreruperilor care sunt acoperite de fiecare dintre regiunile de exploatare a sistemului. Propunerea ține seama de topologia rețelei, inclusiv de gradul de interconectare și de interdependență dintre sistemele electroenergetice în ceea ce privește fluxurile și dimensiunea regiunii, care acoperă cel puțin o regiune de calcul al capacităților. |  | Prevederi UE neaplicabile | ***Article 36***  **Geographical scope of regional coordination centres**  1. **The system operation regions defined by Annex V shall cover** transmission system operators, bidding zones, bidding zone borders, capacity calculation regions and outage coordination regions **<…>** |
| (2) Operatorii de transport și de sistem dintr-o regiune de exploatare a sistemului participă la centrul de coordonare regional stabilit în regiunea respectivă. În mod excepțional, dacă zona de control a unui operator de transport și de sistem face parte din zone sincrone diferite, operatorul de transport și de sistem poate participa la două centre de coordonare regionale. Pentru granițele zonei de ofertare adiacente regiunilor de operare a sistemului, propunerea de la alineatul (1) specifică modul în care urmează să se realizeze coordonarea dintre centrele de coordonare regionale pentru aceste granițe. Pentru zona sincronă Europa Continentală, unde activitățile celor două centre de coordonare regionale se pot suprapune într-o regiune de exploatare a sistemului, operatorii de transport și de sistem din regiunea respectivă de exploatare a sistemului decid fie să desemneze un centru de coordonare regional unic în regiunea în cauză, fie ca cele două centre de coordonare regionale să îndeplinească toate sau o parte din atribuțiile de interes regional în întreaga regiune de exploatare a sistemului prin rotație, în timp ce celelalte atribuții sunt îndeplinite de un centru de coordonare regional unic desemnat. | **Articolul 56. Înființarea și atribuțiile centrului regional de coordonare**  (1) Operatorul sistemului de transport împreună cu operatorii sistemelor de transport din regiunea de operare a sistemului din care face parte (în continuare – regiunea de operare a sistemului) înființează un centru de coordonare regională.  (3) În propunerea de înființare a centrului regional de coordonare în conformitate cu prezentul articol, operatorii sistemelor de transport din regiunea de operare a sistemului includ măsurile necesare pentru acoperirea răspunderii legate de îndeplinire a atribuțiilor centrului regional de coordonare. Metoda utilizată pentru acoperirea răspunderii legale trebuie să țină cont de statutul juridic al centrului regional de coordonare și de nivelul de acoperire oferit de asigurarea comercială disponibilă. | Compatibil | 2. **Within six months upon the establishment of a system operation region in line with Annex V, each transmission system operator shall participate in any of the regional coordination centres defined by Annex IV.** In exceptional circumstances, where the control area of a transmission system operator is part of various synchronous areas, the transmission system operator may participate in two regional coordination centres. **<…>. <…>** Where the activities of two **or more** regional coordination centres may overlap in a system operation region, the transmission system operators of that system operation region shall decide to either designate a single regional coordination centre in that region or that the two **or more** regional coordination centres carry out some or all of the tasks of regional relevance in the entire system operation region on a rotational basis **in coordination**, while other tasks are carried out by a single designated regional coordination centre. |
| (3) În termen de trei luni de la primirea propunerii menționate la alineatul (1), ACER aprobă propunerea de definire a regiunilor de exploatare a sistemului sau propune modificări. În acest din urmă caz, ACER consultă ENTSO pentru energie electrică înainte de a adopta modificările. Propunerea adoptată se publică pe site-ul web al ACER. |  | Prevederi UE neaplicabile | 3. **<…>** |
| (4) Operatorii de transport și de sistem relevanți pot transmite ACER o propunere de modificare a regiunilor de exploatare a sistemului definite în temeiul alineatului (1). Se aplică procedura prevăzută la alineatul (3). |  | Prevederi UE neaplicabile | 4. **<…>** |
| **Articolul 37**  **Atribuțiile centrelor de coordonare regionale**  (1) Fiecare centru de coordonare regional îndeplinește cel puțin toate atribuțiile de interes regional următoare în întreaga regiune de exploatare a sistemului în care este stabilit:  (a) efectuarea calculului coordonat al capacităților în conformitate cu metodologiile elaborate în temeiul orientărilor privind alocarea capacităților pe piața pe termen lung, stabilite prin Regulamentul (UE) 2016/1719, al orientărilor privind mecanismul de alocare a capacităților și gestionarea congestiilor, stabilite prin Regulamentul (UE) 2015/1222, precum și al orientărilor privind echilibrarea energiei electrice stabilite prin Regulamentul (UE) 2017/2195;  (b) efectuarea unei analize coordonate a siguranței în conformitate cu metodologiile elaborate în temeiul orientărilor privind operarea sistemului adoptată pe baza articolului 18 alineatul (5) din Regulamentul (CE) nr. 714/2009;  (c) crearea de modele comune de rețele în conformitate cu metodologiile și procedurile elaborate în temeiul orientărilor privind operarea sistemului adoptată pe baza articolului 18 alineatul (5) din Regulamentul (CE) nr. 714/2009;  (d) sprijinirea evaluării consecvenței planurilor de apărare și a planurilor de restaurare ale operatorilor de transport și de sistem în conformitate cu procedura prevăzută în codul de rețea pentru situații de urgență și restaurare adoptată în temeiul articolului 6 alineatul (11) din Regulamentul (CE) nr. 714/2009;  (e) realizarea de prognoze privind adecvarea sistemului la nivel regional pentru săptămâna următoare și cel puțin pentru ziua următoare, și pregătirea de acțiuni de reducere a riscurilor, în conformitate cu metodologia stabilită la articolul 8 din Regulamentul (UE) 2019/941 și cu procedurile prevăzute în orientările privind operarea sistemului adoptate în temeiul articolului 18 alineatul (5) din Regulamentul (CE) nr. 714/2009;  (f) coordonarea planificării întreruperilor în conformitate cu procedurile și metodologiile stabilite în orientările privind operarea sistemului adoptate în temeiul articolului 18 alineatul (5) din Regulamentul (CE) nr. 714/2009;  (g) formarea și certificarea personalului care lucrează pentru centrele de coordonare regionale;  (h) sprijinirea coordonării și optimizării restaurării la nivel regional, astfel cum s-a solicitat de către operatorii de transport și de sistem;  (i) efectuarea analizei post-operaționale și post-perturbare și raportarea;  (j) dimensionarea regională a capacității de rezervă;  (k) facilitarea achizițiilor regionale de capacitate de echilibrare;  (l) sprijinirea operatorilor de transport și de sistem, la cererea lor, în optimizarea deconturilor dintre operatorii de transport și de sistem;  (m) îndeplinirea atribuțiilor legate de identificarea scenariilor regionale de criză de energie electrică în cazul și în măsura în care acestea sunt delegate centrelor de coordonare regionale în temeiul articolului 6 alineatul (1) din Regulamentul (UE) 2019/941;  (n) îndeplinirea atribuțiilor legate de evaluările adecvării sezoniere în cazul și în măsura în care acestea sunt delegate centrelor de coordonare regionale în temeiul articolului 9 alineatul (2) din Regulamentul (UE) 2019/941;  (o) calcularea valorii capacității maxime de intrare disponibile pentru participarea capacității externe la mecanismele de asigurare a capacității cu scopul de a emite o recomandare în temeiul articolului 26 alineatul (7);  (p) îndeplinirea atribuțiilor legate de sprijinirea operatorilor de transport și de sistem în identificarea necesităților de capacități noi de transport, de modernizare a capacităților de transport existente sau a alternativelor la acestea, care trebuie prezentate grupurilor regionale instituite în temeiul Regulamentului (UE) nr. 347/2013 și incluse în planul de dezvoltare a rețelei pe 10 ani menționat la articolul 51 din Directiva (UE) 2019/944.  Atribuțiile menționate la primul paragraf sunt prevăzute în detaliu în anexa I. | **Articolul 56. Înființarea și atribuțiile centrului regional de coordonare**  (7) Centrul de coordonare regională îndeplinește cel puțin toate atribuțiile de interes regional în regiunea de operare a sistemului pentru care este înființat și cooperează cu alte centre regionale de coordonare care desfășoară atribuții în aceeași regiune de exploatare a sistemului, după cum urmează:  a) efectuarea calculului coordonat al capacităților;  b) efectuarea analizei coordonate de securitate;  c) crearea de modele comune de rețele;  d) sprijinirea evaluării consecvenței planurilor de apărare și a planurilor de restaurare ale operatorului sistemului de transport;  e) realizarea prognozelor privind adecvanța sistemului de nivel regional pentru săptămâna următoare și cel puțin pentru ziua următoare, și pregătirea acțiunilor de reducere a riscurilor, precum și a procedurilor relevante de exploatare a sistemului;  f) realizarea coordonării planificării întreruperilor regionale;  g) formarea și certificarea personalului care lucrează pentru centrul de coordonare regională;  h) sprijinirea coordonării și optimizării restaurării la nivel regional, la cererea operatorului sistemului de transport;  i) efectuarea de analize post-operaționale și post-perturbare și raportarea;  j) dimensionarea regională a capacității de rezervă;  k) facilitarea achiziției regionale de capacitate de echilibrare;  l) sprijinirea operatorului sistemului de transport, la cererea acestuia, în optimizarea decontărilor dintre operatorii sistemelor de transport;  m) îndeplinirea atribuțiilor legate de identificarea scenariilor regionale de criză de energie electrică în cazul și în măsura în care acestea sunt delegate centrului regional de coordonare;  n) îndeplinirea atribuțiilor legate de evaluările adecvanței sezoniere în cazul și în măsura în care acestea sunt delegate centrului regional de coordonare;  o) calcularea valorii capacității maxime de intrare disponibile pentru participarea capacității externe la mecanismele de asigurare a capacității în scopul emiterii unei recomandări conform prevederilor de la Articolul 54 alin. (6).  p) îndeplinirea atribuțiilor legate de sprijinirea operatorului sistemului de transport în identificarea necesităților de capacități noi de transport, de modernizare a capacităților de transport existente sau a alternativelor la acestea, care trebuie prezentate grupurilor regionale și incluse în planul de dezvoltare a rețelelor electrice de transport pentru 10 ani prevăzut la Articolul 37;  q) alte atribuții stabilite în cadrul normativ al Comunității Energetice.  (8) Atribuțiile menționate la alin. (7) sunt stabilite detaliat în cadrul normativ al Comunității Energetice. Atribuțiile prevăzute la alin. (7) lit. a)-f) se realizează în conformitate cu metodologiile, procedurile elaborate în conformitate cu codurile rețelelor electrice și liniile directoare menționate la Articolul 39. | Compatibil | ***Article 37***  **Tasks of regional coordination centres**  1. Each regional coordination centre shall carry out at least all the following tasks of regional relevance in the system operation region **for which** it is established **and cooperate with regional coordination centres carrying out tasks in the same system operation regions**:  (a) carrying out the coordinated capacity calculation in accordance with the methodologies developed pursuant to **Regulation (EU) 2015/1222, as adopted and adapted by Ministerial Council Decision 2022/03/MC-EnC;**  (b) carrying out the coordinated security analysis in accordance with the methodologies developed pursuant to **Regulation (EU) 2017/1485, as adopted and adapted by Ministerial Council Decision 2022/03/MC-EnC;**  (c) creating common grid models in accordance with the methodologies and procedures developed pursuant to **Regulation (EU) 2017/1485, as adopted and adapted by Ministerial Council Decision 2022/03/MC-EnC;**  (d) supporting the consistency assessment of transmission system operators' defence plans and restoration plans in accordance with the procedure set out in **Regulation (EU) 2017/2196, as adopted and adapted by Ministerial Council Decision 2022/03/MC-EnC;**  (e) carrying out regional week ahead to at least day-ahead system adequacy forecasts and preparation of risk reducing actions in accordance with the methodology set out in Article 8 of Regulation (EU) 2019/941, **as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2021/13/MC-EnC,** and the procedures set out in **Regulation (EU) 2017/1485, as adopted and adapted by Ministerial Council Decision 2022/03/MC-EnC;**  (f) carrying out regional outage planning coordination in accordance with the procedures and methodologies set out in **Regulation (EU) 2017/1485, as adopted and adapted by Ministerial Council Decision 2022/03/MC-EnC;**  (g) training and certification of staff working for regional coordination centres;  (h) supporting the coordination and optimisation of regional restoration as requested by transmission system operators;  (i) carrying out post-operation and post-disturbances analysis and reporting;  (j) regional sizing of reserve capacity;  (k) facilitating the regional procurement of balancing capacity;  (l) supporting transmission system operators, at their request, in the optimisation of inter- transmission system operators settlements;  (m) carrying out tasks related to the identification of regional electricity crisis scenarios if and to the extent they are delegated to the regional coordination centres pursuant to Article 6(1) of Regulation (EU) 2019/941**, as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2021/13/MC-EnC**;  (n) carrying out tasks related to the seasonal adequacy assessments if and to the extent that they are delegated to the regional coordination centres pursuant to Article 9(2) of Regulation (EU) 2019/941, **as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2021/13/MC- EnC**;  (o) calculating the value for the maximum entry capacity available for the participation of foreign capacity in capacity mechanisms for the purposes of issuing a recommendation pursuant to Article 26(7);  (p) carrying out tasks related to supporting transmission system operators in the identification of needs for new transmission capacity, for upgrade of existing transmission capacity or their alternatives, to be submitted to the regional groups established pursuant to Regulation (EU) No 347/2013, **as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2015/09-EnC-MC** and included in the ten-year network development plan referred to in Article 51 of Directive (EU) 2019/944, **as adapted and adopted byMinisterial Council Decision 2021/13/MC-EnC**.  The tasks referred to in the first subparagraph are set out in more detail in Annex I. |
| (2) Pe baza propunerii Comisiei sau a unui stat membru, comitetul instituit prin articolul 68 din Directiva (UE) 2019/944 emite un aviz privind conferirea unor noi atribuții consultative centrelor de coordonare regionale. În cazul în care comitetul emite un aviz favorabil privind conferirea unor noi atribuții consultative, centrele de coordonare regionale îndeplinesc aceste atribuții pe baza unei propuneri elaborate de ENTSO pentru energie electrică și aprobate de ACER în conformitate cu procedura prevăzută la articolul 27. |  | Prevederi UE neaplicabile | 2. **<…>** |
| (3) Operatorii de transport și de sistem furnizează centrului de coordonare regional de care aparțin informațiile necesare pentru îndeplinirea atribuțiilor acestuia. | **Articolul 56. Înființarea și atribuțiile centrului regional de coordonare**  (10) Operatorii sistemelor de transport furnizează centrului regional de coordonare informațiile necesare îndeplinirii atribuțiilor sale. Centrul de coordonare regională furnizează operatorilor sistemelor de transport toate informațiile necesare pentru implementarea acțiunilor coordonate și recomandărilor emise de centrul de coordonare regională. | Compatibil | 3. Transmission system operators shall provide their regional coordination centres with the information necessary to carry out its tasks. |
| (4) Centrele de coordonare regionale pun la dispoziția operatorilor de transport și de sistem din regiunea de exploatare a sistemului toate informațiile necesare pentru a pune în aplicare acțiunile coordonate și recomandările emise de centrele de coordonare regionale. | **Articolul 56. Înființarea și atribuțiile centrului regional de coordonare**  (10) Operatorii sistemelor de transport furnizează centrului regional de coordonare informațiile necesare îndeplinirii atribuțiilor sale. Centrul de coordonare regională furnizează operatorilor sistemelor de transport toate informațiile necesare pentru implementarea acțiunilor coordonate și recomandărilor emise de centrul de coordonare regională. | Compatibil | 4. Regional coordination centres shall provide transmission system operators of the system operation region with all information necessary to implement the coordinated actions and recommendations issued by regional coordination centres. |
| (5) Pentru atribuțiile prevăzute la prezentul articol și care nu sunt acoperite deja de orientările și codurile de rețea relevante, ENTSO pentru energie electrică elaborează o propunere în conformitate cu procedura prevăzută la articolul 27. Centrele de coordonare regionale îndeplinesc aceste atribuții pe baza propunerii, în urma aprobării ACER. | **Articolul 56. Înființarea și atribuțiile centrului regional de coordonare**  (9) Atribuțiile centrului regional de coordonare prevăzute în prezentul articol care nu sunt acoperite de codurile rețelelor electrice sau liniile directoare relevante prevăzute la Articolul 39 se realizează în conformitate cu deciziile relevante adoptate de ACER. | Compatibil | 5. **The tasks set out in this Article and not already covered by the relevant network codes or guidelines shall be performed by the regional coordination centres on the basis of the decision adopted by the Agency for the Cooperation of Energy Regulators pursuant to Article 37(5) of Regulation (EU) 2019/943.** |
| **Articolul 38**  **Cooperarea în cadrul centrelor de coordonare regionale și între acestea**  Coordonarea zilnică în cadrul centrelor de coordonare regionale și între acestea este gestionată printr-un proces bazat pe cooperare între operatorii de transport și de sistem din regiune, inclusiv pe modalități de coordonare între centrele de coordonare regionale, dacă este cazul. Procesul bazat pe cooperare are la bază:  (a) acorduri de lucru pentru a aborda aspectele legate de planificare și pe cele operaționale relevante pentru atribuțiile menționate la articolul 37;  (b) o procedură pentru partajarea analizelor și consultarea operatorilor de transport și de sistem din regiunea de exploatare a sistemului și a părților interesate relevante, precum și a altor centre de coordonare regionale cu privire la propunerile centrelor de coordonare regionale, într-un mod eficient și incluziv, în exercitarea sarcinilor și a atribuțiilor operaționale, în conformitate cu articolul 40;  (c) o procedură pentru adoptarea de acțiuni coordonate și recomandări în conformitate cu articolul 42. | **Articolul 57. Structura organizatorică și regulile de funcționare ale centrului regional de coordonare**  (1) Coordonarea zilnică în cadrul centrului regional de coordonare și între centrele regionale de coordonare este gestionată prin procese bazate pe cooperare între operatorii sistemelor de transport participanți, inclusiv pe modalități de coordonare cu alte centre regionale de coordonare, după caz. Procesul de cooperare se bazează pe:  a) acorduri de lucru pentru abordarea aspectelor legate de planificare și operaționale relevante pentru atribuțiile menționate la Articolul 56;  b) o procedură de partajare a analizelor și consultarea propunerilor centrului regional de coordonare cu operatorii sistemelor de transport din regiunea de operare a sistemului și părțile interesate relevante și cu alte centre regionale de coordonare, într-un mod eficient și incluziv, în exercitarea atribuțiilor și sarcinilor operaționale, în conformitate cu alin. (9) și (10) din prezentul articol;  c) o procedură pentru adoptarea de acțiuni coordonate și recomandări în conformitate cu Articolul 58. | Compatibil | ***Article 38***  **Cooperation within and between regional coordination centres**  The day-to-day coordination within and between regional coordination centres shall be managed through cooperative processes among the transmission system operators of the region, including arrangements for coordination between regional coordination centres where relevant. The cooperative process shall be based on:  (a) working arrangements to address planning and operational aspects relevant to the tasks referred to in Article 37;  (b) a procedure for sharing analysis and consulting on regional coordination centres' proposals with the transmission system operators in the system operation region and relevant stakeholders and with other regional coordination centres, in an efficient and inclusive manner, in the exercise of the operational duties and tasks, in accordance with Article 40;  (c) a procedure for the adoption of coordinated actions and recommendations in accordance with Article 42. |
| **Articolul 39**  **Acordurile de lucru**  (1) Centrele de coordonare regionale elaborează acorduri de lucru eficiente, incluzive, transparente și care facilitează consensul pentru a aborda aspectele legate de planificare și pe cele operaționale asociate atribuțiilor care trebuie îndeplinite, luând în considerare, în special, caracteristicile și cerințele acestor atribuții, astfel cum se specifică în anexa I. Centrele de coordonare regionale elaborează, de asemenea, un proces pentru revizuirea acestor acorduri de lucru. | **Articolul 57. Structura organizatorică și regulile de funcționare ale centrului regional de coordonare**  (2) Centrul de coordonare regională elaborează acorduri de lucru eficiente, incluzive, transparente și care facilitează consensul, pentru a aborda aspectele de planificare și pe cele operaționale legate de atribuțiile de îndeplinit, luând în considerare, în special, caracteristicile și cerințele acestor atribuții. Centrul de coordonare regională elaborează, de asemenea, un proces de revizuire a acestor acorduri de lucru. Centrul de coordonare regională se asigură că acordurile de lucru menționate în prezentul alineat, conțin norme pentru notificarea părților vizate. | Compatibil | ***Article 39***  **Working arrangements**  1. Regional coordination centres shall develop working arrangements that are efficient, inclusive, transparent and facilitate consensus, in order to address planning and operational aspects related to the tasks to be carried out, taking into account, in particular, the specificities and requirements of those tasks as specified in Annex I. Regional coordination centres shall also develop a process for the revision of those working arrangements. |
| (2) Centrele de coordonare regionale se asigură că acordurile de lucru menționate la alineatul (1) conțin norme privind notificarea părților vizate. | **Articolul 57. Structura organizatorică și regulile de funcționare ale centrului regional de coordonare**  (2) Centrul de coordonare regională elaborează acorduri de lucru eficiente, incluzive, transparente și care facilitează consensul, pentru a aborda aspectele de planificare și pe cele operaționale legate de atribuțiile de îndeplinit, luând în considerare, în special, caracteristicile și cerințele acestor atribuții. Centrul de coordonare regională elaborează, de asemenea, un proces de revizuire a acestor acorduri de lucru. Centrul de coordonare regională se asigură că acordurile de lucru menționate în prezentul alineat, conțin norme pentru notificarea părților vizate. | Compatibil | 2. Regional coordination centres shall ensure that the working arrangements referred to in paragraph 1 contain rules for the notification of parties concerned. |
| **Articolul 40**  **Procedura de consultare**  (1) Centrele de coordonare regionale elaborează o procedură pentru a organiza, în exercitarea atribuțiilor și sarcinilor lor operaționale zilnice, consultarea corespunzătoare și periodică a operatorilor de transport și de sistem din regiunea de exploatare a sistemului, a altor centre de coordonare regionale și a părților interesate relevante. Autoritățile de reglementare sunt implicate în această procedură, atunci când este necesar, pentru a asigura abordarea aspectelor legate de reglementare. | **Articolul 57. Structura organizatorică și regulile de funcționare ale centrului regional de coordonare**  (9) Centrul de coordonare regională elaborează o procedură pentru a organiza, în exercitarea atribuțiilor și sarcinilor sale operaționale zilnice, consultarea corespunzătoare și periodică a operatorilor sistemelor de transport din regiunea de operare a sistemului, a altor centre regionale de coordonare și a părților interesate relevante. Pentru a se asigura că problemele de reglementare pot fi abordate, Agenția este implicată atunci când este necesar. | Compatibil | **Article 40**  **Consultation procedure**  1. Regional coordination centres shall develop a procedure to organised, in the exercise of their daily operational duties and tasks, the appropriate and regular consultation of transmission system operators in the system operation region, other regional coordination centres and of relevant stakeholders. In order to ensure that regulatory issues can be addressed, regulatory authorities shall be involved when required. |
| (2) Centrele de coordonare regionale consultă statele membre din regiunea de exploatare a sistemului și, în cazul în care există un forum regional, forumurile lor regionale privind aspecte de relevanță politică care exclud activitățile curente ale centrelor de coordonare regionale și executarea atribuțiilor acestora. Centrele de coordonare regionale țin seama în mod corespunzător de recomandările formulate de statele membre și, dacă este cazul, de forumurile lor regionale. | **Articolul 57. Structura organizatorică și regulile de funcționare ale centrului regional de coordonare** (10) Centrul de coordonare regională consultă Statele Membre ale Uniunii Europene și Părțile Contractante ale Comunității Energetice din regiunea de operare a sistemului și, în cazul în care există, forumurile regionale ale acestora cu privire la chestiuni de relevanță politică, excluzând activitățile curente ale centrului regional de coordonare și executarea atribuțiilor acestora. Centrul de coordonare regională ține cont în mod corespunzător de recomandările Statelor Membre ale Uniunii Europene și ale Părților Contractante ale Comunității Energetice și, după caz, ale forumurilor lor regionale. | Compatibil | 2. Regional coordination centres shall consult the Member States **and Contracting Parties** in the system operation region and, where there is a regional forum, their regional forums on matters of political relevance excluding the day-to-day activities of regional coordination centres and the implementation of their tasks. Regional coordination centres shall take due account of the recommendations of the Member States **and Contracting Parties** and where applicable, of their regional forums. |
| **Articolul 41**  **Transparență**  (1) Centrele de coordonare regionale elaborează un proces prin care se asigură implicarea părților interesate și reuniuni periodice cu părțile interesate pentru a discuta aspecte legate de funcționarea eficientă, sigură și fiabilă a sistemului interconectat, precum și pentru a identifica deficiențe și a propune îmbunătățiri. | **Articolul 57. Structura organizatorică și regulile de funcționare ale centrului regional de coordonare** (11) Centrul de coordonare regională elaborează un proces prin care se asigură implicarea părților interesate și organizează reuniuni periodice cu părțile interesate pentru a discuta aspecte legate de funcționarea eficientă, sigură și fiabilă a sistemului interconectat și pentru a identifica deficiențe și a propune îmbunătățiri. | Compatibil | ***Article 41***  **Transparency**  1. Regional coordination centres shall develop a process for stakeholder involvement and shall organise regular meetings with stakeholders to discuss matters relating to theefficient, secure and reliable operation of the interconnected system and to identify shortcomings and propose improvements. |
| (2) ENTSO pentru energie electrică și centrele de coordonare regionale funcționează în condiții de transparență deplină față de părțile interesate și de publicul larg. Acestea publică toate documentele relevante pe site-urile lor web. | **Articolul 57. Structura organizatorică și regulile de funcționare ale centrului regional de coordonare** (12) Centrul de coordonare regională funcționează în deplină transparență față de părțile interesate și publicul larg. Acesta publică toate documentele relevante pe pagina web oficială. | Compatibil | 2. The **<….>** regional coordination centres shall operate in full transparency towards stakeholders and the general public. They shall publish all relevant documentation on their respective websites |
| **Articolul 42**  **Adoptarea și revizuirea acțiunilor coordonate și a recomandărilor**  (1) Operatorii de sistem și de transport dintr-o regiune de exploatare a sistemului elaborează o procedură pentru adoptarea și revizuirea acțiunilor coordonate și a recomandărilor emise de centrele de coordonare regionale în conformitate cu criteriile stabilite la alineatele (2), (3) și (4). | **Articolul 58. Procedura de adoptare și revizuire a acțiunilor coordonate și a recomandărilor**  (1) Operatorul sistemului de transport împreună cu alți operatori ai sistemului de transport din regiunea de operare a sistemului elaborează o procedură pentru adoptarea și revizuirea acțiunilor coordonate și recomandărilor emise de centrul de coordonare regional în conformitate cu criteriile prevăzute la alin. (2) – (4) din prezentul articol. | Compatibil | ***Article 42***  **Adoption and review of coordinated actions and recommendations**  1. The transmission system operators in a system operation region **defined by Annex V** shall develop a procedure for the adoption and revision of coordinated actions and recommendations issued by regional coordination centres in accordance with the criteria set out in paragraphs 2, 3, and 4. |
