



REPUBLIKA E SHQIPËRISË
ENTI RREGULLATOR I ENERGJISË
BORDI

VENDIM

Nr. 93, Datë 28.04.2025

MBI

MIRATIMIN E RREGULLORES SË ALOKIMIT TË KAPACITETEVE DHE
MENAXHIMIT TË KONGJESTIONEVE

Në mbështetje të neneve 16, 20, 23 gërma “b”, 65 pika 1 dhe 66, të ligjit nr. 43/2015 “Për sektorin e energjisë elektrike” i ndryshuar; si dhe neneve 15 dhe 26, të Rregullores për organizimin, funksionimin dhe procedurat e ERE-s, miratuar me vendimin e bordit të Entit Rregullator të Energjisë (ERE) nr. 96, datë 17.06.2016; Bordi i ERE-s, në mbledhjen e tij të datës 28.04.2025, pasi shqyrtoi relacionin me nr. 50/2 prot., datë 23.04.2025, të përgatitur nga Drejtoritë Teknike “Për miratimin e Rregullores së Alokimit të Kapaciteteve dhe Menaxhimit të Kongjestioneve (CACM)”,

Konstatoi se:

- Shoqëria OST sh.a., me shkresën nr. 6532 prot., datë 30.09.2024, protokolluar në ERE me nr. 2028 prot., datë 02.10.2024, ka depozituar kërkesën për miratimin e “Rregullores për alokimin e kapaciteteve dhe menaxhimin e kongjestioneve”.

1. Fillimi i procedurës për shqyrtimin e kërkesës së OST sh.a.

- Bordi i ERE-s, me vendimin nr. 251, datë 25.11.2024, vendosi fillimin e procedurës për miratimin e “Rregullores për alokimin e kapaciteteve dhe menaxhimin e kongjestioneve”, e cila synon transpozimin e Rregullores së BE-së nr. 2015/1222, datë 24.07.2015, “Për përcaktimin e një udhëzuesi për alokimin e kapaciteteve dhe menaxhimin e kongjestioneve”, në zbatim të Vendimit nr. 2022/03/MC-EnC të Këshillit Ministror të Komunitetit të Energjisë.
- Varianti i draftuar është në përputhje me tekstin origjinal anglisht të rregullores, me përjashtim të përshtatjes në nenin 43 pika 1, i cili është riformuluar duke e llogaritur afatin me efekt “brenda 16 muajve pas hyrjes në fuqi të kësaj rregulloreje”. Ky riformulim është bërë për të shmangur paqartësinë që rrjedh nga formulimi origjinal “pas tejkalimit të afatit të transpozimit”, pasi afati i transpozimit tashmë është tejkaluar dhe për rrjedhojë referenca ndaj tij nuk do të ishte më funksionale. Përshtatja siguron qartësi ligjore dhe zbatim më efektiv të dispozitës

2. Konsultimi Publik dhe Njoftimi i palëve

- ERE me shkresën nr. 2028/2 prot., datë 27.11.2024, ka njoftuar për fillimin e procedurës Ministrinë e Infrastrukturës dhe Energjisë (MIE), Autoritetin e Konkurrencës (AK), Operatorin e Sistemit të Transmetimit (OST) sh.a., Bursën shqiptare të energjisë elektrike ALPEX sh.a., Shoqatën Shqiptare të Furnizuesve të Energjisë Elektrike (AAES), Shoqatën Shqiptare të Energjisë së Rinovueshme (AREA) dhe Sekretariatit të Komunitetit të Energjisë.
- Vendimi nr. 251/2024 dhe draft-rregullorja në gjuhën shqipe dhe angleze janë publikuar në faqen zyrtare të ERE-s, në seksionin “Konsultime”, më datë 27.11.2024.

3. Seanca dëgjimore

- Në kuadër të procesit të konsultimit dhe në zbatim të urdhrat të Kryetarit nr. 1, datë 09.01.2025, më datë 16.01.2025 u zhvillua një seancë dëgjimore me pjesëmarrjen e: OST sh.a., ALPEX sh.a., Autoritetit të Konkurrencës, Sekretariatit të Komunitetit të Energjisë (online), Drejtorive Teknike të ERE-s.
- Në këtë seancë, u diskutua mbi: Propozimin për ndryshimin e afatit në nenin 43, pika 1 të rregullores; Çështjet që lidhen me transpozimin korrekt të neneve bosh në Rregulloren CACM.

Gjatë kësaj seance:

- Shoqëria OST sh.a. paraqiti qëndrimin e saj për ndryshimin e afatit të përcaktuar në nenin 43, pika 1 të projekt-rregullores, duke propozuar që afati të përcaktohet "brenda 16 muajve pas hyrjes në fuqi të kësaj rregulloreje", në vend të formulimit ekzistues "brenda 16 muajve pas tejkalimit të afatit të transpozimit", me argumentimin se afati për transpozimin është tashmë i tejkaluar sipas Vendimit nr. 2022/03/MC-EnC.
- Gjithashtu, OST sh.a. sqaroi çështjen e transpozimit të neneve pa tekst në Rregulloren CACM, duke theksuar se, në përputhje me Vendimin e sipërcituar, nenet 17, 37, 64, 65, 66, 67 dhe 83 nuk përmbajnë tekst material dhe për këtë arsye ato transpozohen në rregullore siç janë, me shënimin përkatës që pasqyron këtë fakt.