| (2) Centrele de coordonare regionale stabilesc acțiuni coordonate adresate operatorilor de transport și de sistem în ceea ce privește atribuțiile menționate la articolul 37 alineatul (1) literele (a) și (b). Operatorii de transport și de sistem pun în aplicare acțiunile coordonate cu excepția cazului în care punerea în aplicare a acțiunilor coordonate ar duce la o încălcare a limitelor de siguranță în funcționare definite de fiecare operator de transport și de sistem în conformitate cu orientările privind operarea sistemului adoptate în temeiul articolului 18 alineatul (5) din Regulamentul (CE) nr. 714/2009.  În cazul în care operatorul de transport și de sistem decide să nu pună în aplicare o acțiune coordonată din motivele arătate în prezentul alineat, acesta raportează în mod transparent și fără întârzieri nejustificate motivele detaliate centrelor de coordonare regionale și operatorilor de transport și de sistem din regiunea de exploatare a sistemului. În astfel de cazuri, centrele de coordonare regionale evaluează impactul deciziei respective asupra celorlalți operatori de transport și de sistem din regiunea de exploatare a sistemului și poate propune un alt set de acțiuni coordonate care fac obiectul procedurii stabilite în alineatul (1). | **Articolul 58. Procedura de adoptare și revizuire a acțiunilor coordonate și a recomandărilor**  (2) Centrul de coordonare regională stabilește acțiuni coordonate operatorului sistemului de transport cu privire la sarcinile prevăzute la Articolul 56 alin. (7) lit. a) și b). Operatorul sistemului de transport pune în aplicare acțiunile coordonate, cu excepția cazului în care punerea în aplicare a acțiunilor coordonate ar duce la o încălcare a limitelor de securitate în funcționare definite de operatorul sistemului de transport în conformitate cu liniile directoare privind operarea sistemului de transport, elaborat și aprobat în conformitate cu principiile stabilite la Articolul 39.  (3) În cazul în care operatorul sistemului de transport decide să nu pună în aplicare o acțiune coordonată din motivele prevăzute la alin. (2), acesta raportează în mod transparent și fără întârzieri nejustificate motivele detaliate centrului regional de coordonare și operatorilor sistemelor de transport din regiunea de operare a sistemului. În astfel de cazuri, centrul de coordonare regională evaluează impactul deciziei respective asupra celorlalți operatori ai sistemelor de transport din regiunea de operare a sistemului și poate propune un alt set de acțiuni coordonate sub rezerva procedurii prevăzute la alin. (1). | Compatibil | 2. Regional coordination centres shall issue coordinated actions to the transmission system operators in respect of the tasks referred to in points (a) and (b) of Article 37(1). Transmission system operators shall implement the coordinated actions except where the implementation of the coordinated actions would result in a violation of the operational security limits defined by each transmission system operator in accordance with **Regulation (EC) 2017/1485, as adopted and adapted by Ministerial Council Decision 2022/03/MC-EnC.**  Where a transmission system operator decides not to implement a coordinated action for the reasons set out in this paragraph, it shall transparently report the detailed reasons to the regional coordination centre and the transmission system operators of the system operation region without undue delay. In such cases, the regional coordination centre shall assess the impact of that decision on the other transmission system operators of the system operation region and may propose a different set of coordinated actions subject to the procedure set out in paragraph 1. |
| (3) Centrele de coordonare regionale emit recomandări adresate operatorilor de transport și de sistem în ceea ce privește atribuțiile enumerate la articolul 37 alineatul (1) literele (c)-(p) sau a celor atribuite în conformitate cu articolul 37 alineatul (2).  În cazul în care un operator de transport și de sistem decide să se abată de la o recomandare menționată la alineatul (1), acesta transmite fără întârziere nejustificată motivarea deciziei sale centrelor de coordonare regionale și celorlalți operatori de transport și de sistem din regiunea de exploatare a sistemului. | **Articolul 58. Procedura de adoptare și revizuire a acțiunilor coordonate și a recomandărilor**  (4) Centrul de coordonare regională emite recomandări operatorilor sistemelor de transport în legătură cu atribuțiile enumerate la Articolul 56 alin. (7) lit. (c) - (p) sau atribuite conform regulilor stabilite în cadrul Comunității Energetice.  (5) În cazul în care operatorul sistemului de transport decide să se abată de la o recomandare prevăzută la alin. (1), acesta prezintă, fără întârziere nejustificată, o justificare a deciziei sale centrului regional de coordonare și celorlalți operatori ai sistemelor de transport din regiunea de operare a sistemului. | Compatibil | 3. Regional coordination centres shall issue recommendations to the transmission system operators in relation to the tasks listed in points (c) to (p) of Article 37(1) or assigned in accordance with Article 37(2).  Where a transmission system operator decides to deviate from a recommendation as referred to in paragraph 1, it shall submit a justification for its decision to regional coordination centres and to the other transmission system operators of the system operation region without undue delay. |
| (4) Revizuirea acțiunilor coordonate sau a unei recomandări se declanșează la cererea unuia sau mai multor operatori de transport și de sistem din regiunea de exploatare a sistemului. În urma revizuirii acțiunii coordonate sau a recomandării, centrele de coordonare regionale confirmă sau modifică măsura. | **Articolul 58. Procedura de adoptare și revizuire a acțiunilor coordonate și a recomandărilor**  (6) Revizuirea acțiunilor coordonate sau a unei recomandări se declanșează la cererea unuia sau mai multor operatori ai sistemelor de transport din regiunea de operare a sistemului. În urma revizuirii acțiunii coordonate sau recomandării, centrul de coordonare regională confirmă sau modifică măsura. | Compatibil | 4. The review of coordinated actions or a recommendation shall be triggered at the request of one or more of the transmission system operators of the system operation region. Following the review of the coordinated action or recommendation, regional coordination centres shall confirm or modify the measure. |
| (5) În cazul în care o acțiune coordonată face obiectul unei revizuiri în conformitate cu alineatul (4) din prezentul articol, cererea de revizuire nu are efect suspensiv asupra acțiunii coordonate decât în cazul în care punerea în aplicare a acțiunii coordonate ar duce la o încălcare a limitelor de siguranță în funcționare definite de fiecare operator de transport și de sistem individual în conformitate cu orientările privind operarea sistemului adoptate în temeiul articolului 18 alineatul (5) din Regulamentul (CE) nr. 714/2009. | **Articolul 58. Procedura de adoptare și revizuire a acțiunilor coordonate și a recomandărilor**  (7) În cazul în care o acțiune coordonată este supusă revizuirii în conformitate cu alin. (6), cererea de revizuire nu are efect suspensiv asupra acțiunii coordonate decât în cazul în care punerea în aplicare a acțiunii coordonate ar duce la o încălcare a limitelor de securitate în funcționare definite de fiecare operator al sistemului de transport individual în conformitate cu orientările-cadru menționate la alin. (2). | Compatibil | 5. Where a coordinated action is subject to review in accordance with paragraph 4 of this Article, the request for review shall not suspend the coordinated action except where the implementation of the coordinated action would result in a violation of the operational security limits defined by each individual transmission system operator in accordance with **Regulation (EC) 2017/1485 as adopted and adapted by Ministerial Council Decision 2022/03/MC-EnC**. |
| (6) La propunerea unui stat membru sau a Comisiei și în urma consultării cu comitetul instituit prin articolul 68 din Directiva (UE) 2019/944, statele membre dintr-o regiune de exploatare a sistemului pot decide de comun acord să atribuie competența de a stabili acțiuni coordonate centrului lor de coordonare regional pentru una sau mai multe dintre atribuțiile prevăzute la articolul 37 alineatul (1) literele (c)-(p) din prezentul regulament. | **Articolul 58. Procedura de adoptare și revizuire a acțiunilor coordonate și a recomandărilor**  (8) La propunerea unui Stat Membru al Uniunii Europene sau a unei Părți Contractante a Comunității Energetice din regiunea de operare a sistemului, Statele Membre ale Uniunii Europene sau Părțile Contractante ale Comunității Energetice din regiunea de operare a sistemului pot decide în comun acordarea competenței de a emite acțiuni coordonate centrului regional de coordonare pentru una sau mai multe dintre atribuțiile prevăzute la Articolul 56 alin. (7) lit. c) - p). | Compatibil | 6. Upon the proposal of a Member State **or Contracting Party in a system operation region defined by Annex V, <…>**, the Member States **or Contracting Parties** in a system operation region may jointly decide to grant the competence to issue coordinated actions to their regional coordination centre for one or more of the tasks provided for in points (c) to (p) of Article 37(1) of this Regulation. |
| **Articolul 43**  **Consiliul de administrație al centrelor de coordonare regionale**  (1) Centrele de coordonare regionale instituie un consiliu de administrație în scopul adoptării măsurilor legate de guvernanță și al monitorizării performanței lor. | **Articolul 57. Structura organizatorică și regulile de funcționare ale centrului regional de coordonare**  (3) În vederea adoptării măsurilor legate de guvernanță și al monitorizării performanței acestuia, centrul de coordonare regională instituie un consiliu de administrație care va fi compus din membri care reprezintă toți operatorii sistemelor de transport care participă la centrul de coordonare regională relevant. | Compatibil | ***Article 43***  **Management board of regional coordination centres**  1. In order to adopt measures related to their governance and to monitor their performance, the regional coordination centres shall establish a management board. |
| (2) Consiliul de administrație este alcătuit din membri care reprezintă toți operatorii de transport și de sistem care participă la centrele de coordonare regionale relevante. | **Articolul 57. Structura organizatorică și regulile de funcționare ale centrului regional de coordonare**  (3) În vederea adoptării măsurilor legate de guvernanță și al monitorizării performanței acestuia, centrul de coordonare regională instituie un consiliu de administrație care va fi compus din membri care reprezintă toți operatorii sistemelor de transport care participă la centrul de coordonare regională relevant. | Compatibil | 2. The management board shall be composed of members representing all the transmission system operators that participate in the relevant regional coordination centre. |
| (3) Consiliul de administrație este responsabil cu:  (a) elaborarea și aprobarea statutului și a regulamentului de procedură al centrelor de coordonare regionale;  (b) luarea deciziilor cu privire la structura organizatorică și punerea lor în aplicare;  (c) pregătirea și aprobarea bugetului anual;  (d) elaborarea și aprobarea proceselor bazate pe cooperare, în conformitate cu articolul 38. | **Articolul 57. Structura organizatorică și regulile de funcționare ale centrului regional de coordonare**  (4) Consiliul de administrație este responsabil pentru:  a) elaborarea și aprobarea statutului și regulamentului de procedură al centrului regional de coordonare;  b) luarea deciziilor cu privire la structura organizatorică și punerea lor în aplicare;  c) pregătirea și aprobarea bugetului anual;  d) elaborarea și aprobarea proceselor bazate pe cooperare în conformitate cu alin. (1). | Compatibil | 3. The management board shall be responsible for:  (a) drafting and endorsing the statutes and rules of procedure of regional coordination centres;  (b) deciding upon and implementing the organisational structure;  (c) preparing and endorsing the annual budget;  (d) developing and endorsing the cooperative processes in accordance with Article 38. |
| (4) Competențele consiliului de administrație le exclud pe cele care sunt legate de activitățile curente ale centrelor de coordonare regionale și de îndeplinirea atribuțiilor lor. | **Articolul 57. Structura organizatorică și regulile de funcționare ale centrului regional de coordonare**  (5) Competențele consiliului de administrație le exclud pe cele care sunt legate de activitățile curente ale centrului regional de coordonare și de îndeplinirea atribuțiilor acestuia. | Compatibil | 4. The competences of the management board shall exclude those that are related to the day-to- day activities of regional coordination centres and the performance of its tasks. |
| **Articolul 44**  **Structura organizatorică**  (1) Operatorii de sistem și de transport dintr-o regiune de exploatare a sistemului stabilesc structura organizatorică a centrelor de coordonare regionale care sprijină siguranța atribuțiilor lor.  Structura lor organizatorică precizează:  (a) competențele, atribuțiile și responsabilitățile personalului;  (b) relațiile și raporturile ierarhice dintre diversele părți componente și procese ale organizației. | **Articolul 57. Structura organizatorică și regulile de funcționare ale centrului regional de coordonare**  (6) Operatorii sistemelor de transport din regiunea de operare a sistemului stabilesc structura organizatorică a centrului regional de coordonare care sprijină siguranța atribuțiilor lor. Structura organizatorică va specifica:  a) competențele, atribuțiile și responsabilitățile personalului;  b) relațiile și raporturile ierarhice dintre diferitele părți componente și procese ale organizației. | Compatibil | **Article 44**  **Organisational structure**  1. The transmission system operators of a system operation region shall establish the organisational structure of regional coordination centres that supports the safety of their tasks.  Their organisational structure shall specify:  (a) the powers, duties and responsibilities of the personnel;  (b) the relationship and reporting lines between different parts and processes of the organisation. |
| (2) Centrele de coordonare regionale pot înființa birouri regionale pentru a aborda particularitățile subregionale sau pot înființa centre de coordonare regionale de rezervă pentru a-și exercita atribuțiile în mod eficient și fiabil, în cazurile în care se dovedește strict necesar. | **Articolul 57. Structura organizatorică și regulile de funcționare ale centrului regional de coordonare**  (7) Centrul de coordonare regională poate înființa birouri regionale pentru a aborda particularitățile subregionale sau poate înființa un centru regional de coordonare de rezervă pentru exercitarea eficientă și fiabilă a atribuțiilor lor, acolo unde se dovedește a fi strict necesar. | Compatibil | 2. Regional coordination centres may establish regional desks to address sub-regional specificities or establish back-up regional coordination centres for the efficient and reliable exercise of their tasks where proven to be strictly necessary. |
| **Articolul 45**  **Dotarea și personalul**  Centrele de coordonare regionale sunt dotate cu toate resursele umane, tehnice, fizice și financiare necesare îndeplinirii obligațiilor care le revin în temeiul prezentului regulament și exercitării atribuțiilor lor într-un mod independent și imparțial. | **Articolul 57. Structura organizatorică și regulile de funcționare ale centrului regional de coordonare**  (8) Centrul de coordonare regională este dotat cu toate resursele umane, tehnice, fizice și financiare necesare pentru îndeplinirea obligațiilor ce îi revin în temeiul prezentei legi și exercitării atribuțiilor care îi revin în mod independent și imparțial. | Compatibil | ***Article 45***  **Equipment and staff**  Regional coordination centres shall be equipped with all human, technical, physical and financial resources necessary for fulfilling their obligations under this Regulation and carrying out their tasks independently and impartially. |
| **Articolul 46**  **Monitorizarea și raportarea**  (1) Centrele de coordonare regionale instituie un proces pentru a monitoriza continuu cel puțin:  (a) performanța lor operațională;  (b) acțiunile coordonate și recomandările emise, gradul de punere în aplicare a acțiunilor coordonate și a recomandărilor de către operatorii de transport și de sistem și rezultatul obținut;  (c) eficacitatea și eficiența fiecăreia dintre atribuțiile pentru care sunt responsabile și, dacă este cazul, rotația acestor atribuții. | **Articolul 59. Monitorizarea și raportarea**  (1) Centrul de coordonare regională stabilește un proces pentru a monitoriza continuu cel puțin:  a) performanța sa operațională;  b) acțiunile coordonate și recomandările emise, gradul de punere în aplicare a acțiunilor coordonate și recomandările de către operatorii sistemelor de transport și rezultatul obținut;  c) eficacitatea și eficiența fiecăreia dintre atribuțiile pentru care este responsabil și, după caz, rotația respectivelor atribuții. | Compatibil | ***Article 46***  **Monitoring and reporting**  1. Regional coordination centres shall establish a process for the continuous monitoring of at least:  (a) their operational performance;  (b) the coordinated actions and recommendations issued, the extent to which the coordinated actions and recommendations have been implemented by the transmission system operators and the outcome achieved;  (c) the effectiveness and efficiency of each of the tasks for which they are responsible and, where applicable, the rotation of those tasks. |
| (2) Centrele de coordonare regionale își justifică costurile în mod transparent și le raportează ACER și autorităților de reglementare din regiunea de exploatare a sistemului. | **Articolul 59. Monitorizarea și raportarea**  (2) Centrul de coordonare regională își justifică costurile în mod transparent și le raportează Comitetului de Reglementare al Comunității Energetice și, în măsura în care sunt implicate Statele Membre ale Uniunii Europene, ACER, precum și Agenției și altor autoritățile de reglementare din regiunea de operare a sistemului. | Compatibil | 2. Regional coordination centres shall account for their costs in a transparent manner and report them to the **Energy Community Regulatory Board**, **and to the extent that Member States are involved,** to the **Agency for the Cooperation of Energy Regulators,** and to the regulatory authorities in the system operation region. |
| (3) Centrele de coordonare regionale înaintează un raport anual cu privire la rezultatul monitorizării prevăzute la alineatul (1) și informații privind performanțele lor către ENTSO pentru energie electrică, către ACER, către autoritățile de reglementare din regiunea de exploatare a sistemului și către Grupul de coordonare în domeniul energiei electrice. | **Articolul 59. Monitorizarea și raportarea**  (3) Centrul de coordonare regională va transmite către ENTSO-E, ACER, Comitetului de Reglementare al Comunității Energetice, Grupului de coordonare privind securitatea aprovizionării din cadrul Comunității Energetice, precum și către Agenție și către alte autorități de reglementare din regiunea de operare a sistemului, un raport anual cu privire la rezultatul monitorizării prevăzute la alin. (1) și informații cu privire la performanța acestuia. | Compatibil | 3. Regional coordination centres shall submit an annual report on the outcome of the monitoring provided for in paragraph 1 and information on their performance to the ENTSO for Electricity, the **Agency for the Cooperation of Energy Regulators, the Energy Community Regulatory Board**, the regulatory authorities in the system operation region and the **Security of Supply** Group. |
| (4) Centrele de coordonare regionale raportează deficiențele identificate în procesul de monitorizare în temeiul alineatului (1) ENTSO pentru energie electrică, autorităților de reglementare din regiunea de exploatare a sistemului, ACER și altor autorități competente ale statelor membre responsabile cu prevenirea și gestionarea situațiilor de criză. Pe baza acestui raport, autoritățile de reglementare competente din regiune pot propune centrelor de coordonare regionale măsuri pentru remedierea deficiențelor. | **Articolul 59. Monitorizarea și raportarea**  (4) Centrul de coordonare regională raportează orice deficiențe identificate în procesul de monitorizare prevăzut la alin. (1) către ENTSO-E, ACER, Comitetul de Reglementare al Comunității Energetice, Grupul de coordonare privind securitatea aprovizionării din cadrul Comunității Energetice, Agenției și altor autorități de reglementare din regiunea de operare a sistemului, precum și autorităților competente ale Statelor Membre ale Uniunii Europene și Părților Contractante din Comunitatea Energetică responsabile cu prevenirea și gestionarea situațiilor de criză. Pe baza acestui raport, Agenția împreună cu autoritățile de reglementare relevante din regiunea de operare a sistemului, pot propune centrului regional de coordonare măsuri pentru remedierea deficiențelor. | Compatibil | 4. Regional coordination centres shall report any shortcomings that they identify in the monitoring process under paragraph 1 to the ENTSO for Electricity, the regulatory authorities in the system operation region, the **Agency for the Cooperation of Energy Regulators, the Energy Community Regulatory Board,** the **Security of Supply Group** and the other competent authorities of Member States **and Contracting Parties** responsible for the prevention and management of crisis situations. On the basis of that report, the relevant regulatory authorities of the system operation region may propose measures to address the shortcomings to the regional coordination centres |
| (5) Fără a aduce atingere necesității de a proteja securitatea și confidențialitatea informațiilor sensibile din punct de vedere comercial, centrele de coordonare regionale fac publice rapoartele menționate la alineatele (3) și (4). | **Articolul 59. Monitorizarea și raportarea**  (5) Fără a aduce atingere necesității de a proteja securitatea și confidențialitatea informațiilor care constituie secret comercial, centrul de coordonare regională trebuie să publice rapoartele prevăzute la alin. (3) și (4). | Compatibil | 5. Without prejudice to the need to protect security and the confidentiality of commercially sensitive information, regional coordination centres shall make public the reports referred to in paragraphs 3 and 4. |
| **Articolul 47**  **Răspunderea**  În propunerile de instituire a centrelor de coordonare regionale în conformitate cu articolul 35, operatorii de transport și de sistem din regiunea de exploatare a sistemului includ măsurile necesare pentru a acoperi răspunderea legată de îndeplinirea atribuțiilor centrelor de coordonare regionale. Metoda utilizată pentru furnizarea acoperirii trebuie să țină seama de statutul juridic al centrelor de coordonare regionale și de nivelul de acoperire oferit de asigurarea comercială disponibilă. | **Articolul 56. Înființarea și atribuțiile centrului regional de coordonare**  (3) În propunerea de înființare a centrului regional de coordonare în conformitate cu prezentul articol, operatorii sistemelor de transport din regiunea de operare a sistemului includ măsurile necesare pentru acoperirea răspunderii legate de îndeplinire a atribuțiilor centrului regional de coordonare. Metoda utilizată pentru acoperirea răspunderii legale trebuie să țină cont de statutul juridic al centrului regional de coordonare și de nivelul de acoperire oferit de asigurarea comercială disponibilă. | Compatibil | ***Article 47***  **Liability**  In proposals for the establishment of regional coordination centres in accordance with Article 35, the transmission system operators in the system operation region shall include the necessary steps to cover liability related to the execution of regional coordination centres' tasks. The method employed to provide the cover shall take into account the legal status of regional coordination centres and the level of commercial insurance cover available. |
| **Articolul 48**  **Planul de dezvoltare a rețelei pe 10 ani**  (1) Planul la nivelul Uniunii de dezvoltare a rețelei menționat la articolul 30 alineatul (1) litera (b) cuprinde modelarea rețelei integrate, inclusiv elaborarea de scenarii și evaluarea rezilienței sistemului. Parametrii de intrare relevanți pentru modelare, precum ipotezele privind prețurile combustibililor și carbonului ori instalarea energiilor din surse regenerabile sunt pe deplin coerenți cu evaluarea adecvării resurselor la nivel european, elaborată în temeiul articolului 23.  În special, planul la nivelul Uniunii de dezvoltare a rețelei:  (a) se bazează pe planuri naționale de investiții, luând în considerare planurile regionale de investiții menționate la articolul 34 alineatul (1) din prezentul regulament și, dacă este cazul, aspectele la nivelul Uniunii legate de planificarea rețelei, prevăzute în Regulamentul (UE) nr. 347/2013; acesta face obiectul unei analize costuri- beneficii utilizând metodologia stabilită în conformitate cu articolul 11 din regulamentul respectiv;  (b) în ceea ce privește interconectările transfrontaliere, se bazează, de asemenea, pe nevoile rezonabile ale diferiților utilizatori de sisteme și integrează angajamentele pe termen lung ale investitorilor menționați la articolele 44 și 51 din Directiva (UE) 2019/944; și  (c) identifică deficiențele investiționale, în special în ceea ce privește capacitățile transfrontaliere.  În ceea ce privește litera (c) de la primul paragraf, planul la nivelul Uniunii de dezvoltare a rețelei poate fi însoțit de o analiză a obstacolelor în calea creșterii capacității transfrontaliere a rețelei, generate de diferențele existente la nivelul procedurilor sau al practicilor de aprobare. |  | Prevederi UE neaplicabile | ***Article 48***  **Ten-year network development plan**    **<…>**  **The Contracting Parties shall be included in the ten-year network development plan modelling of the integrated network, scenario development and an assessment of the resilience of the system pursuant to Article 48 of Regulation 2019/943.** |
| (2) ACER furnizează un aviz cu privire la planurile naționale de dezvoltare a rețelei pe 10 ani, în vederea evaluării consecvenței cu planul la nivelul Uniunii de dezvoltare a rețelei. În cazul în care ACER identifică neconcordanțe între un plan național de dezvoltare a rețelei pe 10 ani și planul la nivelul Uniunii de dezvoltare a rețelei, recomandă, după caz, modificarea planului național de dezvoltare a rețelei pe 10 ani sau a planului la nivelul Uniunii de dezvoltare a rețelei. În cazul în care un astfel de plan de dezvoltare a rețelei pe 10 ani este elaborat în conformitate cu articolul 51 din Directiva (UE) 2019/944, ACER recomandă autorității de reglementare relevante să modifice planul național de dezvoltare a rețelei pe 10 ani în conformitate cu articolul 51 alineatul (7) din directiva respectivă și informează Comisia cu privire la aceasta. | **Articolul 37. Planul de dezvoltare a rețelelor electrice de transport pentru 10 ani**  (7) Agenția examinează dacă planul de dezvoltare a rețelelor electrice de transport pentru 10 ani acoperă toate necesitățile de investiții identificate pe parcursul procesului de consultare publică și dacă este în concordanță cu planul neobligatoriu la nivelul Uniunii Europene de dezvoltare a rețelei electrice de transport pe zece ani, precum și cu planul național integrat privind energia și clima, prevăzut la art. 72 din Legea nr. 174/2017 cu privire la energetică. În cazul în care există îndoieli cu privire la concordanța cu planul de dezvoltare a rețelelor electrice de transport pentru 10 ani la nivelul Uniunii Europene, Agenția consultă ACER.  (8) Agenția solicită operatorului sistemului de transport să modifice planul de dezvoltare a rețelelor electrice de transport pentru 10 ani, inclusiv dacă acesta nu corespunde necesităților de investiții identificate în procesul de consultare publică, precum și să respecte recomandările ACER prezentate în contextul alin. (7). | Compatibil |  |
| **Articolul 49**  **Mecanismul de compensare între operatorii de transport și de sistem**  (1) Operatorii de transport și de sistem primesc compensații pentru costurile aferente găzduirii fluxurilor de energie electrică transfrontaliere în rețelele lor. | **Articolul 48. Mecanismul de compensare între operatorii sistemelor de transport**  **(**1) Operatorul sistemului de transport plătește și are dreptul să primească compensații pentru costurile aferente găzduirii fluxurilor transfrontaliere de energie electrică în rețelele electrice de transport pe care le operează, în conformitate cu principiile stabilite în prezentul articol și în liniile directoare corespunzătoare menționate la Articolul 39. | Compatibil | ***Article 49***  **Inter-transmission system operator compensation mechanism**  1. Transmission system operators shall receive compensation for costs incurred as a result of hosting cross-border flows of electricity on their networks. |
| (2) Compensația menționată la alineatul (1) se plătește de către operatorii sistemelor de transport naționale de unde provin fluxurile transfrontaliere și ai sistemelor unde ajung în final aceste fluxuri. | **Articolul 48. Mecanismul de compensare între operatorii sistemelor de transport**  (2) Compensațiile prevăzute la alin. (1) se plătesc de către operatorii sistemelor de transport ai sistemelor de transport naționale de unde provin fluxurile transfrontaliere de energie electrică și de către operatorii sistemelor de transport ai sistemelor de transport naționale unde ajung în final aceste fluxuri de energie electrică. | Compatibil | 2. The compensation referred to in paragraph 1 shall be paid by the operators of national transmission systems from which cross-border flows originate and the systems where those flows end. |
| (3) Plățile compensatorii se efectuează periodic, raportat la o anumită perioadă din trecut. După caz, se fac ajustări ulterioare ale compensației plătite, pentru a reflecta costurile suportate efectiv.  Prima perioadă pentru care se efectuează plăți compensatorii se stabilește în cadrul orientărilor menționate la articolul 61. | **Articolul 48. Mecanismul de compensare între operatorii sistemelor de transport**  (3) Plățile de compensare se efectuează periodic, raportat la o anumită perioadă din trecut. Ajustările ulterioare ale compensațiilor plătite se efectuează, după caz, pentru a reflecta costurile efectiv suportate. | Compatibil | 3. Compensation payments shall be made on a regular basis with regard to a given period in the past. Ex-post adjustments of compensation paid shall be made where necessary, to reflect costs actually incurred.2  **<…>** |
| (4) Comisia adoptă acte delegate în conformitate cu articolul 68 pentru completarea prezentului regulament în ceea ce privește stabilirea cuantumului plăților compensatorii care se pot acorda. |  | Prevederi UE neaplicabile | 4. **<...>** |
| (5) Amploarea fluxurilor transfrontaliere găzduite și amploarea fluxurilor transfrontaliere desemnate ca provenind sau ajungând în sisteme naționale de transport se stabilesc pe baza fluxurilor fizice de energie electrică măsurate efectiv într-o anumită perioadă. | **Articolul 48. Mecanismul de compensare între operatorii sistemelor de transport**  (4) Cantitatea fluxurilor transfrontaliere de energie electrică găzduite și cantitatea fluxurilor transfrontaliere de energie electrică desemnate ca provenind sau ajungând în sistemele naționale de transport se stabilesc pe baza fluxurilor fizice de energie electrică măsurate efectiv într-o anumită perioadă. | Compatibil | 5. The magnitude of cross-border flows hosted and the magnitude of cross-border flows designated as originating or ending in national transmission systems shall be determined on the basis of the physical flows of electricity actually measured during a given period. |
| (6) Costurile aferente găzduirii fluxurilor transfrontaliere se stabilesc pe baza costurilor marginale medii previzionate pe termen lung, luându- se în considerare pierderile, investițiile în infrastructuri noi și un procent corespunzător din costul infrastructurii existente, în măsura în care infrastructura este utilizată pentru transportul fluxurilor transfrontaliere, ținându-se cont, în special, de nevoia de a garanta siguranța alimentării. Pentru stabilirea costurilor, se folosesc metodologii de calcul standard recunoscute. Avantajele pe care le prezintă o rețea ca rezultat al găzduirii fluxurilor transfrontaliere se iau în considerare pentru a se reduce compensațiile primite. | **Articolul 48. Mecanismul de compensare între operatorii sistemelor de transport**  (5) Costurile aferente găzduirii fluxurilor transfrontaliere de energie electrică se stabilesc pe baza costurilor marginale medii previzionate pe termen lung, luând în considerare pierderile, investițiile în infrastructură nouă și un procent corespunzător din costul infrastructurii existente, în măsura în care această infrastructură este utilizată pentru transportul fluxurilor transfrontaliere de energie electrică, ținând cont în special de necesitatea garantării securității aprovizionării cu energie electrică.  (6) La determinarea costurilor suportate în conformitate cu alin. (5), operatorii sistemelor de transport utilizează metodologii de stabilire a costurilor standard recunoscute. Avantajele pe care le prezintă rețeaua electrică de transport ca urmare a găzduirii fluxurilor transfrontaliere de energie electrică se iau în considerare pentru a reduce compensațiile primite. | Compatibil | 6. The costs incurred as a result of hosting cross-border flows shall be established on the basis of the forward-looking long-run average incremental costs, taking into account losses, investment in new infrastructure, and an appropriate proportion of the cost of existing infrastructure, in so far as such infrastructure is used for the transmission of cross-border flows, in particular taking into account the need to guarantee security of supply. When establishing the costs incurred, recognised standard-costing methodologies shall be used. Benefits that a network incurs as a result of hosting cross-border flows shall be taken into account to reduce the compensation received. |
| (7) Doar în sensul mecanismului de compensare între operatorii de transport și de sistem, atunci când rețelele de transport din două sau mai multe state membre sunt parte integrantă, integral sau parțial, a unui singur bloc de control, blocul de control în ansamblul său este considerat a fi parte integrantă a rețelei de transport a unuia dintre statele membre în cauză, pentru a se evita ca fluxurile din interiorul blocurilor de control să fie considerate fluxuri transfrontaliere în temeiul articolului 2 alineatul (2) litera (b) și să dea dreptul la plăți compensatorii în temeiul alineatului (1) din prezentul articol. Autoritățile de reglementare ale statelor membre în cauză pot decide în care dintre statele membre în cauză se consideră că blocul de control face parte integrantă a rețelei de transport. | **Articolul 48. Mecanismul de compensare între operatorii sistemelor de transport**  (7) Doar în scopul aplicării mecanismului de compensare între operatorii sistemelor de transport și pentru a se evita situația ca fluxurile de energie electrică în interiorul blocului de control să fie considerate ca fiind fluxuri transfrontaliere și dând naștere plăților compensatorii în conformitate cu alin. (1) din prezentul articol, în cazul în care rețelele electrice de transport ale Republicii Moldova și rețelele electrice de transport ale unuia sau a mai multor State Membre ale Uniunii Europene și/sau ale uneia sau mai multor Părți Contractante ale Comunității Energetice fac parte, integral sau parțial, dintr-un singur bloc de control, blocul de control în ansamblu urmează a fi considerat ca făcând parte din rețeaua electrică de transport a unuia dintre Statele Membre ale Uniunii Europene sau Părțile Contractante ale Comunității Energetice în cauză,. Agenția, împreună cu autoritățile de reglementare ale Statelor Membre ale Uniunii Europene și/sau ale Părților Contractante ale Comunității Energetice în cauză, pot decide în care dintre Statele Membre ale Uniunii Europene sau dintre Părțile Contractante ale Comunității Energetice în cauză se consideră că blocul de control face parte integrantă a rețelei electrice de transport. | Compatibil | 7. For the purpose of the inter-transmission system operator compensation mechanism only, where transmission networks of two or more Member States **or Contracting Parties** form part, in whole or in part, of a single control block, the control block as a whole shall be considered as forming part of the transmission network of one of the Member States or **Contracting Parties** concerned, in order to avoid flows within control blocks being considered as cross-border flows under point (b) of Article 2(2) and giving rise to compensation payments under paragraph 1 of this Article. The regulatory authorities of the Member States **or Contracting Parties** concerned may decide which of the Member States **or Contracting Parties** concerned shall be that of which the control block as a whole is to be considered to form part. |
| **Articolul 50**  **Furnizarea de informații**  (1) Operatorii de transport și de sistem pun în aplicare mecanisme de coordonare și schimb de informații pentru a garanta siguranța rețelelor în contextul gestionării congestiei rețelelor. | **Articolul 40. Furnizarea de informații**  (1) Operatorul sistemului de transport publică pe pagina sa electronică informații despre serviciile prestate, condițiile relevante aplicate, precum și informațiile tehnice necesare asigurării unui acces eficient al utilizatorilor de sistem la rețelele electrice de transport.  (2) Operatorul sistemului de transport pune în aplicare mecanisme de coordonare și schimb de informații pentru a asigura securitatea rețelelor electrice de transport în contextul gestionării congestiilor. | Compatibil | **Article 50**  **Provision of information**  1. Transmission system operators shall put in place coordination and information exchange mechanisms to ensure the security of the networks in the context of congestion management. |
| (2) Standardele de siguranță, de exploatare și de planificare utilizate de către operatorii de transport și de sistem trebuie să fie făcute publice. Informațiile publicate trebuie să includă o schemă generală pentru calculul capacității totale de transfer și al marjei de fiabilitate a transportului, pe baza caracteristicilor electrice și fizice ale rețelei. Aceste scheme trebuie să fie supuse aprobării de către autoritățile de reglementare. | **Articolul 40. Furnizarea de informații**  (3) Operatorul sistemului de transport publică pe pagina web oficială standardele de siguranță, de exploatare și de planificare utilizate la prestarea serviciului de transport al energiei electrice. Informațiile publicate trebuie să includă o schemă generală pentru calculul capacității totale de transfer și a marjei de fiabilitate a rețelei electrice de transport, bazată pe caracteristicile electrice și fizice ale rețelei electrice de transport. Aceste scheme sunt supuse aprobării de către Agenție. | Compatibil | 2. The safety, operational and planning standards used by transmission system operators shall be made public. The information published shall include a general scheme for the calculation of the total transfer capacity and the transmission reliability margin based upon the electrical and physical features of the network. Such schemes shall be subject to approval by the regulatory authorities. |
| (3) Operatorii de transport și de sistem publică estimări ale capacității de transfer disponibile în fiecare zi, indicând orice capacitate de transfer care este deja rezervată. Aceste publicări se fac la intervale specifice, înainte de data transportului, și includ, în toate cazurile, estimări pentru săptămâna următoare și pentru luna următoare, precum și indicarea cantitativă a fiabilității scontate a capacității disponibile. | **Articolul 40. Furnizarea de informații**  (4) Operatorul sistemului de transport publică pe pagina sa electronică estimări ale capacității de transfer disponibile pentru fiecare zi, indicând orice capacitate de transfer care este deja rezervată. Informațiile respective se publică, la intervale specificate, înainte de ziua transportului energiei electrice și includ, în orice caz, estimări pentru săptămâna și luna următoare, precum și o indicație cantitativă a fiabilității scontate a capacității disponibile. | Compatibil | 3. Transmission system operators shall publish estimates of available transfer capacity for each day, indicating any available transfer capacity already reserved. Those publications shall be made at specified intervals before the day of transport and shall include, in any event, week-ahead and month-ahead estimates, as well as a quantitative indication of the expected reliability of the available capacity. |
| (4) Operatorii de transport și de sistem publică datele pertinente cu privire la cererea prognozată agregată și la cererea reală, la disponibilitatea și utilizarea reală a activelor de producere și de consum, la disponibilitatea și utilizarea rețelelor și a interconectării, la energia de echilibrare și la capacitatea de rezervă, precum și la disponibilitatea flexibilității. În privința disponibilității și a utilizării reale a activelor mici de producere și de sarcină, se pot utiliza date estimative agregate. | **Articolul 40. Furnizarea de informații**  (5) Operatorul sistemului de transport publică pe pagina sa electronică date relevante privind cererea agregată prognozată și efectivă, despre disponibilitatea și utilizarea reală a activelor de producere și consum, despre disponibilitatea și utilizarea rețelelor electrice de transport și interconexiunilor, precum și asupra energiei de echilibrare și capacitatea de rezervă și la disponibilitatea flexibilității. Pentru disponibilitatea și utilizarea reală a activelor mici de producere și consum, pot fi utilizate date estimative agregate. | Compatibil | 4. Transmission system operators shall publish relevant data on aggregated forecast and actual demand, on availability and actual use of generation and load assets, on availability and use of the networks and interconnections, on balancing power and reserve capacity and on the availability of flexibility. For the availability and actual use of small generation and load assets, aggregated estimate data may be used. |
| (4a) Operatorii de transport și de sistem publică în mod clar și transparent informații privind capacitatea disponibilă de a efectua noi racordări în zonele lor de operare cu o granularitate spațială ridicată, respectând siguranța publică și confidențialitatea datelor, inclusiv capacitatea la care se referă cererea de racordare și posibilitatea unei racordări flexibile în zonele congestionate. Publicarea respectivelor informații include informații referitoare la criteriile pentru calcularea capacității disponibile pentru racordările noi. Operatorii de transport și de sistem actualizează aceste informații cu regularitate, cel puțin o dată pe lună.  Operatorii de transport și de sistem furnizează utilizatorilor de sistem, în mod transparent, informații clare cu privire la situația și tratarea cererilor lor de racordare, inclusiv, dacă este cazul, informații referitoare la acordurile flexibile de racordare. Ei furnizează aceste informații în termen de trei luni de la data depunerii cererii. În cazul în care racordarea solicitată nu este nici acordată, nici respinsă definitiv, operatorii de transport și de sistem actualizează aceste informații periodic, cel puțin trimestrial. | **Articolul 40. Furnizarea de informații**  (6) Operatorul sistemului de transport publică în mod clar și transparent informații privind capacitatea disponibilă de a efectua noi racordări în zonele lor de operare, cu o granularitate spațială ridicată, respectând siguranța publică și confidențialitatea datelor, inclusiv capacitatea la care se referă cererea de racordare și posibilitatea încheierii unui acord de conectare în condiții flexibile în zone congestionate. Publicarea respectivelor informații include informații referitoare la criteriile pentru calcularea capacității disponibile pentru racordările noi. Operatorul sistemului de transport actualizează aceste informații în mod regulat, cel puțin o dată pe lună.  (7) Operatorul sistemului de transport furnizează utilizatorilor de sistem, în mod transparent informații clare cu privire la situația și tratarea cererilor lor de racordare, inclusiv, dacă este cazul, informații referitoare la acordurile de conectare în condiții flexibile. Acesta furnizează aceste informații în termen de trei luni de la depunerea cererii. În cazul în care racordarea solicitată nu este nici acordată, nici respinsă definitiv, operatorul sistemului de transport actualizează aceste informații în mod regulat, cel puțin trimestrial. | Compatibil |  |
| (5) Participanții la piață implicați furnizează operatorilor de transport și de sistem datele pertinente. | **Articolul 40. Furnizarea de informații**  (8) Utilizatorii de sistem, participanții la piețele de energie electrică în cauză furnizează operatorilor sistemului de transport datele relevante în conformitate cu prezenta lege și actele normative de reglementare aprobate de Agenție. | Compatibil | 5. The market participants concerned shall provide the transmission system operators with the relevant data. |
| (6) Întreprinderile de producție care au în proprietate sau care exploatează active de producere, dintre care cel puțin un activ de producere are o capacitate instalată de minimum 250 MW sau care au un portofoliu care cuprinde active de producere de cel puțin 400 MW, păstrează la dispoziția autorității de reglementare, a autorității naționale în domeniul concurenței și a Comisiei, timp de cinci ani, datele orare ale tuturor centralelor, necesare în vederea verificării deciziilor operaționale de dispecerizare, precum și comportamentul pe bursele de energie electrică, în cadrul licitațiilor pentru capacitățile de interconectare, pe piețele de rezerve de energie și pe piețele extrabursiere. Informațiile orare pentru fiecare centrală includ, fără a se limita la, datele cu privire la capacitatea de producere disponibilă și la rezervele angajate, inclusiv alocarea acestor rezerve angajate la nivelul fiecărei centrale individuale în momentul tranzacționării pe bursă sau în momentul producerii. | **Articolul 106. Obligațiile și drepturile producătorului**  (3) Producătorul care deține sau operează active de producere, în cazul în care cel puțin un activ de producere are o capacitate instalată de cel puțin 250 MW sau care are un portofoliu care include active de producere de cel puțin 400 MW, este obligat să păstreze, timp de 5 ani, pentru a prezenta, la cerere, Agenției, Consiliului Concurenței sau Secretariatului Comunității Energetice, toate datele orare pentru fiecare centrală, care sunt necesare în vederea verificării tuturor deciziilor operaționale de dispecerizare, precum și a comportamentului pe bursele de energie electrică, în cadrul licitațiilor pentru capacitățile de interconectare, pe piețele de capacitate de rezervă și pe piețele contractelor bilaterale. Informațiile orare pentru fiecare centrală includ, fără a se limita la, datele cu privire la capacitatea de producere disponibilă și la rezervele angajate, inclusiv alocarea acestor rezerve angajate la nivelul fiecărei centrale individuale în momentul tranzacționării pe bursă sau în momentul producerii. | Compatibil | 6. Generation undertakings which own or operate generation assets, where at least one generation asset has an installed capacity of at least 250 MW, or which have a portfolio comprising at least 400 MW of generation assets, shall keep at the disposal of the regulatory authority, the national competition authority and the **Energy Community Secretariat**, for five years all hourly data per plant that is necessary to verify all operational dispatching decisions and the bidding behaviour at power exchanges, interconnection auctions, reserve markets and over-the-counter- markets. The per-plant and per hour information to be stored shall include, but shall not be limited to, data on available generation capacity and committed reserves, including allocation of those committed reserves on a per-plant level, at the times the bidding is carried out and when production takes place. |
| (7) Operatorii de transport și de sistem fac schimb, cu regularitate, de un set de date suficient de precise privind rețeaua și fluxurile de sarcină, cu scopul de a permite calculul fluxurilor de sarcină pentru fiecare operator de transport și de sistem în zona sa de interes. Aceeași serie de date este pusă la dispoziția autorităților de reglementare, a Comisiei și a statelor membre, la cerere. Autoritățile de reglementare, statele membre și Comisia tratează confidențial această serie de date și se asigură că orice consultant însărcinat la cererea lor cu realizarea unor lucrări de analiză pe baza acestor date aplică un tratament confidențial datelor respective. | **Articolul 40. Furnizarea de informații**  (9) Operatorul sistemului de transport cooperează cu operatorii sistemelor de transport din Părțile Contractante ale Comunității Energetice și din Statele Membre ale Uniunii Europene și fac schimb în mod regulat de seturi de date suficient de precise privind rețelele electrice de transport și fluxurile de sarcină pentru a permite calculul fluxurilor de sarcină pentru fiecare operator al sistemului de transport din zona sa de interes. Același set de date va fi pus la dispoziția Agenției și a Secretariatului Comunității Energetice, a Statelor Membre ale Uniunii Europene și a Părților Contractante din Comunitatea Energetică, la cerere. Agenția tratează datele primite în mod confidențial și se asigură că un tratament confidențial este acordat și de către orice consultant care efectuează lucrări analitice la cererea sa, pe baza acestor date. | Compatibil | 7. Transmission system operators shall exchange regularly a set of sufficiently accurate network and load flow data in order to enable load flow calculations for each transmission system operator in its relevant area. The same set of data shall be made available to the regulatory authorities, and to the **Energy Community Secretariat,** Member States **and Contracting Parties** upon request. The regulatory authorities, Member State **and Contracting Parties** and the **Energy Community Secretariat** shall treat that set of data confidentially, and shall ensure that confidential treatment is also given by any consultant carrying out analytical work on their request, on the basis of those data. |
| **Articolul 51**  **Certificarea operatorilor de transport și de sistem**  (1) Comisia examinează orice notificare privind decizia de certificare a unui operator de transport și de sistem, astfel cum se prevede la articolul 52 alineatul (6) din Directiva (UE) 2019/944 imediat după primirea notificării. În termen de două luni de la primirea unei astfel de notificări, Comisia prezintă avizul său autorității de reglementare relevante, în ceea ce privește compatibilitatea cu articolul 43 și compatibilitatea fie cu articolul 52 alineatul (2), fie cu articolul 53 din Directiva (UE) 2019/944.  În vederea elaborării avizului menționat la primul paragraf, Comisia poate solicita avizul ACER cu privire la decizia autorității de reglementare. Într-o astfel de situație, termenul de două luni menționat la primul paragraf se prelungește cu încă două luni.  În cazul în care Comisia nu emite un aviz în termenul menționat la primul și la al doilea paragraf, se consideră că aceasta nu a avut niciun fel de obiecții împotriva deciziei autorității de reglementare. | **Articolul 30. Desemnarea și certificarea operatorului sistemului de transport**  (5)Agenția notifică fără întârziere Secretariatul Comunității Energetice despre hotărârea privind certificarea provizorie a operatorului sistemului de transport, aprobată în mod explicit sau tacit, și prezintă acestuia documentele și informațiile relevante. În termen de 2 luni de la primirea notificării, sau 4 luni în cazul în care se solicită avizul Comitetul de Reglementare al Comunității Energetice, Secretariatul Comunității Energetice prezintă Agenției avizul său privind îndeplinirea de către operatorul sistemului de transport a condițiilor de certificare. În cazul în care, în termenul stabilit, Secretariatul Comunității Energetice nu emite un aviz, se consideră că acesta nu a avut careva obiecții la hotărârea Agenției privind certificarea provizorie a operatorului sistemului de transport. | Compatibil | ***Article 51***  **Certification of transmission system operators**  1. The **Energy Community Secretariat** shall examine any notification of a decision on the certification of a transmission system operator as laid down in Article 52(6) of Directive (EU) 2019/944, **as adopted and adapted by Ministerial Council Decision 2021/13/MC-EnC** as soon as it is received. Within two months of receipt of such notification, the **EnergyCommunity Secretariat** shall deliver its opinion to the relevant regulatory authority as to its compatibility with Article 43 and either Article 52(2) or Article 53 of Directive (EU) 2019/944.  When preparing the opinion referred to in the first subparagraph, the **Energy Community Secretariat** may request **the Energy Community Regulatory Board** to provide its opinion on the regulatory authority's decision. In such a case, the two-month period referred to in the first subparagraph shall be extended by two further months.  In the absence of an opinion by the **Energy Community Secretariat** within the periods referred to in the first and second subparagraphs, the **Energy Community Secretariat** shall be considered not to raise objections to the regulatory authority's decision. |
| (2) În termen de două luni de la primirea unui aviz din partea Comisiei, autoritatea de reglementare adoptă decizia finală cu privire la certificarea operatorului de transport și de sistem, ținând seama în cea mai mare măsură posibilă de avizul Comisiei. Decizia autorității de reglementare și avizul Comisiei se publică împreună. | **Articolul 30. Desemnarea și certificarea operatorului sistemului de transport**  (6) În termen de cel mult două luni de la primirea avizului Secretariatului Comunității Energetice cu privire la îndeplinirea de către operatorul sistemului de transport a condițiilor de certificare, Agenția aprobă hotărârea finală cu privire la certificarea operatorului sistemului de transport, luând în considerare, în cea mai mare măsură, avizul Secretariatului Comunității Energetice.  (7) Hotărârea Agenției privind certificarea operatorului sistemului de transport și avizul Secretariatului Comunității Energetice se publică în Monitorul Oficial al Republicii Moldova, pe pagina web oficială a Agenției și pe cea a Secretariatului Comunității Energetice. În cazul în care hotărârea Agenției privind certificarea operatorului sistemului de transport diferă de opinia Secretariatului Comunității Energetice, Agenția indică în hotărâre și publică împreună cu aceasta motivele care au stat la baza deciziei sale divergente și, de asemenea, informează Secretariatul Comunității Energetice. | Compatibil | 2. Within two months of receipt of an opinion of the **Energy Community Secretariat**, the regulatory authority shall adopt its final decision regarding the certification of the transmission system operator, taking the utmost account of that opinion. The regulatory authority's decision and the **Energy Community Secretariat**'s opinion shall be published together. |
| (3) În orice moment pe parcursul procedurii, autoritățile de reglementare sau Comisia pot solicita operatorilor de transport și de sistem sau întreprinderilor care desfășoară activități de producere sau de furnizare orice informație utilă pentru îndeplinirea atribuțiilor lor în temeiul prezentului articol. | **Articolul 30. Desemnarea și certificarea operatorului sistemului de transport**  (8) În cadrul procedurii de certificare, Agenția, Secretariatul Comunității Energetice și Comitetul de Reglementare al Comunității Energetice au dreptul să solicite operatorului sistemului de transport și întreprinderilor electroenergetice care îndeplinesc oricare dintre funcțiile de producere a energiei electrice, de trading cu energie electrică sau de furnizare a energiei electrice, să prezinte orice informații necesare cu privire la îndeplinirea cerințelor din prezentul articol. | Compatibil | 3. At any time during the procedure, regulatory authorities or the **Energy Community Secretariat** may request from a transmission system operator or an undertaking performing any of the functions of generation or supply any information relevant to the fulfilment of their tasks under this Article. |
| (4) Autoritățile de reglementare și Comisia asigură confidențialitatea informațiilor sensibile din punct de vedere comercial. | **Articolul 30. Desemnarea și certificarea operatorului sistemului de transport**  (9) Agenția, Secretariatul Comunității Energiei și Comitetul de Reglementare al Comunității Energetice sunt obligate să nu divulge informații care constituie secret comercial. | Compatibil | 4. Regulatory authorities and the **Energy Community Secretariat** shall protect the confidentiality of commercially sensitive information. |
| (5) În cazul în care Comisia a primit o notificare privind certificarea unui operator de transport și de sistem în conformitate cu articolul 43 alineatul (9) din Directiva (UE) 2019/944, Comisia ia o decizie privind certificarea. | **Articolul 30. Desemnarea și certificarea operatorului sistemului de transport**  **(**1) Înainte de a fi desemnată ca operator al sistemului de transport, prin eliberarea licenței pentru transportul energiei electrice, întreprinderea electroenergetică trebuie să fie certificată conform procedurii prevăzute în prezentul articol.  (2) După îndeplinirea tuturor cerințelor privind separarea și independența operatorului sistemului de transport, stabilite la Articolul 26 și Articolul 27, întreprinderea electroenergetică va notifica în scris Agenția despre acest fapt, va solicita certificarea și va prezenta toate documentele, datele și informațiile corespunzătoare.  (3) În termen de cel mult 4 luni de la data depunerii de către operatorul sistemului de transport a notificării conform alin. (2) și sub rezerva prezentării tuturor documentelor, datelor și informațiilor care atestă respectarea de către operatorul sistemului de transport a cerințelor privind separarea și independența, Agenția aprobă o hotărâre privind certificarea provizorie a operatorului sistemului de transport.  (4) Dacă, în termenul stabilit la alin. (3), Agenția nu a aprobat hotărârea privind certificarea provizorie sau nu notifică, în scris, operatorului sistemului de transport despre refuzul privind certificarea, aceasta se consideră acordată pe baza principiului aprobării tacite. După expirarea termenului stabilit, la cererea operatorului sistemului de transport, Agenția este obligată, în termen de 5 zile lucrătoare, să aprobe o hotărâre cu privire la constatarea aprobării tacite privind certificarea provizorie a operatorului sistemului de transport. | Compatibil | 5. Where the **Energy Community Secretariat** has received notification of the certification of a transmission system operator under Article 43(9) of Directive (EU) 2019/944, **as adapted and adopted by the Ministerial Council Decision 2021/13/MC-EnC, the Energy Community Secretariat shall issue an opinion relating to certification. The regulatory authority shall take the utmost account of that opinion. Where the final decision diverges from the Secretariat’s opinion the regulatory authority concerned shall provide and publish, together with that decision, the reasoning underlying its decision. Diverting decisions shall be included in the agenda of the first meeting of the Ministerial Council following the date of the decision, for information and discussion.** |
| **CAPITOLUL VI**  **EXPLOATAREA SISTEMELOR DE DISTRIBUŢIE**  **Articolul 52**  **Entitatea europeană pentru operatorii de distribuție**  (1) Operatorii de distribuție cooperează la nivelul Uniunii prin intermediul entității OSD UE, pentru a promova finalizarea și funcționarea pieței interne de energie electrică și pentru a promova gestionarea optimă și exploatarea coordonată a sistemelor de transport și de distribuție. Operatorii de distribuție care doresc să participe la entitatea OSD UE au dreptul să devină membri înregistrați ai entității.  Membrii înregistrați pot participa la entitatea OSD UE direct sau pot fi reprezentați de asociația națională desemnată de statul membru sau de o asociație de la nivelul Uniunii. |  | Prevederi UE neaplicabile | **CHAPTER VI DISTRIBUTION SYSTEM OPERATION**  ***Article 52***  **Coordination Group of the Energy Community Distribution System Operators**  1. Distribution system operators shall cooperate at **Contracting Party** level through the **Coordination Group of the Energy Community Distribution System Operators established by Procedural Act No 2018/01/MC-EnC** in order to promote the completion and functioning of the **single** market for electricity, and to promote optimal management and a coordinated operation of distribution and transmission systems, **and in accordance with the tasks and terms of reference adopted by Procedural Act No 2018/01/MC-EnC**. **Energy Community Distribution System Operators shall be represented by the Energy Community Secretariat in all activities aimed to enhance cooperation with the EU DSO entity established in accordance with Regulation (EU) 943/2019. This is without prejudice to distribution system operators joining the EU DSO entity individually based on common agreement.** |
| (2) Operatorii de sisteme de distribuție au dreptul să se asocieze prin intermediul creării entității OSD UE. Entitatea OSD UE îndeplinește atribuțiile și procedurile în conformitate cu articolul 55. Ca entitate expertă care lucrează pentru interesul comun al Uniunii, entitatea OSD UE nu reprezintă anumite interese și nici nu încearcă să influențeze procesul de luare a deciziilor pentru a promova interese specifice. |  | Prevederi UE neaplicabile | 2. **<…>** As an expert entity working for the common **Energy Community** interest, the **Coordination Group of the Energy Community Distribution System Operators** shall neither represent particular interests nor seek to influence the decision-making process to promote specific interests. |
| (3) Membrii entității OSD UE fac obiectul înregistrării și achitării unei cotizații echitabile și proporționale care reflectă numărul de clienți conectați la operatorul de distribuție în cauză. |  |  | 3. **<…>** |
| **Articolul 53**  **Înființarea entității OSD UE**  (1) Entitatea OSD UE este formată, cel puțin, dintr-o adunare generală, un consiliu de administrație, un grup de consilieri strategici, grupuri de experți și un secretar general. |  | Prevederi UE neaplicabile | ***Article 53***  **Establishment of the EU DSO entity**  **<…>** |
| (2) Până la 5 iulie 2020, operatorii de distribuție transmit Comisiei și ACER proiectul de statut, în conformitate cu articolul 54, inclusiv un cod de conduită, o listă a membrilor înregistrați, proiectul de regulament de procedură, inclusiv normele de procedură cu privire la consultarea ENTSO pentru energie electrică și a altor părți interesate și normele de finanțare ale entității OSD UE care urmează a fi instituită.  Proiectul de regulament de procedură al entității OSD UE asigură o reprezentare echilibrată a tuturor operatorilor de distribuție participanți. |  | Prevederi UE neaplicabile |  |
| (3) În termen de două luni de la primirea proiectului de statut, a listei membrilor și a proiectului de regulament de procedură, ACER furnizează Comisiei avizul său, după consultarea organizațiilor care reprezintă toate părțile interesate, în special utilizatorii sistemelor de distribuție. |  | Prevederi UE neaplicabile |  |
| (4) În termen de trei luni de la primirea avizului ACER, Comisia emite un aviz cu privire la proiectul de statut, la lista membrilor și la proiectul de regulament de procedură, luând în considerare avizul ACER prevăzut la alineatul (3). |  | Prevederi UE neaplicabile |  |
| (5) În termen de trei luni de la primirea avizului favorabil din partea Comisiei, operatorii de distribuție înființează entitatea OSD UE și adoptă și publică statutul și regulamentul de procedură ale acesteia. |  | Prevederi UE neaplicabile |  |
| (6) Documentele menționate la alineatul (2) se transmit Comisiei și ACER în cazul în care li se aduc modificări sau la cererea motivată a Comisiei sau a ACER. Comisia și ACER emit un aviz în conformitate cu procesul prevăzut la alineatele (2), (3) și (4). |  | Prevederi UE neaplicabile |  |
| (7) Costurile legate de activitățile entității OSD UE sunt suportate de către operatorii de distribuție care sunt membri înregistrați și se iau în considerare la calcularea tarifelor. Autoritățile de reglementare aprobă numai costurile rezonabile și proporționale. |  | Prevederi UE neaplicabile |  |
| **Articolul 54**  **Principalele norme și proceduri pentru entitatea OSD UE**  (1) Statutul entității OSD UE adoptat în conformitate cu articolul 53 garantează următoarele principii:  (a) participarea la lucrările entității OSD UE este limitată la membrii înregistrați, existând posibilitatea delegării între membri;  (b) deciziile strategice legate de activitățile entității OSD UE, precum și orientările de politică pentru Consiliul de administrație sunt adoptate de Adunarea generală;  (c) deciziile Adunării generale sunt adoptate în conformitate cu următoarele reguli:  (i) fiecare membru dispune de un număr de voturi proporțional cu numărul de clienți ai membrului respectiv;  (ii) se exprimă 65 % din voturile atribuite membrilor; și  (iii) decizia se adoptă cu o majoritate de 55 % din membri;  (d) deciziile Adunării generale sunt respinse în conformitate cu următoarele reguli:  (i) fiecare membru dispune de un număr de voturi proporțional cu numărul respectiv de clienți;  (ii) se exprimă 35 % din totalul voturilor atribuite membrilor; și  (iii) decizia este respinsă de cel puțin 25 % din membri;  (e) Consiliul de administrație este ales de Adunarea generală, pentru un mandat de maximum patru ani;  (f) Consiliul de administrație numește președintele și cei trei vicepreședinți dintre membrii consiliului de administrație;  (g) cooperarea dintre operatorii de transport și de sistem și operatorii de distribuție, în temeiul articolelor 56 și 57, este coordonată de Consiliul de administrație;  (h) deciziile Consiliului de administrație sunt adoptate cu o majoritate absolută;  (i) pe baza propunerii Consiliului de administrație, secretarul general este numit de Adunarea generală din rândul membrilor săi, pentru un mandat de patru ani, care poate fi reînnoit o singură dată;  (j) pe baza propunerii Consiliului de administrație, grupurile de experți sunt numite de Adunarea generală și nu depășesc 30 de membri, cu posibilitatea ca o treime din membri să provină din afara entității OSD UE; în plus, este instituit un grup de experți „pe țară” și este format din câte un reprezentant al operatorilor de distribuție din fiecare stat membru. |  | Prevederi UE neaplicabile | *A****rticle 54***  **Principal rules and procedures for the EU DSO entity**  **<…>** |
| (2) Procedurile adoptate de entitatea OSD UE garantează tratamentul echitabil și proporțional al membrilor săi și reflectă diversitatea geografică și structura economică a membrilor săi. În special, procedurile prevăd următoarele:  (a) Consiliul de administrație este alcătuit din președintele Consiliului de administrație și 27 de reprezentanți ai membrilor, din care:  (i) nouă sunt reprezentanți ai membrilor cu peste 1 milion de utilizatori ai rețelei;  (ii) nouă sunt reprezentanți ai membrilor cu peste 100 000 și mai puțin de 1 milion de utilizatori ai rețelei; și  (iii) nouă sunt reprezentanți ai membrilor cu mai puțin de 100 000 de utilizatori ai rețelei;  (b) reprezentanți ai asociațiilor OSD existente au dreptul de a participa ca observatori la reuniunile Consiliului de administrație;  (c) Consiliul de administrație nu poate avea mai mult de trei reprezentanți ai membrilor provenind din același stat membru sau din același grup industrial;  (d) fiecare vicepreședinte al Consiliului de administrație este numit dintre reprezentanții membrilor din fiecare categorie descrisă la litera (a);  (e) reprezentanții membrilor provenind dintr-un stat membru sau din același grup industrial nu constituie majoritatea participanților la grupul de experți;  (f) Consiliul de administrație instituie un grup consultativ strategic care oferă avize Consiliului de administrație și grupurilor de experți și este format din reprezentanți ai asociațiilor OSD europene și reprezentanți ai statelor membre care nu sunt reprezentate în Consiliul de administrație. |  | Prevederi UE neaplicabile |  |
| **Articolul 55**  **Atribuțiile entității OSD UE**  (1) Atribuțiile entității OSD UE sunt următoarele:  (a) promovarea exploatării și planificării rețelelor de distribuție în coordonare cu exploatarea și planificarea rețelelor de transport;  (b) facilitarea integrării surselor regenerabile de energie, a producerii distribuite și a altor resurse integrate în rețeaua de distribuție, cum ar fi stocarea energiei;  (c) facilitarea flexibilității cererii și a consumului dispecerizabil, precum și distribuirea accesului pe piață al utilizatorilor rețelei;  (d) contribuirea la digitalizarea sistemelor de distribuție, inclusiv implementarea rețelelor inteligente și a sistemelor de contorizare inteligentă;  (e) sprijinirea dezvoltării gestionării datelor, a securității cibernetice și a protecției datelor în cooperare cu autoritățile competente și entitățile reglementate;  (f) participarea la elaborarea codurilor de rețea care sunt relevante pentru exploatarea și planificarea rețelelor de distribuție și pentru exploatarea coordonată a rețelelor de transport și a rețelelor de distribuție în temeiul articolului 59. |  | Prevederi UE neaplicabile | **Article 55**  **Tasks of the EU DSO entity**  **<…>** |
| (2) În plus, entitatea OSD UE:  (a) cooperează cu ENTSO pentru energie electrică la monitorizarea punerii în aplicare a codurilor de rețea și a orientărilor adoptate în temeiul prezentului regulament care sunt relevante pentru exploatarea și planificarea rețelelor de distribuție și pentru exploatarea coordonată a rețelelor de transport și a rețelelor de distribuție;  (b) cooperează cu ENTSO pentru energie electrică și adoptă cele mai bune practici cu privire la exploatarea și planificarea coordonată a sistemelor de transport și de distribuție, inclusiv aspecte precum schimbul de date între operatori și coordonarea resurselor de energie distribuite;  (c) lucrează la identificarea celor mai bune practici în domeniile menționate la alineatul (1) și la introducerea îmbunătățirilor în materie de eficiență energetică în rețelele de distribuție;  (d) adoptă un program de lucru anual și un raport anual;  (e) funcționează în conformitate cu dreptul în materie de concurență și asigură neutralitatea. |  | Prevederi UE neaplicabile |  |
| **Articolul 56**  **Consultările în cadrul procesului de elaborare a codurilor de rețea**  (1) Atunci când participă la elaborarea codurilor noi de rețea în temeiul articolului 59, entitatea OSD UE organizează un proces de consultare extinsă, într-un stadiu incipient și în mod deschis și transparent, implicând toate părțile interesate relevante și în special organizațiile care reprezintă astfel de părți interesate, în conformitate cu regulamentul de procedură referitoare la consultări, menționate la articolul 53. Această consultare include, de asemenea, autorități de reglementare și alte autorități naționale, întreprinderi de furnizare și de producere, utilizatori ai sistemelor, inclusiv clienți, organisme tehnice și platforme ale părților interesate. Consultarea are ca scop identificarea punctelor de vedere și a propunerilor tuturor părților relevante în decursul procesului decizional. |  | Prevederi UE neaplicabile | ***Article 56***  **Consultations in the network code development process**  **<…>** |
| (2) Toate documentele și procesele-verbale ale întrunirilor care au legătură cu consultările menționate la alineatul (1) se fac publice. |  | Prevederi UE neaplicabile |  |
| (3) Entitatea OSD UE ia în considerare punctele de vedere comunicate în decursul consultărilor. Înainte de adoptarea propunerilor pentru codurile de rețea menționate la articolul 59, entitatea OSD UE precizează în ce mod au fost luate în considerare observațiile primite în cadrul consultării. În cazul în care astfel de observații nu au fost luate în considerare, aceasta furnizează justificări. |  | Prevederi UE neaplicabile |  |
| **Articolul 57**  **Cooperarea dintre operatorii de distribuție și operatorii de transport și de sistem**  (1) Operatorii de distribuție și operatorii de transport și de sistem cooperează între ei la planificarea și exploatarea rețelelor lor. În special, operatorii de distribuție și operatorii de transport și de sistem fac schimb de toate informațiile și datele necesare privind performanța activelor de producere și a consumului dispecerizabil, exploatarea zilnică a rețelelor lor și planificarea pe termen lung a investițiilor în rețea, cu scopul de a asigura dezvoltarea și exploatarea eficientă din punctul de vedere al costurilor, în siguranță și în mod fiabil a rețelelor lor. | **Articolul 75. Cooperarea dintre operatorul sistemului de distribuție și operatorul sistemului de transport**  (1) Operatorul sistemului de distribuție și operatorul sistemului de transport cooperează între ei în legătură cu dezvoltarea și exploatarea rețelelor lor electrice. În special, operatorul sistemului de distribuție și operatorul sistemului de transport fac schimb de toate informațiile și de date necesare privind performanța activelor de producere și a consumului dispecerizabil, exploatarea zilnică a rețelelor lor electrice și la planificarea pe termen lung a investițiilor în rețelele electrice, în scopul de a asigura dezvoltarea și exploatarea eficientă din punct de vedere al costurilor, în siguranță și în mod fiabil a rețelelor electrice ale lor. | Compatibil | ***Article 57***  **Cooperation between distribution system operators and transmission system operators**  1. Distribution system operators and transmission system operators shall cooperate with each other in planning and operating their networks. In particular, distribution system operators and transmission system operators shall exchange all necessary information and data regarding, the performance of generation assets and demand side response, the daily operation of their networks and the long-term planning of network investments, with the view to ensure the cost-efficient, secure and reliable development and operation of their networks. |
| (2) Operatorii de distribuție și operatorii de transport și de sistem cooperează între ei pentru a asigura un acces coordonat la resurse precum producerea distribuită, stocarea energiei sau consumul dispecerizabil, care pot sprijini nevoile specifice atât ale operatorilor de distribuție, cât și ale operatorilor de transport și de sistem. | **Articolul 75. Cooperarea dintre operatorul sistemului de distribuție și operatorul sistemului de transport**  (2) Operatorul sistemului de distribuție și operatorul sistemului de transport cooperează între ei pentru a asigura un acces coordonat la resurse precum producerea distribuită, stocarea energiei sau consumul dispecerizabil, care pot sprijini necesitățile specifice atât ale operatorului sistemului de distribuție, cât și ale operatorului sistemului de transport. | Compatibil | 2. Distribution system operators and transmission system operators shall cooperate with each other in order to achieve coordinated access to resources such as distributed generation, energy storage or demand response that may support particular needs of both the distribution system operators and the transmission system operators. |
| (3) Operatorii de distribuție și operatorii de transport și de sistem cooperează între ei pentru a publica, în mod consecvent, informații coerente privind capacitatea disponibilă de a efectua noi racordări în zonele lor de operare respective care oferă o vizibilitate suficient de detaliată dezvoltatorilor de noi proiecte energetice și altor potențiali utilizatori ai rețelei. | **Articolul 75. Cooperarea dintre operatorul sistemului de distribuție și operatorul sistemului de transport**  (4) Operatorul sistemului de transport și operatorii sistemelor de distribuție cooperează între ei pentru a publica, în mod consecvent, informații coerente privind capacitatea disponibilă de a efectua noi racordări în zonele lor de operare respective care oferă o vizibilitate suficient de detaliată dezvoltatorilor de noi proiecte energetice și altor potențiali utilizatori de sistem. | Compatibil |  |
| **CAPITOLUL VII**  **CODURILE DE REŢEA ȘI ORIENTĂRILE**  **Articolul 58**  **Adoptarea codurilor de rețea și a orientărilor**  (1) Comisia poate adopta acte de punere în aplicare sau acte delegate, sub rezerva atribuirii competențelor menționate la articolul 59, 60 și 61. Aceste acte pot fi adoptate sub formă de coduri de rețea pe baza textului propunerilor elaborate de ENTSO pentru energie electrică sau, în cazul în care acest lucru este prevăzut în lista priorităților în temeiul articolului 59 alineatul (3), de către entitatea OSD UE acolo unde este cazul în cooperare cu ENTSO pentru energie electrică și de către ACER în temeiul procedurii prevăzute la articolul 59, ori sub formă de orientări adoptate în temeiul procedurii prevăzute la articolul 61. | **Articolul 39. Codurile rețelelor electrice, liniile directoare și TCM**  (1) La îndeplinirea funcțiilor și obligațiilor care îi revin în conformitate cu prezenta lege, operatorul sistemului de transport trebuie să respecte regulile și procedurile stabilite în codurile rețelelor electrice și în liniile directoare, aprobate de Agenție în conformitate cu cerințele stabilite în cadrul Comunității Energetice, în special în legătură cu:  a) stabilirea normelor privind siguranța și fiabilitatea rețelei electrice, inclusiv norme privind capacitatea de rezervă tehnică de transport pentru a asigura securitatea operațională a rețelei electrice, precum și interoperabilitatea;  b) accesul terților la rețeaua electrică;  c) alocarea capacității și gestionarea congestiilor;  d) tranzacționarea legată de asigurarea, din punct de vedere tehnic și operațional, a prestării serviciilor de acces la rețeaua electrică și echilibrarea sistemului, inclusiv norme privind rezerva de putere aferentă rețelei;  e) furnizarea nediscriminatorie, transparentă de servicii de sistem care nu au ca scop stabilitatea frecvenței;  f) consumul dispecerizabil, inclusiv norme privind agregarea, stocarea energiei și norme privind reducerea forțată a consumului de energie electrică;  g) racordarea la rețea;  h) schimbul de date, decontarea și transparența;  i) stabilirea procedurilor operaționale pentru situații de urgență și restaurare în caz de urgență;  j) reguli specifice sectorului privind aspectele de securitate cibernetică asociate fluxurilor transfrontaliere de energie electrică.  (2) Codurile rețelelor electrice și liniile directoare se elaborează de către operatorul sistemului de transport în conformitate cu codurile rețelelor electrice și liniile directoare respective, adoptate în cadrul Comunității Energetice. Operatorii de sistem sunt obligați să colaboreze cu operatorul respectiv al sistemului de transport pentru elaborarea codurilor rețelelor electrice și liniilor directoare.  (3) Agenția publică pe pagina sa web oficială proiectele codurilor rețelelor electrice și ale liniilor directoare prezentate de operatorul sistemului de transport și consultă public utilizatorii de sistem, participanții la piață, precum și autoritățile competente în conformitate cu actele normative în domeniu. Propunerile primite, precum și decizia privind acceptarea sau respingerea acestora, se reflectă în sinteza obiecțiilor și a propunerilor care se publică pe pagina web oficială a Agenției.  (4) Codurile rețelelor electrice, liniile directoare aprobate de Agenție se publică în Monitorul Oficial al Republicii Moldova și se plasează pe pagina web oficială a Agenției și pe pagina electronică a operatorului sistemului de transport. În cazul în care, în cadrul Comunității Energetice sunt modificate codurile rețelelor electrice, liniile directoare adoptate, operatorul sistemului de transport, din proprie inițiativă sau la cererea Agenției, inițiază modificarea actului normativ respectiv, urmând procedura stabilită în prezentul articol.  (5) Agenția poate solicita avizul Comitetului de Reglementare al Comunității Energetice cu privire la conformitatea unei hotărâri aprobate de Agenție cu codul/codurile rețelelor electrice sau cu liniile directoare adoptate în cadrul Comunității Energetice. Comitetul de reglementare al Comunității Energetice prezintă avizul său în termen de trei luni de la data primirii solicitării.  (6) În cazul în care Agenția decide să nu se conformeze avizului Comitetului de Reglementare al Comunității Energetice, aceasta informează în acest sens Comitetul de Reglementare al Comunității Energetice în termen de patru luni de la data primirii avizului respectiv.  (7) În cazul în care Agenția consideră că o decizie relevantă pentru comerțul transfrontalier de energie electrică adoptată de o altă autoritate de reglementare nu este conformă cu codurile rețelelor electrice și cu liniile directoare specificate în acest articol, Agenția este în drept să informeze Secretariatul Comunității Energetice în termen de două luni de la data respectivei decizii.  (8) În cazul în care Secretariatul Comunității Energetice, în urma evaluării conformității unei hotărârii adoptate de Agenție, efectuată în baza notificării depuse de Comitetul de Reglementare al Comunității Energetice, de către o altă autoritate de reglementare sau din proprie inițiativă, constată că respectiva hotărâre ridică îndoieli majore în ceea ce privește compatibilitatea acesteia cu codurile rețelelor electrice sau cu liniile directoare adoptate în cadrul Comunității Energetice și decide să continue examinarea mai detaliată a cazului, aceasta invită Agenția să își prezinte observațiile și justificările relevante legate de hotărârea adoptată. În cazul în care Secretariatul Comunității Energetice, în urma procedurilor și a termenelor stabilite în cadrul Comunității Energetice, emite o decizie finală prin care recomandă abrogarea hotărârii examinate, Agenția va ține seama în cea mai mare măsură de decizia respectivă și va întreprinde acțiunile necesare pentru abrogarea hotărârii respective, în termen de două luni de la primirea deciziei finale a Secretariatului Comunității Energetice. Agenția informează Secretariatul Comunității Energetice cu privire la acțiunile întreprinse în acest sens. | Compatibil | **CHAPTER VII**  **NETWORK CODES AND GUIDELINES**  ***Article 58***  **Adoption of network codes and guidelines**  **The Energy Community shall transpose and implement the network codes and guidelines developed at European Union level and as adapted by the Ministerial Council.** |
| (2) Codurile de rețea și orientările:  (a) asigură gradul minim de armonizare necesar pentru a atinge obiectivele prezentului regulament;  (b) țin seama, după caz, de caracteristicile regionale specifice;  (c) nu depășesc ceea ce este necesar în scopul literei (a); și  (d) nu aduc atingere dreptului statelor membre de a elabora coduri de rețea naționale care nu afectează comerțul interzonal. |  | Prevederi UE neaplicabile |  |
| **Articolul 59**  **Stabilirea codurilor de rețea**  (1) Comisia este împuternicită să adopte acte de punere în aplicare pentru a asigura condiții uniforme de punere în aplicare a prezentului regulament prin instituirea de coduri de rețea în următoarele domenii:  (a) norme privind siguranța și fiabilitatea rețelei, inclusiv normele privind capacitatea de rezervă tehnică de transport pentru a asigura siguranța exploatării rețelei, precum și normele de interoperabilitate pentru aplicarea articolelor 34-47 și a articolului 57 din prezentul regulament și a articolului 40 din Directiva (UE) 2019/944, inclusiv norme privind stările sistemului, măsurile de remediere și limitele de siguranță în funcționare, controlul tensiunii și gestionarea puterii reactive, gestionarea curentului de scurtcircuit, gestionarea fluxului de energie electrică, analiza și gestionarea contingențelor, echipamentele și sistemele de protecție, schimbul de date, conformitatea, formare, planificarea operațională și analiza siguranței, coordonarea regională a siguranței în funcționare, coordonarea întreruperilor, planurile de disponibilitate a activelor relevante, analiza adecvării, servicii auxiliare și mediile de date de planificare operațională;  (b) norme privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor în temeiul articolelor 7-10, al articolelor 13-17, al articolului 19 și al articolelor 35-37 din prezentul regulament și al articolului 6 din Directiva (UE) 2019/944, inclusiv norme privind metodologii și procese de calcul al capacităților pentru ziua următoare, intrazilnice și la termen, modele de rețea, configurația zonelor de ofertare, redispecerizarea și comercializarea în contrapartidă, algoritmi de tranzacționare, cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare și a piețelor intrazilnice, diferitele opțiuni de guvernanță, fermitatea capacității interzonale alocate, distribuția veniturilor din congestii, detaliile și caracteristicile specifice ale instrumentelor menționate la articolul 9 alineatul (3) din prezentul regulament, în raport cu elementele specificate la alineatele (4) și (5) de la articolul menționat, alocarea și facilitarea tranzacționării drepturilor financiare de transport pe termen lung de către platforma unică de alocare, precum și frecvența, scadența și natura specifică a acestor drepturi de transport pe termen lung, acoperirea riscului în cazul transportului interzonal, proceduri de alocare, precum și recuperarea costurilor aferente alocării capacităților și gestionării congestiilor, precum și metodologia de compensare a operatorilor de centrale offshore de producere a energiei electrice din surse regenerabile pentru reducerea capacității;  (c) norme pentru aplicarea articolelor 5, 6 și 17 în ceea ce privește tranzacționarea asociată asigurării, din punct de vedere tehnic și operațional, inclusiv norme privind rezerva de putere aferentă rețelei, furnizării de servicii de acces la rețea și de servicii de echilibrare a rețelei, inclusiv funcții și responsabilități, platforme pentru schimbul de energie de echilibrare, timpii de închidere a porților, cerințe pentru produse de echilibrare standard și specifice, achiziția de servicii de echilibrare, alocarea capacității interzonale pentru schimbul de servicii de echilibrare sau pentru utilizarea în comun a rezervelor, decontarea energiei de echilibrare, decontarea schimburilor de energie între operatorii de sistem, decontarea dezechilibrelor și decontarea capacității de echilibrare, reglajul frecvență- putere, parametrii de definire a calității frecvenței și de referință, rezervele pentru asigurarea stabilității frecvenței, rezervele pentru restabilirea frecvenței, rezervele de înlocuire, schimbul și utilizarea în comun a rezervelor, procesele de activare transfrontalieră a rezervelor, procesele de control al timpilor și transparența informațiilor;  (d) norme pentru aplicarea articolelor 36, 40 și 54 din Directiva (UE) 2019/944 în ceea ce privește furnizarea nediscriminatorie și transparentă de servicii de sistem care nu au ca scop stabilitatea frecvenței, inclusiv norme privind controlul tensiunii în regim permanent, inerția, injecția rapidă de putere reactivă, inerția privind stabilitatea rețelei, curentul de scurtcircuit, capacitatea de pornire cu surse proprii și capacitatea funcționării în regim insularizat;  (e) norme pentru aplicarea articolului 57 din prezentul regulament și a articolelor 17, 31, 32, 36, 40 și 54 din Directiva (UE) 2019/944 în ceea ce privește consumul dispecerizabil, inclusiv norme privind agregarea, stocarea energiei și norme privind restricționarea cererii.  Respectivele acte de punere în aplicare se adoptă în conformitate cu procedura de examinare menționată la articolul 67 alineatul (2). | **Articolul 39. Codurile rețelelor electrice, liniile directoare și TCM**  (1) La îndeplinirea funcțiilor și obligațiilor care îi revin în conformitate cu prezenta lege, operatorul sistemului de transport trebuie să respecte regulile și procedurile stabilite în codurile rețelelor electrice și în liniile directoare, aprobate de Agenție în conformitate cu cerințele stabilite în cadrul Comunității Energetice, în special în legătură cu:  a) stabilirea normelor privind siguranța și fiabilitatea rețelei electrice, inclusiv norme privind capacitatea de rezervă tehnică de transport pentru a asigura securitatea operațională a rețelei electrice, precum și interoperabilitatea;  b) accesul terților la rețeaua electrică;  c) alocarea capacității și gestionarea congestiilor;  d) tranzacționarea legată de asigurarea, din punct de vedere tehnic și operațional, a prestării serviciilor de acces la rețeaua electrică și echilibrarea sistemului, inclusiv norme privind rezerva de putere aferentă rețelei;  e) furnizarea nediscriminatorie, transparentă de servicii de sistem care nu au ca scop stabilitatea frecvenței;  f) consumul dispecerizabil, inclusiv norme privind agregarea, stocarea energiei și norme privind reducerea forțată a consumului de energie electrică;  g) racordarea la rețea;  h) schimbul de date, decontarea și transparența;  i) stabilirea procedurilor operaționale pentru situații de urgență și restaurare în caz de urgență;  j) reguli specifice sectorului privind aspectele de securitate cibernetică asociate fluxurilor transfrontaliere de energie electrică. | Compatibil | ***Article 59***  **Establishment of network codes**  **<…>** |
| (2) Comisia este împuternicită să adopte acte delegate în conformitate cu articolul 68 de completare a prezentului regulament în ceea ce privește instituirea de coduri de rețea în următoarele domenii:  (a) norme privind racordarea la rețea, inclusiv norme privind racordarea locurilor de consum racordate la sistemul de transport, a instalațiilor de distribuție racordate la sistemul de transport și a sistemelor de distribuție, racordarea unităților consumatoare utilizate pentru a furniza răspunsul părții de consum, cerințele pentru racordarea la rețea a producătorilor și a altor utilizatori de sistem, cerințele pentru sistemele de înaltă tensiune în curent continuu, cerințele pentru modulele generatoare din centrală conectate în curent continuu, cerințele pentru modulele de parc energetic racordate la curent continuu și stațiile de conversie de curent continuu de înaltă tensiune din terminale și procedurile de notificare de funcționare pentru racordarea la rețea;  (b) norme privind schimbul de date, decontarea și transparența, inclusiv, în special, norme privind capacități de transfer pentru orizonturi de timp relevante, estimări și valori reale privind alocarea și utilizarea capacităților de transfer, previziunile și cererea reală a instalațiilor și agregarea acestora, inclusiv indisponibilitatea instalațiilor, previziunile și producția efectivă de unități generatoare și agregarea acestora, inclusiv indisponibilitatea unităților, disponibilitatea și utilizarea rețelelor, măsurile de gestionare a congestionării și datele de pe piața de echilibrare. Normele ar trebui să includă modalitățile în care informațiile sunt publicate, calendarul publicării, entitățile responsabile cu manipularea;  (c) norme privind accesul terților la rețea;  (d) procedurile operaționale și de restaurare pentru situații de urgență, inclusiv planurile de apărare a sistemului, planurile de restaurare, interacțiunile de pe piață, schimbul de informații și comunicarea, precum și instrumente și instalații;  (e) normele sectoriale specifice pentru aspectele legate de securitatea cibernetică ale fluxurilor transfrontaliere de energie electrică, inclusiv norme privind cerințele minime comune, planificarea, monitorizarea, raportarea și gestionarea crizelor. | **Articolul 39. Codurile rețelelor electrice, liniile directoare și TCM**  (1) La îndeplinirea funcțiilor și obligațiilor care îi revin în conformitate cu prezenta lege, operatorul sistemului de transport trebuie să respecte regulile și procedurile stabilite în codurile rețelelor electrice și în liniile directoare, aprobate de Agenție în conformitate cu cerințele stabilite în cadrul Comunității Energetice, în special în legătură cu:  a) stabilirea normelor privind siguranța și fiabilitatea rețelei electrice, inclusiv norme privind capacitatea de rezervă tehnică de transport pentru a asigura securitatea operațională a rețelei electrice, precum și interoperabilitatea;  b) accesul terților la rețeaua electrică;  c) alocarea capacității și gestionarea congestiilor;  d) tranzacționarea legată de asigurarea, din punct de vedere tehnic și operațional, a prestării serviciilor de acces la rețeaua electrică și echilibrarea sistemului, inclusiv norme privind rezerva de putere aferentă rețelei;  e) furnizarea nediscriminatorie, transparentă de servicii de sistem care nu au ca scop stabilitatea frecvenței;  f) consumul dispecerizabil, inclusiv norme privind agregarea, stocarea energiei și norme privind reducerea forțată a consumului de energie electrică;  g) racordarea la rețea;  h) schimbul de date, decontarea și transparența;  i) stabilirea procedurilor operaționale pentru situații de urgență și restaurare în caz de urgență;  j) reguli specifice sectorului privind aspectele de securitate cibernetică asociate fluxurilor transfrontaliere de energie electrică. | Compatibil |  |
| (3) După consultarea ACER, a ENTSO pentru energie electrică, a entității OSD UE și a celorlalte părți interesate relevante, Comisia stabilește o listă a priorităților la fiecare trei ani, care identifică domeniile prevăzute la alineatele (1) și (2), pentru a fi incluse în elaborarea codurilor de rețea.  Dacă obiectul codului de rețea este direct legat de exploatarea sistemului de distribuție și nu în primul rând relevant pentru transport, Comisia poate solicita entității OSD UE în cooperare cu ENTSO pentru energie electrică, să convoace un comitet de redactare și să înainteze ACER o propunere de cod de rețea. |  | Prevederi UE neaplicabile |  |
| (4) Comisia solicită ACER să îi prezinte într-un termen rezonabil, care nu depășește șase luni de la primirea solicitării Comisiei, o orientare-cadru fără caracter obligatoriu care stabilește principii clare și obiective pentru dezvoltarea codurilor de rețea referitor la domeniile identificate în lista de priorități (denumită în continuare „orientarea- cadru”). Solicitarea Comisiei poate include condițiile pe care trebuie să le abordeze orientarea-cadru. Fiecare orientare-cadru contribuie la integrarea pieței și la respectarea principiilor nediscriminării, concurenței efective și funcționării eficiente a pieței. În urma unei cereri motivate din partea ACER, Comisa poate prelungi termenul pentru transmiterea orientărilor. | **Articolul 39. Codurile rețelelor electrice, liniile directoare și TCM**  (5) Agenția poate solicita avizul Comitetului de Reglementare al Comunității Energetice cu privire la conformitatea unei hotărâri aprobate de Agenție cu codul/codurile rețelelor electrice sau cu liniile directoare adoptate în cadrul Comunității Energetice. Comitetul de reglementare al Comunității Energetice prezintă avizul său în termen de trei luni de la data primirii solicitării. | Prevederi UE neaplicabile |  |
| (5) ACER consultă în mod oficial ENTSO pentru energie electrică, entitatea OSD UE și alte părți interesate relevante cu privire la orientarea-cadru, în termen de cel puțin două luni, într-un mod deschis și transparent. |  | Prevederi UE neaplicabile |  |
| (6) ACER prezintă Comisiei o orientare-cadru fără caracter obligatoriu atunci când i se solicită acest lucru în temeiul alineatului (4). |  | Prevederi UE neaplicabile |  |
| (7) În cazul în care Comisia consideră că orientarea-cadru nu contribuie la integrarea pieței și la respectarea principiilor nediscriminării, concurenței efective și funcționării eficiente a pieței, Comisia poate solicita ACER să revizuiască orientarea-cadru într-un termen rezonabil și să o retransmită Comisiei. |  | Prevederi UE neaplicabile |  |
| (8) În cazul în care ACER nu transmite sau nu retransmite o orientare-cadru în termenul stabilit de Comisie în temeiul alineatului (4) sau (7), Comisia elaborează orientarea-cadru în cauză. |  | Prevederi UE neaplicabile |  |
| (9) Comisia solicită ENTSO pentru energie electrică sau entității OSD UE, în cooperare cu ENTSO pentru energie electrică, în cazul în care se decide astfel în lista priorităților menționată la alineatul (3), să transmită ACER o propunere de cod de rețea în conformitate cu orientările-cadru relevante, într-un termen rezonabil care să nu depășească 12 luni de la primirea solicitării Comisiei. |  | Prevederi UE neaplicabile |  |
| (10) ENTSO pentru energie electrică sau, în cazul în care este prevăzut în lista priorităților menționată la alineatul (3), entitatea OSD UE în cooperare cu ENTSO pentru energie electrică convoacă un comitet de redactare care să o asiste în procesul de elaborare a codului de rețea. Comitetul de redactare este format din reprezentanți ai ACER, ai ENTSO pentru energie electrică, ai entității OSD UE și OPEED, dacă este cazul, și un număr limitat de părți interesate principale afectate. ENTSO pentru energie electrică sau, în cazul în care este prevăzut în lista priorităților menționată la alineatul (3), entitatea OSD UE în cooperare cu ENTSO pentru energie electrică, elaborează propuneri de coduri de rețea în domeniile menționate la alineatele (1) și (2), în cazul în care Comisia solicită acest lucru în conformitate cu alineatul (9). |  | Prevederi UE neaplicabile |  |
| (11) ACER revizuiește proiectul de cod de rețea pentru a se asigura că respectivul cod de rețea care urmează să fie adoptat este conform cu orientarea-cadru relevantă și contribuie la integrarea pieței și la respectarea principiilor nediscriminării, concurenței efective și funcționării eficiente a pieței și, transmite Comisiei codul de rețea revizuit în termen de șase luni de la primirea propunerii. În propunerea transmisă Comisiei, ACER ține seama de opiniile exprimate de toate părțile implicate în cursul elaborării proiectului de propunere sub conducerea ENTSO pentru energie electrică sau a entității OSD UE și consultă părțile interesate relevante cu privire la versiunea care urmează a fi transmisă Comisiei. |  | Prevederi UE neaplicabile |  |
| (12) În cazul în care ENTSO pentru energie electrică sau entitatea OSD UE nu au reușit să elaboreze un cod de rețea în termenul stabilit de Comisie în temeiul alineatului (9), Comisia poate solicita ACER să pregătească un proiect de cod de rețea pe baza orientării-cadru relevante. ACER poate lansa alte consultări pe parcursul pregătirii unui proiect de cod de rețea, în temeiul prezentului alineat. ACER transmite Comisiei un proiect de cod de rețea pregătit în temeiul prezentului alineat și poate recomanda adoptarea acestuia. |  | Prevederi UE neaplicabile |  |
| (13) Comisia poate adopta, din proprie inițiativă, în cazul în care ENTSO pentru energie electrică sau entitatea OSD UE nu au pregătit un cod de rețea sau ACER nu a pregătit un proiect de cod de rețea în conformitate cu alineatul (12), sau la propunerea ACER în temeiul alineatului (11), unul sau mai multe coduri de rețea în domeniile enumerate la alineatele (1) și (2). |  | Prevederi UE neaplicabile |  |
| (14) În cazul în care Comisia propune adoptarea unui cod de rețea din proprie inițiativă, Comisia consultă ACER, ENTSO pentru energie electrică și toate părțile interesate relevante cu privire la proiectul de cod de rețea într-un interval de cel puțin două luni. |  |  |  |
| (15) Prezentul articol nu aduce atingere dreptului Comisiei de a adopta sau de a modifica orientările, astfel cum este prevăzut la articolul 61. Prezentul articol nu aduce atingere posibilității ENTSO pentru energie electrică de a elabora orientări fără caracter obligatoriu în domeniile prevăzute la alineatele (1) și (2), atunci când orientările respective nu se aplică domeniilor care fac obiectul unei solicitări ce i-a fost adresată ENTSO pentru energie electrică de către Comisie. ENTSO pentru energie electrică transmite orice astfel de orientare către ACER în vederea emiterii unui aviz și ia în considerare avizul respectiv în mod corespunzător. |  | Prevederi UE neaplicabile |  |
| **Articolul 60**  **Modificarea codurilor de rețea**  (1) Comisia este împuternicită să modifice codurile de rețea în domeniile enumerate la articolul 59 alineatele (1) și (2) și în conformitate cu procedura relevantă prevăzută la articolul menționat. De asemenea, și ACER poate propune modificări la codurile de rețea, în conformitate cu alineatele (2) și (3) din prezentul articol. | **Articolul 39. Codurile rețelelor electrice, liniile directoare și TCM**  (4) Codurile rețelelor electrice, liniile directoare aprobate de Agenție se publică în Monitorul Oficial al Republicii Moldova și se plasează pe pagina web oficială a Agenției și pe pagina electronică a operatorului sistemului de transport. În cazul în care, în cadrul Comunității Energetice sunt modificate codurile rețelelor electrice, liniile directoare adoptate, operatorul sistemului de transport, din proprie inițiativă sau la cererea Agenției, inițiază modificarea actului normativ respectiv, urmând procedura stabilită în prezentul articol. | Prevederi UE neaplicabile | ***Article 60***  **Amendments of network codes**  **<…>** |
| (2) Persoanele care pot fi interesate de un cod de rețea adoptat în temeiul articolului 59, inclusiv ENTSO pentru energie electrică, entitatea OSD UE, autoritățile de reglementare, operatorii de transport și de sistem și operatorii de distribuție, utilizatorii de sisteme și consumatorii pot propune ACER proiecte de modificări ale respectivului cod de rețea. De asemenea, ACER poate propune modificări din proprie inițiativă. | **Articolul 39. Codurile rețelelor electrice, liniile directoare și TCM**  (9) Pentru implementarea codurilor rețelelor electrice, a liniilor directoare, operatorul sistemului de transport elaborează și prezintă TCM-urile spre aprobare Agenției, Comitetului de Reglementare al Comunității Energetice sau ACER în cazurile prevăzute de cadrul normativ al Comunității Energetice. Operatorul sistemului de transport elaborează și înaintează propuneri de TCM, precum și propuneri de TCM modificate, în conformitate cu cerințele și termenele stabilite în respectivele coduri ale rețelelor electrice și ale liniilor directoare, inclusiv cu respectarea cerințelor stabilite în cadrul Comunității Energetice. | Prevederi UE neaplicabile |  |
| (3) ACER poate prezenta Comisiei propuneri motivate de modificare, explicând modul în care propunerile respective respectă obiectivele codurilor de rețea stabilite la articolul 59 alineatul (3) din prezentul regulament. Atunci când consideră că o propunere de modificare este admisibilă și în cazul în care propune modificări din proprie inițiativă, ACER consultă toate părțile interesate în conformitate cu articolul 14 din Regulamentul (UE) 2019/942. |  | Prevederi UE neaplicabile |  |
| **Articolul 61**  **Orientări**  (1) Comisia este împuternicită să adopte orientări cu caracter obligatoriu în domeniile enumerate în prezentul articol. | **Articolul 39. Codurile rețelelor electrice, liniile directoare și TCM**  (1) La îndeplinirea funcțiilor și obligațiilor care îi revin în conformitate cu prezenta lege, operatorul sistemului de transport trebuie să respecte regulile și procedurile stabilite în codurile rețelelor electrice și în liniile directoare, aprobate de Agenție în conformitate cu cerințele stabilite în cadrul Comunității Energetice, în special în legătură cu:  a) stabilirea normelor privind siguranța și fiabilitatea rețelei electrice, inclusiv norme privind capacitatea de rezervă tehnică de transport pentru a asigura securitatea operațională a rețelei electrice, precum și interoperabilitatea;  b) accesul terților la rețeaua electrică;  c) alocarea capacității și gestionarea congestiilor;  d) tranzacționarea legată de asigurarea, din punct de vedere tehnic și operațional, a prestării serviciilor de acces la rețeaua electrică și echilibrarea sistemului, inclusiv norme privind rezerva de putere aferentă rețelei;  e) furnizarea nediscriminatorie, transparentă de servicii de sistem care nu au ca scop stabilitatea frecvenței;  f) consumul dispecerizabil, inclusiv norme privind agregarea, stocarea energiei și norme privind reducerea forțată a consumului de energie electrică;  g) racordarea la rețea;  h) schimbul de date, decontarea și transparența;  i) stabilirea procedurilor operaționale pentru situații de urgență și restaurare în caz de urgență;  j) reguli specifice sectorului privind aspectele de securitate cibernetică asociate fluxurilor transfrontaliere de energie electrică.  (2) Codurile rețelelor electrice și liniile directoare se elaborează de către operatorul sistemului de transport în conformitate cu codurile rețelelor electrice și liniile directoare respective, adoptate în cadrul Comunității Energetice. Operatorii de sistem sunt obligați să colaboreze cu operatorul respectiv al sistemului de transport pentru elaborarea codurilor rețelelor electrice și liniilor directoare.  (3) Agenția publică pe pagina sa web oficială proiectele codurilor rețelelor electrice și ale liniilor directoare prezentate de operatorul sistemului de transport și consultă public utilizatorii de sistem, participanții la piață, precum și autoritățile competente în conformitate cu actele normative în domeniu. Propunerile primite, precum și decizia privind acceptarea sau respingerea acestora, se reflectă în sinteza obiecțiilor și a propunerilor care se publică pe pagina web oficială a Agenției.  (4) Codurile rețelelor electrice, liniile directoare aprobate de Agenție se publică în Monitorul Oficial al Republicii Moldova și se plasează pe pagina web oficială a Agenției și pe pagina electronică a operatorului sistemului de transport. În cazul în care, în cadrul Comunității Energetice sunt modificate codurile rețelelor electrice, liniile directoare adoptate, operatorul sistemului de transport, din proprie inițiativă sau la cererea Agenției, inițiază modificarea actului normativ respectiv, urmând procedura stabilită în prezentul articol. | Prevederi UE neaplicabile | ***Article 61***  ***Guidelines***  **<…>** |
| (2) Comisia este împuternicită să adopte orientări în domeniile în care astfel de acte ar putea fi dezvoltate, de asemenea, în cadrul procedurii privind codurile de rețea în temeiul articolului 59 alineatele (1) și (2). Respectivele orientări se adoptă prin intermediul unor acte delegate sau al unor acte de punere în aplicare, în funcție de competențele conferite prin prezentul regulament. |  | Prevederi UE neaplicabile |  |
| (3) Comisia este împuternicită să adopte acte delegate în conformitate cu articolul 68 pentru completarea prezentului regulament prin stabilirea de orientări referitoare la mecanismul de compensare între operatorii de transport și de sistem. Orientările respective precizează, în conformitate cu principiile menționate la articolele 18 și 49:  (a) detalii privind procedura de stabilire a operatorilor de transport și de sistem care sunt responsabili cu plata compensațiilor pentru fluxurile transfrontaliere, inclusiv în ceea ce privește separarea dintre operatorii de sisteme naționale de transport de unde provin fluxurile transfrontaliere și sistemele unde ajung în final aceste fluxuri, în conformitate cu articolul 49 alineatul (2);  (b) detalii privind procedura de plată care trebuie urmată, inclusiv stabilirea primei perioade pentru care urmează a fi plătite compensații, în conformitate cu articolul 49 alineatul (3) al doilea paragraf;  (c) detalii privind metodologiile de stabilire a fluxurilor transfrontaliere găzduite, pentru care urmează a fi plătite compensații în temeiul articolului 49, atât în ceea ce privește cantitatea, cât și tipul fluxurilor, precum și amploarea acestor fluxuri care provin din sau ajung în sistemele de transport ale fiecărui stat membru, în conformitate cu articolul 49 alineatul (5);  (d) detalii privind metodologia de stabilire a costurilor și beneficiilor aferente găzduirii fluxurilor transfrontaliere, în conformitate cu articolul 49 alineatul (6);  (e) detalii privind tratamentul fluxurilor de energie electrică provenite din țări aflate în afara Spațiului Economic European sau care ajung în afara acestuia, în contextul mecanismului de compensare între operatorii de transport și de sistem; și  (f) dispoziții pentru participarea sistemelor naționale care sunt interconectate prin linii de curent continuu, în conformitate cu articolul 49. |  | Prevederi UE neaplicabile |  |
| (4) Dacă este cazul, Comisia poate adopta acte de punere în aplicare prin care stabilește orientări care asigură gradul minim de armonizare necesar pentru a atinge obiectivul prezentului regulament. Orientările respective pot specifica:  (a) detalii privind normele de tranzacționare a energiei electrice de punere în aplicare a articolului 6 din Directiva (UE) 2019/944 și a articolelor 5-10, 13-17, 35, 36 și 37 din prezentul regulament;  (b) detalii privind normele de stimulare a investițiilor pentru capacitățile de interconexiune, inclusiv semnalele de localizare, de punere în aplicare a articolului 19.  Respectivele acte de punere în aplicare se adoptă în conformitate cu procedura de examinare menționată la articolul 67 alineatul (2). |  | Prevederi UE neaplicabile |  |
| (5) Comisia poate adopta acte de punere în aplicare prin care stabilește orientări cu privire la coordonarea operațională între operatorii de transport și de sistem la nivelul Uniunii. Aceste orientări sunt în concordanță cu și se bazează pe codurile de rețea menționate la articolul 59 și pe specificațiile adoptate menționate la articolul 30 alineatul (1) litera (i). La adoptarea acestor orientări, Comisia ia în considerare diferitele cerințe operaționale regionale și naționale.  Respectivele acte de punere în aplicare se adoptă în conformitate cu procedura de examinare menționată la articolul 67 alineatul (2). |  | Prevederi UE neaplicabile |  |
| (6) La adoptarea sau modificarea orientărilor, Comisia consultă ACER, ENTSO pentru energie electrică, entitatea OSD UE și, dacă este cazul, alte părți interesate. |  | Prevederi UE neaplicabile |  |
| **Articolul 62**  **Dreptul statelor membre de a prevedea măsuri mai detaliate**  Prezentul regulament nu aduce atingere drepturilor statelor membre de a menține sau de a introduce măsuri care conțin dispoziții mai detaliate decât cele prevăzute de prezentul regulament, de orientările menționate la articolul 61 sau de codurile de rețea menționate la articolul 59, cu condiția ca măsurile respective să fie compatibile cu dreptul Uniunii. | **Articolul 9. Funcțiile generale ale Agenției**  **(**3) Agenția aprobă reglementări, metodologii, coduri ale rețelelor electrice, linii directoare, precum și alte acte normative de reglementare privind: racordare și accesul la rețelele electrice, inclusiv, dar fără a se limita la infrastructura transfrontalieră; alocarea capacității și gestionarea congestiilor; prestarea serviciilor de echilibrare și a serviciilor de sistem; dezvoltarea rețelelor electrice și realizarea investițiilor, alte activități ce țin de transportul și distribuția energiei electrice; furnizarea energiei electrice, inclusiv în contextul obligațiilor de serviciu public, organizarea și funcționarea piețelor de energie electrică; operarea piețelor de energie electrică, precum și alte acte normative de reglementare care decurg din cadrul normativ al Comunității Energetice și monitorizează implementarea acestora.  (4) Actele normative de reglementare care urmează să fie aprobate de către Agenție se elaborează de către Agenție, cu excepția codurilor rețelelor electrice și a liniilor directoare, precum și a termenilor, condițiilor și metodologiilor (în continuare – TCM) prevăzute în codurile rețelelor electrice și liniile directoare, care se elaborează și se propun spre aprobare Agenției de către operatorul sistemului de transport și/sau de către operatorul piețelor de energie electrică desemnat, în conformitate cu Articolul 39 și Articolul 94. | Compatibil | ***Article 62***  **Right of Contracting Parties to provide for more detailed measures**  This Regulation shall be without prejudice to the rights of **Contracting Parties** to maintain or introduce measures that contain more detailed provisions than those set out in this Regulation, in the guidelines referred to in Article 61 or in the network codes referred to in Article 59, provided that those measures are compatible with **Energy Community** law. |
| **CAPITOLUL VIII**  **DISPOZIŢII FINALE**  **Articolul 63**  **Capacități de interconexiune noi**  (1) Noile capacități de interconexiune de curent continuu pot fi scutite, la cerere și pentru o perioadă limitată de timp, de la aplicarea articolului 19 alineatele (2) și (3) din prezentul regulament și ale articolului 6, articolului 43, articolului 59 alineatul (7) și ale articolului 60 alineatul (1) din Directiva (UE) 2019/944, dacă sunt îndeplinite următoarele condiții:  (a) investiția conduce la intensificarea concurenței în domeniul alimentării cu energie electrică;  (b) investiția prezintă un nivel de risc care nu ar permite realizarea sa fără acordarea unei scutiri;  (c) capacitatea de interconexiune se află în proprietatea unei persoane fizice sau juridice separate, cel puțin din punctul de vedere al formei juridice, de operatorii în sistemele cărora urmează să se construiască;  (d) se percep tarife de la utilizatorii capacității de interconexiune respective;  (e) de la deschiderea parțială a pieței prevăzută la articolul 19 din Directiva 96/92/CE a Parlamentului European și a Consiliului, nicio parte a capitalului sau a costurilor de exploatare a capacității de interconexiune nu a fost recuperată de la nicio componentă a tarifelor aplicate pentru utilizarea sistemelor de transport sau distribuție legate de această capacitate de interconexiune; și  (f) scutirea nu ar aduce atingere concurenței sau bunei funcționări a pieței interne de energie electrică, nici funcționării corespunzătoare a sistemului reglementat la care este legată capacitatea de interconexiune. | **Articolul 41. Derogări pentru interconexiuni noi**  (1) Pentru capacitatea integrală sau parțială a interconexiunilor noi de curent continuu sau a extensiilor acestora, poate fi acordată, la solicitare, derogare de la prevederile Articolului 9 alin. (1) lit. j) și alin. (3) de la Articolul 26, de la Articolul 47 alin. (2) și (3), precum și de la Articolul 71 dacă sunt îndeplinite următoarele condiții:  a) investiția contribuie la dezvoltarea concurenței în contextul furnizării energiei electrice;  b) având în vedere gradul de risc, investiția poate fi realizată numai dacă se acordă o derogare;  c) interconexiunea este în proprietatea unei persoane fizice sau juridice care este separată, cel puțin din punct de vedere al formei juridice, de operatorul de sistem cu care va fi construit interconexiunea;  d) plățile pentru utilizare urmează a fi achitate de utilizatorii interconexiunii respective;  e) din iulie 2007, nicio parte din capitalul sau costurile de exploatare ale interconexiunii nu a fost recuperată de la nici o componentă a tarifelor aplicate pentru utilizarea rețelelor electrice de transport sau de distribuție legate de interconexiunea respectivă;  f) derogarea nu trebuie să fie în detrimentul concurenței sau în detrimentul funcționării eficiente a pieței energiei electrice din Republica Moldova, în una sau mai multe regiuni, sau în detrimentul funcționării eficiente a rețelei electrice de transport reglementate la care este conectată interconexiunea respectivă. | Compatibil | **CHAPTER VIII FINAL PROVISIONS**  ***Article 63***  **New interconnectors**  1. New direct current interconnectors may, upon request, be exempted, for a limited period, from Article 19(2) and (3) of this Regulation and from Articles 6 and 43, Article 59(7) and Article 60(1) of Directive (EU) 2019/944, **as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2021/13/MC-EnC** provided that the following conditions are met:  (a) the investment enhances competition in electricity supply;  (b) the level of risk attached to the investment is such that the investment would not take place unless an exemption is granted;  (c) the interconnector is owned by a natural or legal person which is separate, at least in terms of its legal form, from the system operators in whose systems that interconnector is to be built;  (d) charges are levied on users of that interconnector;  (e) since **1 July 2007**, no part of the capital or operating costs of the interconnector has been recovered from any component of charges made for the use of transmission or distribution systems linked by the interconnector; and  (f) an exemption would not be to the detriment of competition or the effective functioning of the internal market for electricity, or the efficient functioning of the regulated system to which the interconnector is linked. |
| (2) Alineatul (1) se aplică, de asemenea, în situații excepționale, și capacităților de interconexiune de curent alternativ, în condițiile în care costurile și riscurile investiționale aferente sunt suficient de mari comparativ cu costurile și riscurile suportate în mod normal la conectarea printr-o capacitate de interconexiune de curent alternativ a două sisteme naționale de transport învecinate. | **Articolul 41. Derogări pentru interconexiuni noi** (2) Prevederile alin. (1) se aplică și în cazul creșterii semnificative a capacității în interconexiunile existente, precum și în cazuri excepționale, pentru interconexiunile de curent alternativ, cu condiția că costurile și riscurile investiționale în cauză să fie suficient de mari în comparație cu costurile și riscurile suportate în mod normal la conectarea a două sisteme naționale de transport învecinate prin interconexiunea de curent alternativ. | Compatibil | 2. Paragraph 1 shall also apply, in exceptional cases, to alternating current interconnectors provided that the costs and risks of the investment in question are particularly high when compared with the costs and risks normally incurred when connecting two neighbouring national transmission systems by an alternating current interconnector. |
| (3) Alineatul (1) se aplică și în cazul creșterilor semnificative de putere în capacitățile de interconexiune existente. | **Articolul 41. Derogări pentru interconexiuni noi** (2) Prevederile alin. (1) se aplică și în cazul creșterii semnificative a capacității în interconexiunile existente, precum și în cazuri excepționale, pentru interconexiunile de curent alternativ, cu condiția că costurile și riscurile investiționale în cauză să fie suficient de mari în comparație cu costurile și riscurile suportate în mod normal la conectarea a două sisteme naționale de transport învecinate prin interconexiunea de curent alternativ. | Compatibil | 3. Paragraph 1 shall also apply to significant increases of capacity in existing interconnectors. |
| (4) Decizia prin care se acordă o scutire astfel cum se menționează la alineatele (1), (2) și (3) este adoptată de la caz la caz de către autoritățile de reglementare ale statelor membre interesate. O scutire poate acoperi total sau parțial puterea capacității de interconexiune noi sau pe cea a capacității de interconexiune existente cu o putere semnificativ crescută.  În termen de două luni de la data la care ultima dintre autoritățile de reglementare în cauză primește cererea de scutire, ACER poate furniza un aviz consultativ autorităților de reglementare respective. Acestea își pot baza decizia pe avizul respectiv.  La decizia de acordare a unei scutiri, autoritățile de reglementare iau în considerare, de la caz la caz, necesitatea de a impune condiții privind durata scutirii și accesul nediscriminatoriu la capacitatea de interconexiune. La luarea deciziei privind respectivele condiții, autoritățile de reglementare iau în calcul, în special, capacitatea suplimentară ce va fi construită sau modificarea capacității existente, orizontul de timp al proiectului și condițiile naționale.  Înainte de acordarea unei scutiri, autoritățile de reglementare ale statului membru implicat decid asupra normelor și mecanismelor pentru gestionarea și alocarea capacității. Respectivele norme referitoare la gestionarea congestiilor includ obligația de a oferi pe piață capacitatea neutilizată, iar utilizatorii interconexiunii au dreptul de a-și comercializa capacitățile de interconexiune contractate pe piața secundară. La evaluarea criteriilor menționate la alineatul (1) literele (a), (b) și (f), sunt luate în considerare rezultatele respectivei proceduri de alocare a capacităților.  În cazul în care toate autoritățile de reglementare în cauză au ajuns la un acord cu privire la decizia de scutire în termen de șase luni de la primirea cererii, acestea comunică decizia luată ACER.  Decizia de scutire, inclusiv condițiile prevăzute la cel de-al treilea paragraf al prezentului alineat, trebuie motivată corespunzător și publicată. | **Articolul 41. Derogări pentru interconexiuni noi**  (3) Derogarea prevăzută la alin. (1) și (2) se acordă, pentru fiecare caz în parte, prin hotărâre a Agenției în coordonare cu autoritatea de reglementare în cauză din Statul Membru al Uniunii Europene și/sau din Partea Contractantă a Comunității Energetice. Hotărârea privind acordarea derogării poate acoperi integral sau parțial capacitatea interconexiunii noi sau a interconexiunii existente, cu o capacitate majorată semnificativ.  (4) La primirea cererii de acordare a derogării, Agenția notifică fără întârziere Secretariatul Comunității Energetice, Comitetul de Reglementare al Comunității Energetice sau, în măsura în care Statele Membre ale Uniunii Europene sunt afectate, ACER, cu privire la cererea primită și transmite o copie a acesteia. Comitetul de Reglementare al Comunității Energetice sau, în măsura în care Statele Membre ale Uniunii Europene sunt afectate, ACER, în termen de două luni de la primirea cererii de derogare de către ultima autoritate de reglementare în cauză, prezintă, dacă consideră necesar, un aviz consultativ Agenției. Agenția își poate baza hotărârea de derogare pe avizul primit în conformitate cu prezentul alineat.  (5) Pentru a decide cu privire la acordarea unei derogări, Agenția va lua în considerare, în fiecare caz în parte, necesitatea impunerii unor condiții privind durata derogării și accesul nediscriminatoriu la interconexiune. La stabilirea acestor condiții, Agenția ține cont, în special, de capacitatea suplimentară ce urmează să fie construită sau modificată, durata proiectului și specificul sistemului electroenergetic.  (6) Înainte de acordarea unei derogări, Agenția și autoritatea de reglementare a Părții Contractante din Comunitatea Energetică și/sau a Statului Membru al Uniunii Europene în cauză decid asupra regulilor și mecanismelor care trebuie utilizate pentru gestionarea și alocarea capacităților. Regulile privind gestionarea congestiilor vor include obligația de a oferi capacitatea neutilizată pe piața energiei electrice, precum și dreptul utilizatorilor interconexiunii respective de a comercializa capacitățile contractate pe piața secundară. La evaluarea criteriilor prevăzute la alin. (1) lit. a), b) și f), Agenția trebuie să țină cont de rezultatele procedurii de alocare a capacităților.  (8) Agenția aprobă hotărârea privind acordarea derogării dacă, în termen de 6 luni de la primirea cererii de acordare a derogării, a ajuns la un acord comun cu autoritatea de reglementare a Părții Contractante din Comunitatea Energetică și/sau a Statului Membru al Uniunii Europene în cauză. Hotărârea privind acordarea derogării va fi motivată în mod corespunzător și va fi publicată în Monitorul Oficial al Republicii Moldova și plasată pe pagina web oficială a Agenției. | Compatibil | 4. The decision granting an exemption as referred to in paragraphs 1, 2 and 3 shall be taken on a case-by-case basis by the regulatory authorities of the Member States **and Contracting Parties** concerned. An exemption may cover all or part of the capacity of the new interconnector, or of the existing interconnector with significantly increased capacity.  Within two months of receipt of the request for exemption by the last of the regulatory authorities concerned, **Energy Community Regulatory Board or, to the extent Member States are affected, the Agency for the Cooperation of Energy Regulators, acting in accordance with Article 2 of Procedural Act No 2022/01/MC-EnC,** may provide those regulatory authorities with an opinion. The regulatory authorities may base their decision on that opinion.  In deciding to grant an exemption, regulatory authorities shall take into consideration, on a case- by-case basis, the need to impose conditions regarding the duration of the exemption and non- discriminatory access to the interconnector. When deciding on those conditions, regulatory authorities shall, in particular, take account of additional capacity to be built or the modification of existing capacity, the time-frame of the project and national circumstances.  Before granting an exemption, the regulatory authorities of the **Contracting Parties and Member States** concerned shall decide on the rules and mechanisms for management and allocation of capacity. Those congestion-management rules shall include the obligation to offer unused capacity on the market and users of the facility shall be entitled to trade their contracted capacities on the secondary market. In the assessment of the criteria referred to in points (a), (b) and (f) of paragraph 1, the results of the capacity-allocation procedure shall be taken into account.  Where all the regulatory authorities concerned have reached agreement on the exemption decision within six months of receipt of the request, they shall inform the **Energy Community Regulatory Board or, to the extent Member States are affected, the Agency for the Cooperation of Energy Regulators** of that decision.  The exemption decision, including any conditions referred to in the third subparagraph of this paragraph, shall be duly reasoned and published. |
| (5) Decizia menționată la alineatul (4) se adoptă de către ACER:  (a) în situația în care autoritățile de reglementare în cauză nu au ajuns la un acord în termen de șase luni de la data la care ultima dintre aceste autorități de reglementare a primit solicitarea de scutire; sau  (b) la solicitarea comună a autorităților de reglementare în cauză.  Înainte de adoptarea unei decizii, ACER consultă autoritățile de reglementare în cauză și solicitanții. | **Articolul 41. Derogări pentru interconexiuni noi** (9) În cazul în care în termenul stabilit la alin. (8) Agenția nu a ajuns la un acord comun cu autoritatea de reglementare a Părții Contractante din Comunitatea Energetică și/sau a Statului Membru al Uniunii Europene în cauză, sau la cererea comună a Agenției și autorității de reglementare vizate, decizia privind acordarea derogării este luată de Comitetul de Reglementare al Comunității Energetice și, în măsura în care Statele Membre ale Uniunii Europene sunt afectate, de ACER. Înainte de a lua o astfel de decizie, Comitetul de Reglementare al Comunității Energetice sau, în măsura în care Statele Membre ale Uniunii Europene sunt afectate, ACER, consultă autoritățile de reglementare în cauză și solicitanții. | Compatibil | 5. The decision referred to in paragraph 4 shall be taken by the **Energy Community Regulatory Board or, to the extent Member States are affected, the Agency for the Cooperation of Energy Regulators, acting in accordance with Article 2 of Procedural Act No 2022/01/MC-EnC,**:  (a) where the regulatory authorities concerned have not been able to reach an agreement within six months from the date on which the last of those regulatory authorities received the exemption request; or  (b) upon a joint request from the regulatory authorities concerned.  Before taking such a decision, the **Energy Community Regulatory Board or, to the extent Member States are affected, the Agency for the Cooperation of Energy Regulators, acting in accordance with Article 2 of Procedural Act No 2022/01/MC-EnC,** shall consult the regulatory authorities concerned and the applicants. |
| (6) În pofida alineatelor (4) și (5), statele membre pot prevedea ca autoritățile de reglementare sau ACER, după caz, să prezinte organismului relevant din statul membru, în vederea unei decizii oficiale, avizul privind cererea de scutire. Avizul respectiv se publică împreună cu decizia. | **Articolul 41. Derogări pentru interconexiuni noi (**7) Agenția poate consulta, dacă este cazul, organele centrale de specialitate ale administrației publice cu privire la aprobarea hotărârii de acordare a derogării. Avizele primite de Agenție se publică pe pagina web oficială a Agenției. | Compatibil | 6. Notwithstanding paragraphs 4 and 5, **Contracting Parties** may provide for the regulatory authority or the **Energy Community Regulatory Board or, to the extent Member States are affected, the Agency for the Cooperation of Energy Regulators**, as the case may be, to submit, for a formal decision, to the relevant body in the **Contracting Parties**, its opinion on the request for an exemption. That opinion shall be published together with the decision. |
| (7) O copie a fiecărei cereri de scutire se transmite imediat de către autoritățile de reglementare Comisiei și ACER, la data primirii, în scop informativ. Decizia, împreună cu toate informațiile relevante referitoare la aceasta, este notificată Comisiei fără întârziere, de către autoritățile de reglementare în cauză sau de către ACER (organisme de notificare). Aceste informații pot fi comunicate Comisiei în formă consolidată, permițându-i-se astfel să ajungă la o decizie bine fundamentată. Informațiile trebuie să cuprindă, în special:  (a) motivele detaliate pe baza cărora a fost acordată sau refuzată scutirea, inclusiv datele financiare care demonstrează necesitatea derogării;  (b) analiza efectuată în privința efectelor acordării scutirii asupra concurenței și asupra bunei funcționări a pieței interne de energie electrică;  (c) motivele care justifică durata și cota din puterea totală a capacității de interconexiune respective pentru care se acordă scutirea; și  (d) rezultatul consultărilor cu autoritățile de reglementare în cauză. | **Articolul 41. Derogări pentru interconexiuni noi** (4) La primirea cererii de acordare a derogării, Agenția notifică fără întârziere Secretariatul Comunității Energetice, Comitetul de Reglementare al Comunității Energetice sau, în măsura în care Statele Membre ale Uniunii Europene sunt afectate, ACER, cu privire la cererea primită și transmite o copie a acesteia. Comitetul de Reglementare al Comunității Energetice sau, în măsura în care Statele Membre ale Uniunii Europene sunt afectate, ACER, în termen de două luni de la primirea cererii de derogare de către ultima autoritate de reglementare în cauză, prezintă, dacă consideră necesar, un aviz consultativ Agenției. Agenția își poate baza hotărârea de derogare pe avizul primit în conformitate cu prezentul alineat.  (10) Agenția notifică fără întârziere Secretariatul Comunității Energetice, Comitetul de Reglementare al Comunității Energetice și, în măsura în care Statele Membre ale Uniunii Europene sunt afectate, ACER și Comisia Europeană cu privire la adoptarea hotărârii privind acordarea derogării sau privind respingerea cererii de acordare a derogării și transmiterea copiei de pe hotărârea de acordare/respingere a derogării adoptată, a cererii de acordare a derogării, precum și alte informații relevante. Aceste informații pot fi transmise în formă agregată, permițând Secretariatului Comunității Energetice sau, în măsura în care Statele Membre ale Uniunii Europene sunt afectate, Comisiei Europene să ia o decizie întemeiată. În special, informațiile trebuie să conțină:  a) motivele detaliate pe baza cărora a fost acordată sau refuzată acordarea derogării, inclusiv informațiile financiare care justifică necesitatea derogării;  b) analiza efectuată cu privire la efectul derogării asupra concurenței și asupra funcționării efective a pieței energiei electrice;  c) motivele care justifică durata și cota din capacitatea totală a interconexiunii în cauză pentru care se acordă derogarea;  d) rezultatul consultării autorităților de reglementare implicate. | Compatibil | 7. A copy of every request for exemption shall be transmitted for information without delay by the regulatory authorities to the **Energy Community Secretariat** and **Energy Community Regulatory Board, and to the extent Member States are affected to the European Commission and the Agency for the Cooperation of Energy Regulators** on receipt. The decision shall be notified, without delay, by the regulatory authorities concerned or by **Energy Community Regulatory Board and, to the extent Member States are affected, by the Agency for the Cooperation of Energy Regulators** (the notifying bodies), to the **Energy Community Secretariat and, to the extent Member States are affected, to the European Commission**, together with all the relevant information with respect to the decision. That information may be submitted to the **Energy Community Secretariat, and to the extent Member States are affected, to the European Commission** in aggregate form, enabling the **Energy Community Secretariat or, to the extent Member States are affected, the European Commission** to reach a well-founded decision. In particular, the information shall contain:  (a) the detailed reasons on the basis of which the exemption was granted or refused, including the financial information justifying the need for the exemption;  (b) the analysis undertaken of the effect on competition and the effective functioning of the internal market for electricity resulting from the grant of the exemption;  (c) the reasons for the time period and the share of the total capacity of the interconnector in question for which the exemption is granted; and  (d) the result of the consultation of the regulatory authorities concerned. |
| (8) În termen de 50 de zile lucrătoare din ziua următoare datei primirii notificării în temeiul alineatului (7), Comisia poate adopta o decizie prin care să solicite ca organismele de notificare să modifice sau să retragă decizia de acordare a unei scutiri. Termenul respectiv poate fi prelungit cu încă 50 de zile lucrătoare, în cazul în care Comisia solicită informații suplimentare. Termenul suplimentar începe în ziua imediat următoare primirii informațiilor suplimentare complete. Termenul inițial poate fi, de asemenea, prelungit cu acordul Comisiei și al organismelor de notificare.  În cazul în care informațiile solicitate nu sunt furnizate în cadrul perioadei stabilite în cererea Comisiei, notificarea se consideră retrasă cu excepția cazurilor în care, înainte de expirarea perioadei, fie perioada a fost prelungită cu acordul Comisiei și al autorităților de notificare, fie organismele de notificare au informat Comisia, furnizând motive întemeiate, asupra faptului că notificarea este considerată a fi completă.  Organismele de notificare se conformează deciziei Comisiei de modificare sau de retragere a deciziei de scutire în termen de o lună de la primire și informează Comisia în consecință.  Comisia asigură confidențialitatea informațiilor sensibile din punct de vedere comercial.  Decizia Comisiei cu privire la acordarea unei scutiri încetează să mai producă efecte la doi ani de la data adoptării, în cazul în care, la acea dată, construcția capacității de interconexiune nu a început și la cinci ani de la data adoptării în cazul în care, la acea dată, capacitatea de interconexiune nu este încă operațională, exceptând cazul în care Comisia decide, pe baza unei solicitări motivate din partea organismelor de notificare, că orice întârziere se datorează unor obstacole majore asupra cărora persoana căreia i s-a acordat scutirea nu are control. | **Articolul 41. Derogări pentru interconexiuni noi** (11) În termen de 50 de zile lucrătoare de la data primirii notificării conform alin. (10), Secretariatul Comunității Energetice sau, în măsura în care Statele Membre ale Uniunii Europene sunt afectate, Comisia Europeană poate emite un aviz prin care să invite Agenția să modifice sau să retragă hotărârea privind acordarea derogării. Acest termen poate fi prelungit cu încă 50 de zile lucrătoare în cazul în care sunt solicitate informații suplimentare de către Secretariatul Comunității Energetice sau, în măsura în care Statele Membre ale Uniunii Europene sunt afectate, Comisia Europeană. Perioada suplimentară începe în ziua următoare primirii informațiilor complete. Perioada inițială poate fi prelungită și cu acordul Secretariatului Comunității Energetice sau, în măsura în care Statele Membre ale Uniunii Europene sunt afectate, al Comisiei Europene și al Agenției, precum și al altei autorități de reglementare în cauză.  (12) În cazul în care Secretariatul Comunității Energetice, sau, în măsura în care Statele Membre ale Uniunii Europene sunt afectate, Comisia Europeană solicită informații suplimentare în conformitate cu alin. (11), iar informațiile solicitate nu au fost furnizate în termenul stabilit în cererea respectivă, notificarea depusă în conformitate cu alin. (10) se consideră retrasă, cu excepția cazului în care, înainte de expirarea termenului stabilit:  a) perioada de transmitere a informațiilor se prelungește prin acordul comun al Secretariatului Comunității Energetice sau, în măsura în care Statele Membre ale Uniunii Europene sunt afectate, al Comisiei Europene și al Agenției; sau  b) Agenția informează Secretariatul Comunității Energetice sau, în măsura în care Statele Membre ale Uniunii Europene sunt afectate, Comisia Europeană, printr-o declarație motivată corespunzător, că consideră notificarea ca fiind completă.  (13) Agenția ține cont în cea mai mare măsură de avizul Secretariatului Comunității Energetice sau, în măsura în care Statele Membre ale Uniunii Europene sunt afectate, de avizul Comisiei Europene care recomandă modificarea sau retragerea hotărârii privind acordarea derogării. În cazul în care hotărârea finală a Agenției diferă de avizul Secretariatului Comunității Energetice sau, în măsura în care Statele Membre ale Uniunii Europene sunt afectate, de avizul Comisiei Europene, Agenția furnizează și publică, împreună cu respectiva hotărâre, raționamentul care stă la baza hotărârii sale.  (14) În cazul în care construcția interconexiunii nu a început încă în termen de doi ani de la data aprobării de către Agenție a hotărârii privind acordarea derogării, sau după 5 ani de la data aprobării, dacă interconexiunea nu a devenit operațională, hotărârea privind acordarea derogării expiră, cu excepția cazului în care Secretariatul Comunității Energetice sau, în măsura în care Statele Membre ale Uniunii Europene sunt afectate, Comisia Europeană decide, pe baza unei cereri motivate a Agenției și a autorității de reglementare în cauză, că orice întârziere se datorează unor impedimente majore, independente de voința persoanei căreia i s-a acordat derogarea. | Compatibil | 8. Within 50 working days of the day following that of receipt of the notification under paragraph 7, the **Energy Community Secretariat or, to the extent Member States are affected, the European Commission** may **issue an opinion inviting** the notifying bodies to amend or withdraw the decision to grant an exemption. That period may be extendedby an additional 50 working days where further information is requested by the **Energy Community Secretariat or, to the extent Member States are affected, the European Commission**. The additional period shall begin on the day following receipt of the complete information. The initial period may also be extended by consent of both the **Energy Community Secretariat, or, to the extent Member States are affected, the European Commission** and the notifying bodies.  Where the requested information is not provided within the period set out in the **Energy Community Secretariat**'s, **or, to the extent Member States are affected, the European Commission’s** request, the notification shall be deemed to be withdrawn unless, before the expiry of that period, either the period is extended by consent of both the **Energy Community Secretariat, or, to the extent Member States are affected, the European Commission** and the notifying bodies, or the notifying bodies, in a duly reasoned statement, inform the **Energy Community Secretariat and, to the extent Member States are affected, the European Commission** that they consider the notification to be complete.  **The notifying bodies shall take the utmost account of a Secretariat's or, to the extent Member States are affected, the European Commission’s opinion that recommends to amend or withdraw the exemption decision. Where the final decision diverges from the Secretariat’s, or, to the extent Member States are affected, the European Commission’s opinion, the regulatory authority concerned shall provide and publish, together with that decision, the reasoning underlying its decision. Diverting decisions shall be included in the agenda of the firstmeeting of theMinisterial Council following the date of the decision, for information and discussion.**  The **Energy Community Secretariat and the European Commission** shall protect the confidentiality of commercially sensitive information.  The **Energy Community Secretariat's or, to the extent Member States are affected, the European Commission’s opinion on** an exemption decision shall expire two years after the date of its adoption in the event that construction of the interconnector has not started by that date, and five years after the date of its adoption if the interconnector has not become operational by that date, unless the **Energy Community Secretariat or, to the extent Member States are affected, the European Commission** decides, on the basis of a reasoned request by the notifying bodies, that any delay is due to major obstacles beyond the control of the person to whom the exemption has been granted. |
| (9) În cazul în care autoritățile de reglementare ale statului membru în cauză decid să modifice o decizie de scutire, acestea notifică fără întârziere decizia lor Comisiei, împreună cu toate informațiile relevante referitoare la decizia respectivă. Alineatele (1)-(8) se aplică deciziei de modificare a unei decizii de scutire, luând în considerare particularitățile derogării existente. | **Articolul 41. Derogări pentru interconexiuni noi**  (15) În cazul în care Agenția și autoritatea de reglementare în cauză, decid să modifice hotărârea privind acordarea derogării, acestea notifică fără întârziere decizia lor Secretariatului Comunității Energetice sau, în măsura în care Statele Membre ale Uniunii Europene sunt afectate, Comisiei Europene, împreună cu toate informațiile relevante cu privire la hotărârea respectivă. Alineatele (1) - (13) se aplică hotărârii de modificare a hotărârii privind acordarea derogării, ținând cont de particularitățile derogării existente. | Compatibil | 9. Where the regulatory authorities of the **Contracting Parties and Member States** concerned decide to modify an exemption decision, they shall notify their decision to the **Energy Community Secretariat or, to the extent Member States are affected, the European Commission** without delay, together with all the relevant information with respect to the decision. Paragraphs 1 to 8 shall apply to the decision to modify an exemption decision, taking into account the particularities of the existing exemption. |
| (10) Comisia poate, la cerere sau din oficiu, să redeschidă procedura referitoare la o cerere de scutire în cazul în care:  (a) ținând seama în mod corespunzător de așteptările legitime ale părților și de echilibrul economic obținut în cadrul deciziei de scutire inițiale, a avut loc o schimbare semnificativă privind oricare dintre faptele pe care s-a fundamentat decizia;  (b) întreprinderile în cauză acționează contrar angajamentelor pe care și le-au asumat; sau  (c) decizia a fost fundamentată pe informații incomplete, inexacte sau care induc în eroare, furnizate de părți. | **Articolul 41. Derogări pentru interconexiuni noi**  (16) Secretariatul Comunității Energetice sau, în măsura în care Statele Membre ale Uniunii Europene sunt afectate, Comisia Europeană poate, la cerere sau din proprie inițiativă, să redeschidă procedurile referitoare la o cerere de acordare a derogării, în cazul în care:  a) ținând cont în mod corespunzător de așteptările legitime ale părților și de echilibrul economic realizat în hotărârea inițială privind acordarea derogării, s-a produs o modificare materială în oricare dintre faptele pe care s-a întemeiat hotărârea;  b) întreprinderile în cauză acționează contrar angajamentelor asumate; sau  c) hotărârea sa bazat pe informații incomplete, incorecte sau înșelătoare, care au fost furnizate de părți. | Compatibil | 10. The **Energy Community Secretariat or, to the extent Member States are affected, the European Commission** may, on request or on its own initiative, reopen proceedings relating to an exemption request where:  (a) taking due account of the legitimate expectations of the parties and of the economic balance- achieved in the original exemption decision, there has been a material change in any of the facts on which the decision was based;  (b) the undertakings concerned act contrary to their commitments; or  (c) the decision was based on incomplete, incorrect or misleading information, which was provided by the parties |
| (11) Comisia este împuternicită să adopte acte delegate în conformitate cu articolul 68 pentru completarea prezentului regulament prin stabilirea orientărilor cu privire la aplicarea condițiilor stabilite la alineatul (1) din prezentul articol și prin stabilirea procedurii care trebuie urmată pentru aplicarea alineatului (4) și a alineatelor (7)-(10) din prezentul articol. |  | Prevederi UE neaplicabile | 11. **<…>** |
| **Articolul 64**  **Derogări**  (1) Statele membre pot solicita derogări de la dispozițiile relevante menționate la articolele 3 și 6, articolul 7 alineatul (1), articolul 8 alineatele (1) și (4), articolele 9, 10 și 11, articolele 14-17, articolele 19-27, articolele 35-47 și articolul 51, cu condiția ca:  (a) statul membru poate demonstra că are probleme majore la exploatarea micilor sisteme izolate și ale micilor sisteme conectate;  (b) pentru regiunile ultraperiferice în înțelesul articolului 349 din TFUE, care nu pot fi interconectate cu piața de energie a Uniunii din motive materiale evidente.  În cazul menționat la primul paragraf litera (a), derogarea este limitată în timp și face obiectul anumitor condiții care vizează creșterea concurenței și integrarea pe piața internă de energie electrică.  În cazul menționat la primul paragraf litera (b), derogarea nu este limitată în timp.  Înainte de a adopta decizia, Comisia informează statele membre cu privire la aceste solicitări, cu asigurarea confidențialității informațiilor sensibile din punct de vedere comercial.  O derogare acordată în temeiul prezentului articol urmărește să asigure că nu împiedică tranziția către energia din surse regenerabile, flexibilitate sporită, stocarea energiei, electromobilitate și consumul dispecerizabil.  În decizia de acordare a unei derogări, Comisia prevede în ce măsură derogarea trebuie să țină cont de aplicarea codurilor de rețea și a orientărilor. |  | Prevederi UE neaplicabile | ***Article 64***  **Derogations**  **<…>** |
| (2) Articolele 3, 5 și 6, articolul 7 alineatul (1), articolul 7 alineatul (2) literele (c) și (g), articolele 8-17, articolul 18 alineatele (5) și (6), articolele 19 și 20, articolul 21 alineatele (1), (2), (4)- (8), articolul 22 alineatul (1) litera (c), articolul 22 alineatul (2) literele (b) și (c), articolul 22 alineatul (2) ultimul paragraf, articolele 23- 27, articolul 34 alineatele (1), (2) și (3), articolele 35-47, articolul 48 alineatul (2), articolele 49 și 51 nu se aplică Ciprului până când sistemul său de transport nu este conectat la sistemele de transport ale altor state membre prin interconectări.  În cazul în care sistemul de transport din Cipru nu este conectat la sistemele de transport ale altor state membre prin intermediul interconectărilor până la 1 ianuarie 2026, Cipru evaluează necesitatea de derogare de la respectivele dispoziții și poate transmite Comisiei o cerere de prelungire a derogării. Comisia evaluează dacă aplicarea dispozițiilor în cauză riscă să creeze probleme semnificative pentru exploatarea sistemului electroenergetic în Cipru sau dacă se preconizează că aplicarea lor în Cipru va oferi beneficii pentru funcționarea pieței. Pe baza evaluării în cauză, Comisia emite o decizie motivată de prelungire a derogării în tot sau în parte. Decizia se publică în Jurnalul Oficial al Uniunii Europene. |  | Prevederi UE neaplicabile |  |
| (2a) Prin derogare de la articolul 6 alineatele (9), (10) și (11), Estonia, Letonia și Lituania pot încheia contracte financiare vizând capacități de echilibrare cu până la cinci ani înainte de începerea furnizării capacităților de echilibrare. Durata acestor contracte nu poate depăși opt ani după aderarea Estoniei, Letoniei și Lituaniei la Zona Sincronă Europa Continentală. Autoritățile de reglementare din Estonia, Letonia și Lituania pot permite operatorilor lor de transport și de sistem să aloce capacitate interzonală în cadrul unui proces bazat pe piață, astfel cum este prevăzut la articolul 41 din Regulamentul (UE) 2017/2195, fără limitări de volum, timp de șase luni de la data la care procesul de alocare co-optimizată este pe deplin pus în aplicare și operațional în temeiul articolului 38 alineatul (3) din regulamentul respectiv. |  | Prevederi UE neaplicabile |  |
| (2b) Prin derogare de la articolul 22 alineatul (4) litera (b), statele membre pot solicita ca o capacitate de producție care a început producția comercială înainte de 4 iulie 2019 și care are emisii mai mari de 550 g de CO2 din combustibili fosili per kWh de energie electrică și mai mari de 350 kg CO2 din combustibili fosili în medie pe an per kWe instalat să fie, sub rezerva respectării articolelor 107 și 108 din TFUE, angajată în mod excepțional sau să primească plăți sau angajamente pentru plăți viitoare după 1 iulie 2025 în cadrul unui mecanism de asigurare a capacității aprobat de Comisie înainte de 4 iulie 2019. |  | Prevederi UE neaplicabile |  |
| (2c) Comisia evaluează impactul solicitării menționate la alineatul (2b) în ceea ce privește emisiile de gaze cu efect de seră. Comisia poate acorda derogarea după evaluarea raportului menționat la alineatul (2d), dacă sunt îndeplinite următoarele condiții:  (a) statul membru a efectuat, la 4 iulie 2019 sau ulterior acestei date, o procedură de ofertare concurențială în temeiul articolului 22 și pentru o perioadă de livrare ulterioară datei de 1 iulie 2025, care vizează maximizarea participării furnizorilor de capacitate care îndeplinesc cerințele de la articolul 22 alineatul (4);  (b) volumul de capacitate oferit în cadrul procedurii de ofertare concurențiale menționate la litera (a) de la prezentul alineat nu este suficient pentru a aborda problema de adecvare identificată în temeiul articolului 20 alineatul (1) pentru perioada de livrare care face obiectul respectivei proceduri de ofertare;  (c) capacitatea de producție care emite mai mult de 550 g de CO2 din combustibili fosili per kWh de energie electrică este angajată sau primește plăți sau angajamente pentru plăți viitoare pentru o perioadă care nu depășește un an, și pentru o perioadă de livrare care nu depășește durata derogării, și este achiziționată printr-un proces suplimentar de achiziții care respectă toate cerințele de la articolul 22, cu excepția celor prevăzute la alineatul (4) litera (b) de la respectivul articol și numai pentru volumul de capacitate necesar pentru a aborda problema de adecvare menționată la litera (b) de la prezentul alineat.  Derogarea în temeiul prezentului alineat se poate aplica până la 31 decembrie 2028, sub rezerva respectării condițiilor prevăzute în prezentul alineat pe întreaga durată a derogării. |  | Prevederi UE neaplicabile |  |
| (2d) Cererea de derogare menționată la alineatul (2b) este însoțită de un raport al statului membru care include:  (a) o evaluare a impactului derogării în ceea ce privește emisiile de gaze cu efect de seră și tranziția către energia din surse regenerabile, creșterea flexibilității, stocarea energiei, electromobilitatea și răspunsul părții de consum;  (b) un plan cu etape intermediare pentru tranziția de la participarea capacității de producție menționate la alineatul (2b) la mecanismele de asigurare a capacității până la data expirării derogării, inclusiv un plan de achiziționare a capacității de înlocuire necesare în conformitate cu traiectoria națională orientativă pentru ponderea globală a energiei din surse regenerabile și o evaluare a obstacolelor în calea investițiilor care cauzează lipsa unor oferte suficiente în cadrul procedurii de ofertare concurențiale menționate la alineatul (2c) litera (a).” |  | Prevederi UE neaplicabile |  |
| (3) Prezentul regulament nu afectează aplicarea derogărilor acordate în temeiul articolului 66 din Directiva (UE) 2019/944. |  | Prevederi UE neaplicabile |  |
| (4) În ceea ce privește atingerea obiectivului de interconectare pentru 2030, astfel cum se prevede în Regulamentul (UE) 2018/1999, legătura electrică dintre Malta și Italia este luată în considerare în mod corespunzător. |  | Prevederi UE neaplicabile |  |
| **Articolul 65**  **Furnizarea de informații și confidențialitatea**  (1) Statele membre și autoritățile de reglementare furnizează Comisiei, la cererea acesteia, toate informațiile necesare în scopul punerii în aplicare a prezentului regulament.  Comisia stabilește un termen rezonabil în care urmează să se furnizeze informațiile, luând în considerare complexitatea informațiilor cerute și urgența cu care sunt necesare informațiile respective.  (2) În cazul în care statul membru sau autoritățile de reglementare implicate nu furnizează informațiile menționate la alineatul (1) în termenul menționat la alineatul (1), Comisia poate solicita toate informațiile necesare în scopul punerii în aplicare a prezentului regulament direct de la întreprinderile în cauză.  La trimiterea unei solicitări de informații către o întreprindere, Comisia transmite, în același timp, o copie a solicitării către autoritățile de reglementare din statul membru pe al cărui teritoriu este situată întreprinderea respectivă.  (3) În solicitarea de informații în temeiul alineatului (1), Comisia indică temeiul juridic al solicitării, termenul în care trebuie furnizate informațiile, scopul solicitării, precum și sancțiunile prevăzute la articolul 66 alineatul (2) pentru furnizarea de date incorecte, incomplete sau înșelătoare.  (4) Proprietarii întreprinderilor sau reprezentanții lor și, în cazul persoanelor juridice, persoanele fizice autorizate să reprezinte întreprinderea prin lege sau prin actul lor constitutiv furnizează informațiile solicitate. În cazul în care există avocați autorizați să furnizeze informații în numele clienților lor, clienții rămân pe deplin responsabili în cazul în care informațiile furnizate sunt incomplete, incorecte sau înșelătoare.  (5) În cazul în care o întreprindere nu furnizează informațiile solicitate în termenul stabilit de Comisie sau dacă furnizează informații incomplete, Comisia poate solicita informațiile prin intermediul unei decizii. Decizia precizează informațiile solicitate și stabilește un termen corespunzător pentru furnizarea lor. Aceasta indică sancțiunile prevăzute la articolul 66 alineatul (2). De asemenea, aceasta indică dreptul de recurs împotriva deciziei la Curtea de Justiție a Uniunii Europene.  În același timp, Comisia transmite o copie a deciziei sale autorităților de reglementare din statul membru pe teritoriul căruia se află reședința persoanei sau sediul întreprinderii.  (6) Informațiile menționate la alineatele (1) și (2) se utilizează numai în scopul punerii în aplicare a prezentului regulament.  Comisia nu divulgă informațiile obținute în temeiul prezentului regulament în cazul în care acestea intră sub incidența secretului profesional. | **Articolul 5. Competența organului central de specialitate al administrației publice în domeniul energeticii**  (2) Organul central de specialitate al administrației publice cooperează cu Secretariatul Comunității Energetice, precum și în cazurile prevăzute de prezenta lege și de cadrul normativ al Comunității Energetice, furnizează informațiile necesare.  **Articolul 9. Obiectivele generale ale Agenției**  (4) La nivel internațional și regional, Agenția cooperează cu autoritățile de reglementare ale Părților Contractante ale Comunității Energetice, ale Statelor Membre ale Uniunii Europene și din țări terțe, cu Comitetul de Reglementare al Comunității Energetice și cu Secretariatul Comunității Energetice. În condițiile și în cazurile prevăzute în cadrul Comunității Energetice, Agenția cooperează cu Agenția Uniunii Europene pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare din Domeniul Energiei (în continuare - ACER).  **Articolul 12. Cooperarea regională cu alte autorități de reglementare în probleme transfrontaliere. Cooperarea cu Secretariatul Comunității Energetice, Comitetul de Reglementare al Comunității Energetice și ACER**  (5) Agenția cooperează cu Secretariatul Comunității Energetice și Comitetul de Reglementare al Comunității Energetice, precum și în cazurile prevăzute de prezenta lege și de cadrul normativ al Comunității Energetice, furnizează informațiile necesare și solicită opiniile cu privire la aspecte specifice. Agenția ține cont în cea mai mare măsură de avizele emise de Secretariatul Comunității Energetice. | Parțial compatibil | ***Article 65***  **Provision of information and confidentiality**  1. **Contracting Parties** and the regulatory authorities shall, on request, provide the **Energy Community Secretariat** with all the information necessary for the purposes of enforcing this Regulation.  The **Energy Community Secretariat** shall set a reasonable time limit within which the information is to be provided, taking into account the complexity and urgency of the information required.  2. If the **Contracting Party** or the regulatory authority concerned does not provide the information referred to in paragraph 1 within the time limit referred to in paragraph 1 the **Energy Community Secretariat** may request all the information necessary for the purpose of enforcing this Regulation directly from the undertakings concerned.  When sending a request for information to an undertaking, the **Energy Community Secretariat** shall, at the same time, forward a copy of the request to the regulatory authorities of the **Contracting Parties** in whose territory the seat of the undertaking is situated.  3. In its request for information under paragraph 1, the **Energy Community Secretariat** shall state the legal basis of the request, the time limit within which the information is to be provided, the purpose of the request, and the penalties provided for in Article 66(2) for supplying incorrect, incomplete or misleading information.  4. The owners of the undertakings or their representatives and, in the case of legal persons, the natural persons authorised to represent the undertaking by law or by their instrument of incorporation, shall supply the information requested. Where lawyers are authorised to supply the information on behalf of their client, the client shall remain fully responsible in the event that the information supplied is incomplete, incorrect or misleading.  5. Where an undertaking does not provide the information requested within the time limit set by the **Energy Community Secretariat** or supplies incomplete information, the **Energy Community Secretariat** may request **the Contracting Party** concerned to require the information to be provided. That request shall specify what information is required and set an appropriate time limit within which it is to be supplied. It shall indicate an appropriate proposal for penalties provided for in Article 66. **<…>**  6. The information referred to in paragraphs 1 and 2 shall be used only for the purposes of enforcing this Regulation.  The **Energy Community Secretariat** shall not disclose information acquired pursuant to this Regulation where that information is covered by the obligation of professional secrecy. |
| **Articolul 66**  **Sancțiuni**  (1) Fără a aduce atingere alineatului (2) din prezentul articol, statele membre adoptă regimul sancțiunilor care se aplică în cazul nerespectării prezentului regulament, a codurilor de rețea adoptate în temeiul articolului 59 și a orientărilor adoptate în temeiul articolului 61 și iau toate măsurile necesare pentru a asigura aplicarea acestora. Aceste sancțiuni trebuie să fie eficace, proporționale și cu efect de descurajare. Statele membre notifică normele respective Comisiei fără întârziere și îi comunică acesteia, fără întârziere, orice modificări ulterioare privind aceste norme. | **Articolul 144. Răspunderea pentru încălcarea legislației în domeniul electroenergetic**  (1) Întreprinderile electroenergetice, întreprinderile care își desfășoară activitatea în conformitate cu autorizațiile emise conform prevederilor de la Articolul 69 și Articolul 81 poartă răspunderea pentru neîndeplinirea sau îndeplinirea necorespunzătoare a funcțiilor și obligațiilor stabilite în prezenta lege, în Legea nr. 174/2017 cu privire la energetică, precum și în actele normative de reglementare aprobate de Agenție.  (2) Agenția suspendă, retrage licențele de desfășurare a activităților în sectorul electroenergetic în cazurile și în modul stabilit la Articolul 22 și Articolul 23, precum și în Legea nr. 160/2011 privind reglementarea prin autorizare a activității de întreprinzător.  (3) Dacă Agenția constată încălcarea de către întreprinderile electroenergetice, de către întreprinderile care activează în conformitate cu autorizațiile emise conform prevederilor de la Articolul 69 și Articolul 81, a prevederilor prezentei legi, ale Legii nr. 174/2017 cu privire la energetică, precum și ale actelor normative de reglementare aprobate de Agenție, aceasta este în drept să inițieze o procedură contravențională în condițiile și termenele stabilite în Codul contravențional.  (4) În cazurile prevăzute expres la Articolul 145 - Articolul 147, Agenția este în drept să aplice sancțiuni financiare titularilor de licențe, titularilor de autorizații și altor persoane juridice, cu respectarea procedurii stabilite în Legii nr. 174/2017 cu privire la energetică.  (5) Alte persoane fizice și juridice răspund pentru încălcarea legislației în domeniul electroenergetic în conformitate cu Codul contravențional. Persoana care a racordat instalațiile electrice la rețeaua electrică fără autorizație sau care a racordat ilegal instalația electrică a sa la instalația electrică a unui consumator final va plăti operatorului de sistem la a cărui rețea electrice s-a racordat, sau consumatorului final la a cărui instalație electrică a fost racordată instalația electrică, echivalentul energiei electrice consumate, care se determină în conformitate cu sistemul paușal și se aplică prin hotărârea adoptată în conformitate cu art. 45 alin. (2) din Codul penal.  **Articolul 145. Sancțiuni pentru încălcarea legislației în domeniul electroenergetic**  (1) Agenția este în drept să aplice, prin hotărâre, sancțiuni în mărime de la 1% la 5% din cifra de afaceri anuală a titularilor de licențe, a titularilor de autorizații, a altor persoane pentru încălcarea obligațiilor ce le revin, manifestate prin:  a) refuzul repetat al titularului licenței, al titularului autorizației de a transmite informațiile, documentele solicitate de Agenție, prezentarea cu întârziere a informațiilor, documentele solicitate sau prezentarea informațiilor, date incomplete sau eronate;  b) refuzul repetat al titularului de licență, al titularului de autorizație de a permite efectuarea controalelor și inspecțiilor inițiate de Agenție sau de a obstrucționa în mod repetat Agenția să efectueze controale și inspecții;  c) refuzul repetat al titularului de licență de a executa deciziile și hotărârile Agenției;  d) efectuarea tranzacției/tranzacțiilor pe piața angro de energie electrică fără a fi înscris în Registrul participanților la piețele angro de energie sau nerespectarea obligației de a notifica Agenției orice modificare a informațiilor prezentate anterior în cererea de înregistrare.  (2) Încălcările prevăzute la alin. (1) care sunt săvârșite în mod repetat se sancționează cu amendă în mărime de 5% din cifra de afaceri anuală a titularului de licență/titularului de autorizație.  (3) Agenția este în drept să aplice, prin hotărâre, sancțiuni în mărime de cel puțin 5% din cifra de afaceri anuală a titularilor de licențe pentru refuzul de a executa obligațiile de serviciu public impuse în conformitate cu prevederile stabilite la Articolul 17, Articolul 114 și Articolul 115.  (4) Agenția este în drept să aplice, prin hotărâre, sancțiuni în mărime de la 5% până la 10% din cifra de afaceri anuală a titularilor de licențe, a altor persoane juridice, pentru încălcarea obligațiilor, manifestată prin:  a) neexecutarea obligațiilor stabilite de Agenție, care a condus la consecințele prevăzute la Articolul 22 alin. (3) lit. c);  b) neexecutarea, în termenele stabilite, a hotărârii adoptate de Agenție în conformitate cu Articolul 19 alin. (6) și (7);  c) neexecutarea de către operatorul sistemului închis de distribuție a hotărârii adoptate de Agenție în conformitate cu Articolul 70 alin. (3);  d) nerespectarea obligațiilor de asigurare a separării conturilor de către întreprinderile electrice;  e) nerespectarea de către operatorul sistemului de transport a cerințelor legate de separare și/sau independență a operatorului sistemului de transport și/sau a hotărârilor Agenției adoptate pentru înlăturarea încălcărilor constatate în acest sens;  f) nerespectarea de către operatorul sistemului de transport a hotărârilor Agenției, adoptate în conformitate cu Articolul 32 alin. (5);  g) nerespectarea de către operatorul sistemului de distribuție a obligațiilor legate de cerințele legate de separare și/sau independență a operatorului sistemului de distribuție și/sau a hotărârilor adoptate de Agenție în conformitate cu Articolul 62 alin. (5);  h) desfășurarea unei activități în sectorul electroenergetic fără licență sau autorizație în acest sens.  (5) Încălcările prevăzute la alin. (4) care sunt săvârșite în mod repetat se sancționează cu amendă în mărime de 10% din cifra de afaceri anuală a titularului de licență, a altei persoane juridice.  (6) Agenția este în drept să aplice, prin hotărâre, sancțiuni în mărime de la 10% până la 15% din cifra de afaceri anuală a titularilor de licențe sau a altor persoane juridice pentru nerespectarea dispozițiilor Comisiei pentru situații de excepționale, ale hotărârilor Agenției cu privire la chestiuni legate de crizele de energie electrică, astfel cum sunt prevăzute la Articolul 14 și Articolul 15. | Compatibil | ***Article 66***  **Penalties**  **1. Contracting Parties shall lay down rules on penalties applicable to infringements of the provisions of this Regulation and shall take all measures necessary to ensure that those provisions are implemented. The penalties provided for must be effective, proportionate and dissuasive. Contracting Parties shall notify these rules and measures to the Energy Community Secretariat and shall notify the EnergyCommunity Secretariatwithout delay of any subsequent amendment affecting them.** |
| (2) Prin decizie, Comisia poate impune întreprinderilor plata unor amenzi care nu depășesc 1 % din totalul cifrei de afaceri din exercițiul financiar anterior, atunci când, în mod deliberat sau din neglijență, întreprinderile respective furnizează date incorecte, incomplete sau înșelătoare ca răspuns la o solicitare prezentată în aplicarea articolului 65 alineatul (3) sau dacă acestea nu se încadrează în termenul stabilit printr-o decizie adoptată în aplicarea articolului 65 alineatul (5) primul paragraf. La stabilirea cuantumului amenzii, Comisia ține seama de gravitatea nerespectării cerințelor menționate la alineatul (1) din prezentul articol. |  | Prevederi UE neaplicabile | **2. <...>** |
| (3) Sancțiunile stabilite în conformitate cu alineatul (1) și deciziile luate în aplicarea alineatului (2) nu au caracter penal. |  | Compatibil | 3. The penalties provided for pursuant to paragraph 1 **<…>** shall not be of a criminal law nature. |
| **Articolul 67**  **Procedura comitetului**  (1) Comisia este asistată de comitetul instituit în temeiul articolului 68 din Directiva (UE) 2019/944. Respectivul comitet reprezintă un comitet în înțelesul Regulamentului (UE) nr. 182/2011.  (2) Atunci când se face trimitere la prezentul alineat, se aplică articolul 5 din Regulamentul (UE) nr. 182/2011. |  | Prevederi UE neaplicabile | ***Article 67***  **Committee procedure**  **<…>** |
| **Articolul 68**  **Exercitarea delegării de competențe**  (1) Competența de a adopta acte delegate este conferită Comisiei în condițiile prevăzute la prezentul articol.  (2) Competența de a adopta acte delegate menționată la articolul 34 alineatul (3), articolul 49 alineatul (4), articolul 59 alineatul (2), articolul 61 alineatul (2) și articolul 63 alineatul (11) se conferă Comisiei până la 31 decembrie 2028. Comisia elaborează un raport privind delegarea de competențe cu cel puțin nouă luni înainte de încheierea acestei perioade și, dacă este cazul, înainte de sfârșitul perioadelor următoare. Delegarea de competențe se prelungește tacit cu perioade de opt ani, cu excepția cazului în care Parlamentul European sau Consiliul se opune prelungirii respective cu cel puțin trei luni înainte de încheierea fiecărei perioade.  (3) Delegarea de competențe menționată la articolul 34 alineatul (3), la articolul 49 alineatul (4), la articolul 59 alineatul (2), la articolul 61 alineatul (2) și la articolul 63 alineatul (11) poate fi revocată oricând de Parlamentul European sau de Consiliu. O decizie de revocare pune capăt delegării de competențe specificate în decizia respectivă. Decizia produce efecte din ziua următoare datei publicării acesteia în Jurnalul Oficial al Uniunii Europene sau de la o dată ulterioară menționată în decizie. Decizia nu aduce atingere actelor delegate care sunt deja în vigoare.  (4) Înainte de adoptarea unui act delegat, Comisia consultă experții desemnați de fiecare stat membru în conformitate cu principiile prevăzute în Acordul interinstituțional din 13 aprilie 2016 privind o mai bună legiferare.  (5) De îndată ce adoptă un act delegat, Comisia îl notifică simultan Parlamentului European și Consiliului.  (6) Un act delegat adoptat în temeiul articolului 34 alineatul (3), al articolului 49 alineatul (4), al articolului 59 alineatul (2), al articolului 61 alineatul (2) și al articolului 63 alineatul (11) intră în vigoare numai în cazul în care nici Parlamentul European și nici Consiliul nu au formulat obiecții în termen de două luni de la notificarea acestuia către Parlamentul European și Consiliu sau în cazul în care, înaintea expirării termenului respectiv, Parlamentul European și Consiliul au informat Comisia că nu vor formula obiecții. Termenul respectiv se prelungește cu două luni la inițiativa Parlamentului European sau a Consiliului. |  | Prevederi UE neaplicabile | ***Article 68***  **Exercise of the delegation**  **<…>** |
| **Articolul 69**  **Reexaminare și rapoartele Comisiei**  (1) Până la 1 iulie 2025, Comisia reexaminează codurile de rețea existente și orientările pentru a evalua care dintre dispozițiile acestora ar putea fi integrate în mod corespunzător în acte legislative ale Uniunii privind piața internă de energie electrică și modul în care competențele pentru coduri de rețea și pentru orientări stabilite în articolele 59 și 61 ar putea fi revizuite.  Până la aceeași dată, Comisia transmite un raport amănunțit al evaluării sale Parlamentului European și Consiliului.  Dacă este cazul, Comisia prezintă propuneri legislative pe baza evaluării sale până la 31 decembrie 2026.  (2) Până la 30 iunie 2026, Comisia reexaminează prezentul regulament și transmite Parlamentului European și Consiliului un raport pe baza acestei reexaminări, însoțit de o propunere legislativă, dacă este cazul.  Raportul Comisiei evaluează, printre altele:  (a) eficacitatea structurii și funcționării actuale a piețelor energiei electrice pe termen scurt, inclusiv în situații de criză sau de urgență, și, în general, potențialele ineficiențe în ceea ce privește piața internă a energiei electrice și diferitele opțiuni pentru introducerea unor posibile măsuri corective și instrumente care să fie aplicate în situații de criză sau de urgență, având în vedere experiența de la nivel internațional și evoluția și noile tendințe de pe piața internă a energiei electrice;  (b) caracterul adecvat al cadrului juridic și financiar actual al Uniunii privind rețelele de distribuție pentru a atinge obiectivele Uniunii în materie de energie din surse regenerabile și de piață internă a energiei;  (c) în conformitate cu articolul 19a, potențialul și viabilitatea instituirii uneia sau a mai multor platforme de piață ale Uniunii pentru contractele de achiziție de energie electrică, care urmează să fie utilizate în mod voluntar, inclusiv interacțiunea respectivelor platforme potențiale cu alte platforme existente pe piața energiei electrice și punerea în comun a cererii de contracte de achiziție de energie electrică prin agregare.  (3) Până la 17 ianuarie 2025, Comisia prezintă Parlamentului European și Consiliului un raport detaliat de evaluare a posibilităților de raționalizare și simplificare a procesului de aplicare a unui mecanism de asigurare a capacității în temeiul capitolului IV, astfel încât să se asigure faptul că statele membre pot răspunde îngrijorărilor legate de adecvare în timp util. În acest context, Comisia solicită ACER să modifice metodologia de evaluare a adecvării resurselor la nivel european menționată la articolul 23, în conformitate cu articolele 23 și 27, după caz. Până la 17 aprilie 2025, după consultarea statelor membre, Comisia prezintă propuneri în vederea simplificării procesului de evaluare a mecanismelor de asigurare a capacității, după caz. |  | Prevederi UE neaplicabile | ***Article 69***  **Commission reviews and reports**  **<…>** |
| ***Articolul 69a***  **Interacțiunea cu actele juridice financiare ale Uniunii**  Prezentul regulament nu aduce atingere aplicării Regulamentelor (UE) nr. 648/2012 și (UE) nr. 600/2014 și a Directivei 2014/65/UE în ceea ce privește activitățile participanților la piață sau ale operatorilor de piață care implică instrumente financiare, în sensul definiției de la articolul 4 alineatul (1) punctul 15 din Directiva 2014/65/UE. |  | Prevederi UE neaplicabile |  |
| **Articolul 70**  **Abrogare**  Regulamentul (CE) nr. 714/2009 se abrogă. Trimiterile la regulamentul abrogat se interpretează ca trimiteri la prezentul regulament și se citesc în conformitate cu tabelul de corespondență din anexa III. |  | Prevederi UE neaplicabile | ***Article 70***  **Repeal**  **Ministerial Council Decision 2011/02/EnC-MC adapting and adopting** Regulation (EC) No 714/2009 is repealed. References to Regulation (EC) No 714/2009 shall be construed as references to this Regulation and shall be read in accordance with the correlation table set out in Annex III. |
| **Articolul 71**  **Intrare în vigoare**  (1) Prezentul regulament intră în vigoare în a douăzecea zi de la data publicării în Jurnalul Oficial al Uniunii Europene.  (2) Prezentul regulament se aplică de la 1 ianuarie 2020.  În pofida primului paragraf, articolele 14, 15, articolul 22 alineatul (4), articolul 23 alineatele (3) și (6) și articolele 35, 36 și 62 se aplică de la data intrării în vigoare a prezentului regulament. În scopul punerii în aplicare a articolului 14 alineatul (7) și a articolului 15 alineatul (2), articolul 16 se aplică de la aceeași dată.  Prezentul regulament este obligatoriu în toate elementele sale și se aplică direct în toate statele membre. |  | Prevederi UE neaplicabile | *Article 71*  **Entry into force**  **This Decision 2022/03/MC-EnC enters into force upon its adoption and is addressed to the Parties and institutions of the Energy Community.**  **Article 2 of Decision D/2022/03/MC-EnC**  **Each Contracting Party shall bring into force the laws, regulations and administrative provisions necessary to comply with <…>, Regulation (EU) 2019/943, <…> by 31 December 2023.**  **Each Contracting Party shall notify the Energy Community Secretariat of completed transposition by sending the text of the provisions of national law which they adopt in the field covered by this Decision and of any subsequent changes within two weeks following the adoption of such measures.** |
| **ANEXA I**  **ATRIBUŢIILE CENTRELOR DE COORDONARE REGIONALE**  1. Calculul coordonat al capacităților  1.1. Centrele de coordonare regionale efectuează calculul coordonat al capacităților interzonale.  1.2. Calculul coordonat al capacităților se efectuează pentru toate intervalele de timp de alocare.  1.3. Calculul coordonat al capacităților este efectuat pe baza metodologiilor elaborate în temeiul orientărilor privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor adoptate în temeiul articolului 18 alineatul (5) din Regulamentul (CE) nr. 714/2009.  1.4. Calculul coordonat al capacităților se efectuează pe baza unui model de rețea comun în conformitate cu punctul 3.  1.5. Calculul coordonat al capacităților asigură o gestionare eficientă a congestiilor în conformitate cu principiile de gestionare a congestiilor definite în prezentul regulament.  2. Analiza coordonată a siguranței  2.1. Centrele de coordonare regionale efectuează analiza coordonată a siguranței, cu scopul de a asigura funcționarea sistemului în condiții de siguranță.  2.2. Analiza siguranței se efectuează pentru toate intervalele de timp ale planificării operaționale, în intervalele de timp dintre cele pentru anul următor și cel intrazilnic, utilizându-se modelele de rețea comune.  2.3. Analiza coordonată a siguranței se efectuează pe baza metodologiilor elaborate în temeiul orientărilor privind operarea sistemului adoptate în temeiul articolului 18 alineatul (5) din Regulamentul (CE) nr. 714/2009.  2.4. Centrele de coordonare regionale împărtășesc rezultatele analizei coordonate a siguranței cel puțin operatorilor de transport și de sistem din regiunea de exploatare a sistemului respectivă.  2.5. Atunci când, în urma analizei coordonate a siguranței, un centru de coordonare regional pentru siguranță detectează o posibilă constrângere, acesta desemnează măsuri de remediere care să maximizeze eficacitatea și eficiența economică.  3. Crearea de modele de rețea comune  3.1. Centrele de coordonare regionale pentru siguranță instituie proceduri eficiente pentru crearea unui model de rețea comun pentru fiecare interval de timp al planificării operaționale, în intervalele de timp dintre cele pentru anul următor și cel intrazilnic.  3.2. Operatorii de transport și de sistem desemnează un centru de coordonare regional care să creeze modelele de rețea comune la nivelul Uniunii.  3.3. Modelele de rețea comune sunt efectuate pe baza metodologiilor elaborate în temeiul orientărilor privind operarea sistemului și a orientărilor privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor adoptate în temeiul articolului 18 alineatul (5) din Regulamentul (CE) nr. 714/2009.  3.4. Modelele de rețea comune includ date relevante pentru eficientizarea planificării operaționale și a calculului coordonat în toate intervalele de timp ale planificării operaționale dintre cele pentru anul următor și cel intrazilnic.  3.5. Modelele de rețea comune sunt puse la dispoziția tuturor Centrelor de Coordonare regionale, a tuturor operatorilor de transport și de sistem, a ENTSO pentru energie electrică și a ACER, la cererea acesteia.  4. Sprijin operatorilor de transport și de sistem pentru evaluarea consecvenței planurilor de apărare și a planurilor de restaurare  4.1. Centrele de coordonare regionale sprijină operatorii de transport și de sistem din regiunea de exploatare a sistemului în efectuarea evaluării consecvenței planurilor de apărare și a planurilor de restaurare ale operatorilor de transport și de sistem în conformitate cu procedurile stabilite în codul de rețea privind starea de urgență și restaurare adoptate în temeiul articolului 6 alineatul (11) din Regulamentul (CE) nr. 714/2009.  4.2. Toți operatorii de transport și de sistem stabilesc de comun acord un prag peste care impactul acțiunilor unuia sau mai multor operatori de transport și de sistem în stare de urgență, de colaps sau de restaurare este considerat semnificativ pentru alți operatori de transport și de sistem care sunt interconectați sincronic sau asincronic.  4.3. Atunci când furnizează sprijin pentru operatorii de transport și de sistem, centrul de coordonare regional trebuie:  (a) să identifice posibilele incompatibilități;  (b) să propună măsuri de atenuare.  4.4. Operatorii de transport și de sistem evaluează și țin seama de măsurile de atenuare propuse.  5. Sprijinirea coordonării și optimizării restaurării la nivel regional  5.1. Fiecare centru de coordonare regional sprijină operatorii de transport și de sistem numiți în calitatea de responsabili cu frecvența și responsabili cu resincronizarea în conformitate cu codul de rețea privind starea de urgență și restaurarea adoptat în temeiul articolului 6 alineatul (11) din Regulamentul (CE) nr. 714/2009 cu scopul de a îmbunătăți eficiența și eficacitatea restaurării sistemului. Operatorii de transport și de sistem din regiunea de exploatare a sistemului stabilesc rolul centrului de coordonare regional pentru siguranță în ceea ce privește sprijinul pentru coordonarea și optimizarea restaurării la nivel regional.  5.2. Operatorii de transport și de sistem pot solicita asistență de la centrele de coordonare regionale dacă sistemul lor se află în stare de colaps sau de restaurare.  5.3. Centrele de coordonare regionale sunt echipați cu sisteme de monitorizare și achiziție de date aproape în timp real având caracterul observabil stabilit prin aplicarea pragului menționat la punctul 4.2.  6. Analiza și raportarea post-operaționale și post-perturbare  6.1. Centrele de coordonare regionale investighează și întocmesc un raport cu privire la orice incident care depășește pragul menționat la punctul 4.2. Autoritățile de reglementare din regiunea de exploatare a sistemului, precum și ACER pot fi implicate în investigație la cererea lor. Raportul conține recomandări având ca scop prevenirea unor incidente similare în viitor.  6.2. Centrele de coordonare regionale publică acest raport. ACER poate formula recomandări având ca scop prevenirea unor incidente similare în viitor.  7. Dimensionarea regională a capacității de rezervă  7.1. Centrele de coordonare regionale calculează capacitatea de rezervă pentru regiunea de exploatare a sistemului respectivă. Stabilirea cerințelor privind capacitatea de rezervă trebuie:  (a) să urmărească obiectivul general de a menține siguranța în funcționare în modul cel mai eficient din punctul de vedere al costurilor;  (b) să fie realizată în intervalul de timp pentru ziua următoare sau intrazilnic sau în ambele intervale;  (c) să calculeze volumul general al capacității de rezervă necesare pentru regiunea de exploatare a sistemului;  (d) să determine volumul general al capacității de rezervă necesare pentru regiunea de exploatare a sistemului;  (e) să țină seama de posibile substituiri între diferitele tipuri de capacitate de rezervă cu scopul de a reduce la minimum costurile achizițiilor publice;  (f) să stabilească cerințele necesare pentru distribuția geografică a capacității de rezervă necesare, dacă este cazul.  8. Facilitarea achizițiilor publice regionale de capacitate de echilibrare  8.1. Centrele de coordonare regionale sprijină operatorii de transport și de sistem din regiunea de exploatare a sistemului respectivă în ceea ce privește stabilirea volumului de capacitate de echilibrare care trebuie achiziționat. Stabilirea volumului de capacitate de echilibrare trebuie:  (a) să fie realizată în intervalul de timp pentru ziua următoare sau intrazilnic sau al ambelor;  (b) să țină seama de posibile substituiri între diferitele tipuri de capacitate de rezervă cu scopul de a reduce la minimum costurile achizițiilor publice;  (c) să țină seama de volumele de capacitate de rezervă necesară care se preconizează că vor fi furnizate prin oferte de energie de echilibrare ce nu sunt prezentate în baza unui contract de capacitate de echilibrare.  8.2. Centrele de coordonare regionale sprijină operatorii de transport și de sistem din regiunea de exploatare a sistemului respectivă în ceea ce privește achiziționarea volumului necesar de capacitate de echilibrare stabilit în conformitate cu punctul 8.1. Achiziționarea capacității de echilibrare trebuie:  (a) să fie realizată în intervalul de timp pentru ziua următoare sau intrazilnic sau în ambele intervale;  (b) să țină seama de posibile substituiri între diferitele tipuri de capacitate de rezervă cu scopul de a reduce la minimum costurile achizițiilor publice.  9. Evaluări privind adecvarea sistemului regional pentru săptămâna următoare și cel puțin pentru ziua următoare și pregătirea de măsuri de reducere a riscurilor  9.1. Centrele de coordonare regionale pentru siguranță realizează evaluări privind adecvarea sistemului regional pentru săptămâna următoare și cel puțin pentru ziua următoare, în conformitate cu procedurile stabilite prin Regulamentul (UE) 2017/1485 și pe baza metodologiei elaborate în conformitate cu articolul 8 din Regulamentul (UE) 2019/941.  9.2. Centrele de coordonare regionale își bazează evaluările regionale pe termen scurt ale adecvării pe informațiile furnizate de operatorii de transport și de sistem din regiunea de exploatare a sistemului respectivă, cu scopul de a identifica situațiile în care se preconizează o lipsă de adecvare în oricare dintre zonele de control sau la nivel regional. Centrele de coordonare regionale țin seama de posibilele schimburi interzonale și limite de siguranță în funcționare în toate intervalele de timp relevante ale planificării operaționale.  9.3. Atunci când efectuează o evaluare a adecvării sistemului regional, fiecare centru de coordonare regional se coordonează cu alte centre de coordonare regionale pentru:  (a) a verifica ipotezele de bază și prognozele;  (b) a detecta posibilele situații de lipsă a adecvării la nivel interregional.  9.4. Fiecare centru de coordonare regional transmite rezultatele evaluării adecvării sistemului regional, împreună cu măsurile pe care le propune pentru reducerea riscului de lipsă a adecvării, către operatorii de transport și de sistem din regiunea de exploatare a sistemului respectivă, precum și către alte centre de coordonare regionale.  10. Coordonarea planificării regionale a întreruperilor  10.1. Fiecare centru de coordonare regional pentru siguranță efectuează coordonarea regională a planificării întreruperilor în conformitate cu procedurile stabilite în orientările privind operarea sistemului de transport al energiei electrice, adoptate în temeiul articolului 18 alineatul (5) din Regulamentul (CE) nr. 714/2009 pentru a monitoriza starea de disponibilitate a activelor relevante și pentru a coordona planurile lor de disponibilitate în vederea asigurării siguranței în funcționare a sistemului de transport, maximizând în același timp puterea capacităților de interconexiune și/sau a sistemelor de transport care afectează fluxurile interzonale.  10.2. Fiecare centru de coordonare regional ține o listă unică a elementelor de rețea, a unităților de producere a energiei electrice și a locurilor de consum relevante ale regiunii de exploatare a sistemului, pe care o pune la dispoziție în mediul de date de planificare operațională ENTSO pentru energie electrică.  10.3. Fiecare centru de coordonare regional realizează următoarele activități legate de coordonarea întreruperilor în regiunea de exploatare a sistemului respectivă:  (a) evaluarea compatibilității în ceea ce privește planificarea întreruperilor, folosind planurile de disponibilitate pentru anul următor ale tuturor operatorilor de transport și de sistem;  (b) punerea la dispoziția operatorilor de transport și de sistem din regiunea de exploatare a sistemului respectivă a unei liste a incompatibilităților de planificare identificate și a soluțiilor pe care le propune pentru a rezolva incompatibilitățile.  11. Optimizarea mecanismelor de compensare între operatorii de transport și de sistem  11.1. Operatorii de transport și de sistem din regiunea de exploatare a sistemului pot decide de comun acord să primească sprijin din partea centrului de coordonare regional în ceea ce privește administrarea fluxurilor financiare legate de deconturile dintre operatorii de transport și de sistem care implică mai mult de doi operatori de transport și de sistem, precum costurile de redispecerizare, veniturile din congestii, abaterile neintenționate sau costurile de achiziționare a rezervelor.  12. Formarea și certificarea personalului care lucrează pentru centrele de coordonare regionale  12.1. Centrele de coordonare regionale elaborează și execută programe de formare și de certificare axate pe exploatarea regională a sistemului, pentru personalul care lucrează pentru Centrele de coordonare regionale.  12.2. Programele de formare acoperă toate componentele relevante ale exploatării sistemului în cazul cărora centrul de coordonare regional îndeplinește atribuții, inclusiv scenarii de criză regională.  13. Identificarea scenariilor regionale de criză de energie electrică  13.1. Dacă ENTSO pentru energie electrică deleagă această funcție, centrele de coordonare regionale identifică scenarii regionale de criză a energiei electrice în conformitate cu criteriile prevăzute la articolul 6 alineatul (1) din Regulamentul (UE) 2019/941.  Identificarea scenariilor regionale de criză a energiei electrice se efectuează în conformitate cu metodologia prevăzută la articolul 5 din Regulamentul (UE) 2019/941.  13.2. Centrele de coordonare regionale sprijină autoritățile competente ale fiecărei regiuni de exploatare a sistemului, la cererea acestora, în elaborarea și realizarea simulării bienale de situații de criză în conformitate cu articolul 12 alineatul (3) din Regulamentul (UE) 2019/941.  14. Identificarea necesităților de noi capacități de transmisie, de modernizare a capacităților existente de transmisie sau a alternativelor la acestea.  14.1. Centrele de coordonare regionale sprijină operatorii de transport și de sistem în vederea identificării necesităților de capacități noi de transmisie, de actualizare a capacităților existente de transmisie sau a alternativelor la aceasta, care trebuie prezentate grupurilor regionale instituite în temeiul Regulamentului (UE) nr. 347/2013 și incluse în planul de dezvoltare a rețelei pe 10 ani menționat la articolul 51 din Directiva (UE) 2019/944.  15. Calculul capacității maxime de intrare disponibile pentru participarea capacității externe la mecanismele de asigurare a capacității.  15.1. Centrele de coordonare regionale sprijină operatorul de transport și de sistem în privința calculului capacității maxime de intrare disponibilă pentru participarea capacității externe în mecanismele de capacitate, ținând seama de disponibilitatea de interconectare preconizată și de probabilitatea suprasolicitării în același timp a sistemului unde se aplică mecanismul și a sistemului în care este situată capacitatea externă.  15.2. Calculul se efectuează în conformitate cu metodologia prevăzută la articolul 26 alineatul (11) litera (a).  15.3. Centrele de coordonare regionale prezintă un calcul pentru fiecare graniță a zonei de ofertare acoperită de regiunea de exploatare a sistemului.  16. Pregătirea evaluărilor adecvării sezoniere  16.1. În cazul în care ENTSO pentru energie electrică deleagă această funcție în temeiul articolului 9 din Regulamentul (UE) 2019/941, centrele de coordonare regionale efectuează evaluări ale adecvării sezoniere.  16.2. Pregătirea evaluărilor adecvării sezoniere se efectuează pe baza metodologiei elaborate în temeiul articolului 8 din Regulamentul (UE) 2019/941. | **Articolul 56. Înființarea și atribuțiile centrului regional de coordonare**  (7) Centrul de coordonare regională îndeplinește cel puțin toate atribuțiile de interes regional în regiunea de operare a sistemului pentru care este înființat și cooperează cu alte centre regionale de coordonare care desfășoară atribuții în aceeași regiune de exploatare a sistemului, după cum urmează:  a) efectuarea calculului coordonat al capacităților;  b) efectuarea analizei coordonate de securitate;  c) crearea de modele comune de rețele;  d) sprijinirea evaluării consecvenței planurilor de apărare și a planurilor de restaurare ale operatorului sistemului de transport;  e) realizarea prognozelor privind adecvanța sistemului de nivel regional pentru săptămâna următoare și cel puțin pentru ziua următoare, și pregătirea acțiunilor de reducere a riscurilor, precum și a procedurilor relevante de exploatare a sistemului;  f) realizarea coordonării planificării întreruperilor regionale;  g) formarea și certificarea personalului care lucrează pentru centrul de coordonare regională;  h) sprijinirea coordonării și optimizării restaurării la nivel regional, la cererea operatorului sistemului de transport;  i) efectuarea de analize post-operaționale și post-perturbare și raportarea;  j) dimensionarea regională a capacității de rezervă;  k) facilitarea achiziției regionale de capacitate de echilibrare;  l) sprijinirea operatorului sistemului de transport, la cererea acestuia, în optimizarea decontărilor dintre operatorii sistemelor de transport;  m) îndeplinirea atribuțiilor legate de identificarea scenariilor regionale de criză de energie electrică în cazul și în măsura în care acestea sunt delegate centrului regional de coordonare;  n) îndeplinirea atribuțiilor legate de evaluările adecvanței sezoniere în cazul și în măsura în care acestea sunt delegate centrului regional de coordonare;  o) calcularea valorii capacității maxime de intrare disponibile pentru participarea capacității externe la mecanismele de asigurare a capacității în scopul emiterii unei recomandări conform prevederilor de la Articolul 54 alin. (6).  p) îndeplinirea atribuțiilor legate de sprijinirea operatorului sistemului de transport în identificarea necesităților de capacități noi de transport, de modernizare a capacităților de transport existente sau a alternativelor la acestea, care trebuie prezentate grupurilor regionale și incluse în planul de dezvoltare a rețelelor electrice de transport pentru 10 ani prevăzut la Articolul 37;  q) alte atribuții stabilite în cadrul normativ al Comunității Energetice.  (8) Atribuțiile menționate la alin. (7) sunt stabilite detaliat în cadrul normativ al Comunității Energetice. Atribuțiile prevăzute la alin. (7) lit. a)-f) se realizează în conformitate cu metodologiile, procedurile elaborate în conformitate cu codurile rețelelor electrice și liniile directoare menționate la Articolul 39.  (9) Atribuțiile centrului regional de coordonare prevăzute în prezentul articol care nu sunt acoperite de codurile rețelelor electrice sau liniile directoare relevante prevăzute la Articolul 39 se realizează în conformitate cu deciziile relevante adoptate de ACER. | Compatibil | **ANNEX I**  **TASKS OF REGIONAL COORDINATION CENTRES**  1. Coordinated capacity calculation  1.1 Regional coordination centres shall carry out the coordinated calculation of cross-zonal capacities.  1.2 Coordinated capacity calculation shall be performed for the day-ahead and intraday timeframes.  1.3 Coordinated capacity calculation shall be performed on the basis of the methodologies developed pursuant to the guideline on capacity allocation and congestion management adopted on the basis of Article 18(5) of Regulation (EC) No 714/2009.  1.4 Coordinated capacity calculation shall be performed based on a common grid model in accordance with point 3.  1.5 Coordinated capacity calculation shall ensure an efficient congestion management in accordance with the principles of congestion management defined in this Regulation.  2. Coordinated security analysis  2.1 Regional coordination centres shall carry out a coordinated security analysis aiming to ensure secure system operation.  2.2 Security analysis shall be performed for all operational planning timeframes, between the year-ahead and intraday timeframes, using the common grid models.  2.3 Coordinated security analysis shall be performed on the basis of the methodologies developed pursuant to the system operation guideline adopted on the basis of Article 18(5) of Regulation (EC) No 714/2009.  2.4 Regional coordination centres shall share the results of the coordinated security analysis with at least the transmission system operators in the system operation region.  2.5 When as a result of the coordinated security analysis a regional coordination centre detects a possible constraint, it shall design remedial actions maximising effectiveness and economic efficiency.  3. Creation of common grid models  3.1 Regional coordination centres shall set up efficient processes for the creation of a common 3.1grid model for each operational planning timeframe between the year-ahead and intraday timeframes.  3.2 Transmission system operators shall appoint one regional coordination centre to build the Union-wide common grid models.  3.3 Common grid models shall be performed in accordance with the methodologies developed pursuant to **Regulation (EC) 2017/1**485.  3.4 Common grid models shall include relevant data for efficient operational planning and capacity calculation in all operational planning timeframes between the year-ahead and intraday timeframes.  3.5 Common grid models shall be made available to all regional coordination centres, transmission system operators, ENTSO for Electricity and, upon request, to the **Energy Community Regulatory Board.**  4. Support for transmission system operators' defence and restoration plans with regard to the consistency assessment  4.1 Regional coordination centres shall support the transmission system operators in the system operation region in carrying out the consistency assessment of transmission system operators' defence plans and restoration plans pursuant to **Regulation (EC) 2017/2195, as adopted and adapted by Ministerial Council Decision 2022/03/MC-EnC**.  4.2 All transmission system operators shall agree on a threshold above which the impact of actions of one or more transmission system operators in the emergency, blackout or restoration states is considered significant for other transmission system operators synchronously or non-synchronously interconnected.  4.3 In providing support to the transmission system operators, the regional coordination centre shall:  (a) identify potential incompatibilities;  (b) propose mitigation actions.  4.4 Transmission system operators shall assess and take into account the proposed mitigation actions.  5. Support the coordination and optimisation of regional restoration  5.1 Each relevant regional coordination centre shall support the transmission system operators appointed as frequency leaders and the resynchronisation leaders pursuant to **Regulation (EU) 2017/2196, as adopted and adapted by Ministerial Council Decision 2022/03/MC-EnC**. The transmission system operators in the system operation region shall establish the role of the regional coordination centre relating to the support to the coordination and optimisation of regional restoration.  5.2 Transmission system operators may request assistance from regional coordination centres if their system is in a blackout or restoration state.  5.3 Regional coordination centres shall be equipped with the close to real time supervisory control and data acquisition systems with the observability defined by applying the threshold referred to in point 4.2.  6. Post-operation and post-disturbances analysis and reporting  6.1 Regional coordination centres shall investigate and prepare a report on any incident above the threshold referred to in point 4.2. The regulatory authorities in the system operation region **as defined by Annex V** may be involved in the investigation upon their request. The report shall contain recommendations aiming to prevent similar incidents in future.  6.2 Regional coordination centres shall publish the report. **The Energy Community Regulatory Board, or the extent Member States are affected, the Agency for Cooperation of European Regulators, acting in accordance with Article 2 of Procedural Act No 2022/01/MC-EnC**, may issue recommendations aiming to prevent similar incidents in future.  7. Regional sizing of reserve capacity  7.1 Regional coordination centres shall calculate the reserve capacity requirements for the system operation region. The determination of reserve capacity requirements shall:  (a) pursue the general objective to maintain operational security in the most cost effective manner;  (b) be performed at the day-ahead or intraday timeframe, or both;  (c) calculate the overall amount of required reserve capacity for the system operation region;  (d) determine minimum reserve capacity requirements for each type of reserve capacity;  (e) take into account possible substitutions between different types of reserve capacity with the aim to minimise the costs of procurement;  (f) set out the necessary requirements for the geographical distribution of required reserve capacity, if any.  8. Facilitation of the regional procurement of balancing capacity  8.1 Regional coordination centres shall support the transmission system operators in the system operation region in determining the amount of balancing capacity that needs to be procured. The determination of the amount of balancing capacity shall:  (a) be performed at the day-ahead or intraday timeframe, or both;  (b) take into account possible substitutions between different types of reserve capacity with the aim to minimise the costs of procurement;  (c) take into account the volumes of required reserve capacity that are expected to be provided by balancing energy bids, which are not submitted based on a contract for balancing capacity.  8.2 Regional coordination centres shall support the transmission system operators of the system operation region in procuring the required amount of balancing capacity determined in accordance with point 8.1. The procurement of balancing capacity shall:  (a) be performed at the day-ahead or intraday timeframe, or both;  (b) take into account possible substitutions between different types of reserve capacity with the aim to minimise the costs of procurement.  9. Week-ahead to at least day-ahead regional system adequacy assessments and preparation of risk reducing actions  9.1 Regional coordination centres shall carry out week-ahead to at least day-ahead regional adequacy assessments in accordance with the procedures set out in Regulation (EU) 2017/1485, **as adopted and adapted by Ministerial Council Decision 2022/03/MC-EnC** and on the basis of the methodology developed pursuant Article 8 of Regulation (EU) 2019/941**, as adopted and adapted by Ministerial Council Decision 2021/13/MC- EnC**.  9.2 Regional coordination centres shall base the short-term regional adequacy assessments on the information provided by the transmission system operators of system operation region withthe aim of detecting situations where a lack of adequacy is expected in any of the control areas or at regional level. Regional coordination centres shall take into account possible cross- zonal exchanges and operational security limits in all relevant operational planning timeframes.  9.3 When performing a regional system adequacy assessment, each regional coordination centre shall coordinate with other regional coordination centres to:  (a) verify the underlying assumptions and forecasts;  (b) detect possible cross-regional lack of adequacy situations.  9.4 Each regional coordination centre shall deliver the results of the regional system adequacy assessments together with the actions it proposes to reduce risks of lack of adequacy to the transmission system operators in the system operation region and to other regional coordination centres.  10. Regional outage planning coordination  10.1 Each Regional coordination centre shall carry out regional outage coordination in accordance with **Regulation (EU) 2017/1485, as adopted and adapted by Ministerial Council Decision 2022/03/MC-EnC** in order to monitor the availability status of the relevant assets and coordinate their availability plans to ensure the operational security of the transmission system, while maximising the capacity of the interconnectors and the transmission systems affecting cross-zonal flows.  10.2 Each Regional coordination centre shall maintain a single list of relevant grid elements, power generating modules and demand facilities of the system operation region **as defined by Annex V** and make it available on the ENTSO for Electricity operational planning data environment.  10.3 Each Regional coordination centre shall carry out the following activities related to outage coordination in the system operation region:  (a) assess outage planning compatibility using all transmission system operators' year-ahead availability plans;  (b) provide the transmission system operators in the system operation region with a list of detected planning incompatibilities and the solutions it proposes to solve the incompatibilities.  11. Optimisation of inter-transmission system operator compensation mechanisms  11.1 The transmission system operators in the system operation region may jointly decide to receive support from the regional coordination centre in administering the financial flows related to settlements between transmission system operators involving more than two transmission system operators, such as redispatching costs, congestion income, unintentional deviations or reserve procurement costs.  12. Training and certification of staff working for regional coordination centre  12.1 Regional coordination centres shall prepare and carry out training and certification programmes focusing on regional system operation for the personnel working for regional coordination centres.  12.2 The training programs shall cover all the relevant components of system operation, where the regional coordination centre performs tasks including scenarios of regional crisis.  13. Identification of regional electricity crisis scenarios  13.1 If the ENTSO for Electricity delegates this function, regional coordination centres shall identify regional electricity crisis scenarios in accordance with the criteria set out in Article 6(1) of Regulation (EU) 2019/941, **as adopted and adapted by Ministerial Council Decision 2021/13/MC-EnC**.  The identification of regional electricity crisis scenarios shall be performed in accordance with the methodology set out in Article 5 of Regulation (EU) 2019/941, **as adopted and adapted by Ministerial Council Decision 2021/13/MC-EnC**.  13.2 Regional coordination centres shall support the competent authorities of each system operation region upon their request in the preparation and carrying out of biennial crisis simulation in accordance with Article 12(3) of Regulation (EU) 2019/941**, as adopted and adapted by Ministerial Council Decision 2021/13/MC-EnC**.  14. Identification of needs for new transmission capacity, for upgrade of existing transmission capacity or their alternatives  14.1 Regional coordination centres shall support transmission system operators in the identification of needs for new transmission capacity, for an upgrade of existing transmission capacity or for their alternatives, to be submitted to the regional groups established pursuant to Regulation (EU) No 347/2013, **as adopted by Ministerial Council Decision 2015/09/MC-EnC** and to be included in the ten-year network development plan referred to in Article 51 of Directive (EU) 2019/944, **as adopted by Ministerial Council Decision 2021/13/MC-EnC.**  15. Calculation of the maximum entry capacity available for the participation of foreign capacity in capacity mechanisms  15.1 Regional coordination centres shall support transmission system operator in calculating the maximum entry capacity available for the participation of foreign capacity in capacity mechanisms taking into account the expected availability of interconnection and the likely concurrence of system stress between the system where the mechanism is applied and the system in which the foreign capacity is located.  15.2 The calculation shall be performed in accordance with the methodology developed by the **ENTSO for Electricity and approved by the Agency for the Cooperation of Energy Regulators**.  15.3 Regional coordination centres shall provide a calculation for each bidding zone border covered by the system operation region.  16. Preparation of seasonal adequacy assessments  16.1 If the ENTSO for Electricity delegates this function pursuant to Article 9 of Regulation (EU) 2019/941, regional coordination centres shall carry out regional seasonal adequacy assessments.  16.2 The preparation of seasonal adequacy assessments shall be carried out on the basis of the methodology developed pursuant to Article 8 of Regulation (EU) 2019/941, **as adopted and adapted by Ministerial Council Decision 2021/13/MC-EnC.** |
| **ANEXA II**  **REGULAMENTUL ABROGAT CU LISTA MODIFICĂRILOR SUCCESIVE ALE ACESTUIA** |  |  | **ANNEX II**  <…> |
| **ANEXA III**  **TABEL DE CORESPONDENŢĂ** |  |  | **ANNEX III**  <…> |
|  |  |  | ANNEX IV  REGIONAL COORDINATION CENTRES FOR THE SYSTEM OPERATION REGIONS  Article 1  Subject matter and scope  1. Regional Coordination Centres seated in a Contracting Party defined by Articles 2 to 4 of this Annex are mandated to perform the tasks and mission in line with Regulation (EU) 2019/943, as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2022/03/MC-EnC.  2. Regional Coordination Centres seated in a Member State defined by Articles 2 to 4 of this Annex are mandated to perform the tasks and mission in line with Regulation (EU) 2019/943.  Article 2  Regional Coordination Centres for the Shadow SEE SOR  1. For the bidding zone borders between Contracting Parties, the Regional Coordination Centres located in the EU or in a Contracting Party shall assume the roles of Regional Coordination Centres in the Shadow South-East Europe System Operation Region (Shadow SEE SOR).  2. For the bidding zone borders between Member States and Contracting Parties, the Regional Coordination Centres in Thessaloniki (Greece) or Munich (Germany) shall assume the roles of Regional Coordination Centres in the Shadow South-East Europe System Operation Region (Shadow SEE SOR) unless all concerned neighbouring transmission system operators of the European Union agree to a Regional Coordination Centre located in a Contracting Party.  3. Paragraphs 1 and 2 of this Article shall not apply if and to the extent a decision is adopted in accordance with the procedure stipulated in Article 35(1) of Regulation (EU) 2019/943 before the expiry of the deadline stipulated in Article 2 of Ministerial Council Decision 2022/03/MC-EnC. In this case, the decision shall include Regional Coordination Centres located in the European Union for the bidding zone borders between Member States and Contracting Parties unless all concerned neighbouring transmission system operators of the European Union agree to a Regional Coordination Centre located in a Contracting Party.  Article 3  Regional Coordination Centres for the EE SOR  Upon agreement of the shareholders of the respective Regional Coordination Centres, the Regional Coordination Centres for the Eastern Europe System Operation Region (EE SOR) shall be the Regional Coordination Centre for the Central Europe SOR.  Article 4  Adjustments to the Regional Coordination Centres  Adjustments to the configuration of Regional Coordination Centres listed in this Annex shall be subject to a proposal of all transmission system operators of a system operation region defined in this Annex and the approval procedures pursuant to Article 35 of Regulation (EU) 2019/943. The proposal shall include Regional Coordination Centres located in the European Union for the bidding zone borders between Member States and Contracting Parties unless all concerned neighbouring transmission system operators of the European Union agree to a Regional Coordination Centre located in a Contracting Party.  Article 5  Implementation and monitoring  Within 6 months upon their establishment the Regional Coordination Centres defined by Articles 2 to 4 of this Annex shall present to the regulatory authorities concerned:  (a) the organisational, financial and operational arrangements necessary to ensure the efficient, ecure and reliable operation of the interconnected transmission system;  (b) an implementation plan for the entry into operation of the regional coordination centres;  (c) the statutes and rules of procedure of the regional coordination centres;  (d) a description of cooperative processes in accordance with Article 38 of this Regulation;  (e) a description of the arrangements concerning the liability of the regional coordination centres in accordance with Article 47 of this Regulation. |
|  |  |  | ANNEX V  SYSTEM OPERATION REGIONS IN THE ENERGY COMMUNITY  Article 1  Subject matter and scope  1. This Annex specifies the transmission system operators (TSOs), bidding zones (BZ), bidding zone borders, capacity calculation regions (CCR) as defined according to Article 15 of Regulation 2015/1222 as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2022/03/MC-EnC, and outage coordination regions (OCR) that are covered by the individual system operation regions (SOR) established in line with this Regulation, reflecting interdependency of the electricity system in terms of flows, as well as geographic system operation regions already established within the EU process.  2. This Annex also defines how the coordination between regional coordination centres shall take place for bidding zone borders adjacent to SORs. |
|  |  |  | Article 2  System Operation Regions  1. SORs include TSOs that have been designated or assigned with responsibilities which are relevant for system operation, such as, but not limited to: calculation of capacity, assessment of needed remedial actions to ensure security of the whole system, coordination of all the outages to ensure security and efficiency, adequacy assessment and tasks related to the provision of system balancing.  2. TSOs from SORs in the Energy Community should cooperate with TSOs from regions established under Regulation (EU) 2019/943 and consult in particular with those TSOs where system operation regions overlap with capacity calculation regions.  3. When consulting the relevant stakeholders, the TSOs of each SOR shall take the utmost account of the views expressed by the TSOs included in a CCR but not incorporated in the SOR of the mentioned CCR.  4. In case of amendments to the capacity calculation regions, the list of bidding zones, bidding zone borders and TSOs in system operation regions defined pursuant to paragraph 5 shall automatically reflect the changes to the capacity calculation regions.  5. In case of amendments to the determination of Capacity Calculation Regions pursuant to Article 15 of the Commission Regulation (EU) 2015/1222 and until such amendments are incorporated in this document, the list of bidding zones, bidding zone borders and transmission system operators in system operation regions defined pursuant to paragraph 5 shall be understood as reflecting the changes to the determination of Capacity Calculation Regions. This is without prejudice to the relevant transmission system operators’ right under Article 36(4) of Regulation 2019/943 to submit a proposal to ACER for amendments.”  6. When developing procedures for the adoption and revision of coordinated actions and recommendations, in line with Article 42 of the Regulation 2019/943 as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2022/03/MC-EnC, TSOs of Shadow SEE SOR shall consult with the relevant TSOs of adjacent SORs where the bidding zone borders listed in paragraph 1 are concerned. In doing so, the TSOs of the Shadow SEE SOR shall take the utmost account of the views expressed by the relevant TSOs of adjacent SORs.  7. The system operation regions shall be defined as follows:   |  |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | --- | | CCR | TSOs | | BZs | | BZ borders | | Shadow South-east Europe System Operation Region  (Shadow SEE SOR) | Shadow SEE CCR | Operatori i Sistemit te Transmetimit sh.a. (OST)  Nezavisni operator sistema u Bosni i Hercegovini (NOS BiH)  Operator sistemi, transmisioni dhe tregu Sh.A. (KOSTT)  Crnogorski elektroprenosni sistem AD (CGES)  Makedonski Elektroprenosen Sistem Operator AD (MEPSO) | | Albania (AL)  Bosnia and Hercegovina (BA)  Kosovo\* (KS)  Montenegro (ME)  North Macedonia (MK)  Serbia (RS) | Shadow SEE CCR bidding zone borders  ITME CCR  bidding zone borders | | Elektromreza  Srbije AD (EMS) | | | | | | | Eastern Europe System Operation Region | EE CCR | Ukrenergo NPC SE (Ukrenergo)  I.S. Moldelectrica (Moldeelctrica) | | Ukraine (UA)  Moldova (MD) | EE CCR  bidding zone borders | | (EE SOR) | | | | | |   Article 3  Coordination of the bidding zone borders adjacent to the Shadow SEE SOR  1. The bidding zone borders adjacent to Shadow SEE SOR: - Croatia – Bosnia and Hercegovina (HR - BA), Croatian Transmission System Operator Ltd. (HOPS) and Nezavisni operator sistema u Bosni i Hercegovini (NOS BiH)  - Croatia – Serbia (HR - RS), Croatian Transmission System Operator Ltd. (HOPS) and Elektromreza Srbije AD (EMS)  - Hungary – Serbia (HU - RS), Hungarian Independent Transmission Operator Company Ltd (MAVIR) and Elektromreza Srbije AD (EMS)  - Romania – Serbia (RO - RS), Compania Nationalã de Transport al Energiei Electrice “Transelectrica” S.A. and Elektromreza Srbije AD (EMS)  - Bulgaria – Serbia (BG - RS), Elektroenergien Sistemen Operator EAD (ESO) and Elektromreza Srbije AD (EMS)  - Bulgaria – North Macedonia (BG - MK), Elektroenergien Sistemen Operator EAD (ESO) and Makedonski Elektroprenosen Sistem Operator AD (MEPSO)  - Greece – North Macedonia (BG - MK), Independent Power Transmission Operator S.A. (IPTO) and Makedonski Elektroprenosen Sistem Operator AD (MEPSO)  - Greece – Albania (GR - AL), Independent Power Transmission Operator S.A. (IPTO) and Operatori i Sistemit te Transmetimit sh.a. (OST)  - Italy – Montenegro (IT-ME), TERNA Rete Elettrica Nazionale S.p.A (TERNA) and Crnogorski elektroprenosni sistem AD (CGES).    2. The regional coordination centres (RCCs) defined in Annex IV for the Shadow SEE SOR shall coordinate the bidding zone borders listed in paragraph 1 in accordance with applicable terms, conditions and methodologies, and its mission as set out in this Regulation or Regulation (EU) 2019/943 in case the RCC is seated in a Member State.  3. TSOs listed in paragraph 1 that are part of the SORs defined by the Agency for the Cooperation of Energy Regulators, shall participate in the coordination of the borders through the RCC defined by the TSOs from the SEE Shadow SOR.  4. RCCs defined by the TSOs from the SEE Shadow SOR shall have agreements with RCCs defined for the neighbouring SORs defined by the Agency for the Cooperation of Energy Regulators; the Central Europe SOR and the SEE SOR.  Article 4  Coordination of the bidding zone borders adjacent to the EE SOR  1. The bidding zone borders adjacent to EE SOR are: - Ukraine - Poland (UA - PL), Ukrenergo NPC SE (Ukrenergo) and PSE S.A.(PSE)  - Ukraine- Slovakia (UA - SL), Ukrenergo NPC SE (Ukrenergo) and Slovenská elektrizaná prenosová süstava, a.s. (SEPS)  - Ukraine - Hungary (UA - HU), Ukrenergo NPC SE (Ukrenergo) and Hungarian Independent Transmission Operator Company Ltd (MAVIR)  - Ukraine - Romania (UA - RO), Ukrenergo NPC SE (Ukrenergo) and Compania Nationalã de Transport al Energiei Electrice “Transelectrica” S.A. (TEL)  - Moldova - Romania (MD - RO), I.S. Moldelectrica (MED) and Compania Nationalã de Transport al Energiei Electrice “Transelectrica” S.A. (TEL).  2. The RCC mandated for EE SOR according to Annex IV shall coordinate the bidding zone borders listed in paragraph 1 in accordance with applicable terms, conditions and methodologies, and its mission as set out in this Regulation or Regulation (EU) 2019/943. in case the RCC’s seat is in a Member State.  3. TSOs listed in paragraph 1 that are part of the SORs defined by the Agency for the Cooperation of Energy Regulators, shall participate in the coordination of the borders through the RCC defined by the TSOs from the EE SOR.  4. RCC defined by the TSOs from the EE SOR shall have agreements with RCCs defined for the neighboring SORs defined by the Agency for the Cooperation of Energy Regulators; the Central Europe SOR and the SEE SOR.  Article 5  Deviations and Adaptations  1. Article 2 shall not apply if and to the extent a decision is adopted in accordance with the procedure stipulated in Article 36(1) of Regulation (EU) 2019/943 before the expiry of the deadline stipulated in Article 2 of Ministerial Council Decision 2022/03/MC-EnC. In this case, the decision shall also specify the manner of coordination between regional coordination centres concerning the bidding zone borders adjacent to the SORs established.  2. Adjustments of the configuration of System Operation Regions listed in this Annex shall be subject to a proposal of ENTSO for Electricity and the decision of the Agency for the Cooperation of Energy Regulators pursuant to Article 36(1) of Regulation (EU) 2019/943. |