4. Rekomandime të Sekretariatit të Komunitetit të Energjisë

- Pas zhvillimit të seancës dëgjimore, Sekretariati i Komunitetit të Energjisë, me komunikimin elektronik të datës 14.02.2025, ka përcjellë qëndrimet dhe rekomandimet për procesin e miratimit të rregullores, duke vlerësuar:
 - Përshtatjen e afatit në nenin 43 të kryhet brenda vetë tekstit të rregullores.
 - Qartësimin e ERE si Autoritet Rregullator përcaktues për caktimin e NEMO-s në përkufizime.
 - Saktësimin e aplikueshmërisë së rregullores për Shqipërinë.
 - Njohjen e zbatueshmërisë së drejtpërdrejtë të vendimeve të NRAs, ACER dhe ECRB.

5. Vlerësime të ERE-s

- ERE, pas shqyrtimit të propozimit të OST sh.a. për ndryshimin e nenit 43, pika 1 të rregullores, ka vlerësuar se ndryshimi i kërkuar është i arsyeshëm dhe i domosdoshëm për të garantuar qartësi në zbatimin e dispozitës, duke shmangur paqartësinë që mund të rridhte nga një referencë ndaj një afati tashmë të përfunduar. Në këtë kuadër, ERE ka mbështetur përshtatjen e formulimit të nenit 43, pika 1, duke reflektuar propozimin e OST-së në variantin përfundimtar të rregullores. Ky qëndrim është në përputhje edhe me rekomandimin e Sekretariatit të Komunitetit të Energjisë, i cili ka sugjeruar përfshirjen e afatit të rishikuar në tekstin e vetë rregullores për qëllime transparence, konsistence dhe zbatueshmërie të qartë. Për sa më sipër ERE vlerëson, ndryshimin e nenit 43, pikës 1 me këtë përmbajtje: *“Brenda 16 muajve nga hyrja në fuqi e kësaj rregulloreje, OST-të të cilat synojnë të llogarisin shkëmbimet e skeduluara që rezultojnë nga bashkimi i tregut të vetëm të ditës në avancë do të hartojnë një propozim për një metodologji të përbashkët për këtë llogaritje. Propozimi do t'i nënshtrohet konsultimit në përputhje me Nenin 12”*.
- Sa i takon sqarimit të OST-së lidhur me nenet pa përmbajtje materiale në Rregulloren CACM (neneve 17, 37, 64, 65, 66, 67 dhe 83), ERE konstaton se ky qëndrim është i mbështetur në dokumentacionin përkatës dhe është në përputhje me praktikën standarde të transpozimit të akteve të Komunitetit të Energjisë, duke ruajtur strukturën formale të rregullores origjinale, edhe në rastet kur nenet nuk përmbajnë dispozita materiale.
- Komentet që lidhen me nevojën për qartësimin e rolit të ERE si Autoritet Rregullator dhe njëkohësisht si Autoritet Përcaktues për caktimin e NEMO-s, janë adresuar përmes shtimit

të pikës 48 në nenin 1 “Përkufizimet” të rregullores, me tekst si më poshtë: *“Enti Rregullator i Energjisë” ose “ERE” nënkupton autoritetin rregullator në sektorin e energjisë elektrike në Shqipëri si dhe autoritetin përcaktues për caktimin e NEMO-s”*.

Ky përcaktim përputhet me nenin 4(3) të Rregullores CACM të përshtatur nga Komuniteti i Energjisë, sipas të cilit, në mungesë të një përcaktimi të veçantë nga pala kontraktuese, autoriteti rregullator konsiderohet edhe si autoritet përcaktues për caktimin e NEMO-s. Për më tepër, ky funksion është tashmë i parashikuar dhe i ushtruar nga ERE në praktikë, në përputhje me seksionin A.1.1.1 të Rregullave të Tregut të Energjisë Elektrike të miratuara me vendim të Bordit të ERE nr. 347, datë 27.12.2022, i ndryshuar. Po ashtu, në funksion të saktësimit të aplikueshmërisë së rregullores për Shqipërinë, ERE ka vlerësuar të nevojshme që në variantin e transpozuar të Rregullores të saktësohet se detyrimet që në tekstin origjinal i referohen “palëve kontraktuese”, aplikohen në mënyrë specifike për Republikën e Shqipërisë. Kjo është realizuar përmes përfshirjes së përcaktimit për ERE si autoritet rregullator në seksionin e përkufizimeve, duke shmangur ndërhyrje të mëtejshme në tekstin bazë të rregullores dhe duke ruajtur balancën ndërmjet transpozimit të besueshëm dhe përshtatjes në përputhje me rrethanat kombëtare.

- Ligji nr. 43/2025 “Për sektorin e energjisë elektrike” i ndryshuar, parashikon në nenin 18 “Objektivat e përgjithshëm të ERE-s” gërma a), se ERE përveçse ushtron funksionet e saj rregullatore të përcaktuara në këtë ligj, ka gjithashtu për detyrë: *promovimi i krijimit të një tregu të brendshëm konkurrues, të sigurt dhe miqësor ndaj mjedisit për të gjithë klientët dhe furnizuesit, duke siguruar kushtet e duhura për funksionimin e sigurt dhe të qëndrueshëm të rrjeteve të energjisë elektrike, në bashkëpunim të ngushtë me Komunitetin e Energjisë dhe autoritetet rregullatore të vendeve të tjera.*
- Përveç rekomandimeve të bëra nga Sekretariati i Komunitetit të Energjisë dhe duke pasur parasysh faktin që ERE është anëtare e Bordit Rregullator të Komunitetit të Energjisë (ECRB), vlerësohet relevante të përmendet se, sipas nenin 59 të ligjit të sektorit, në procedurat e certifikimit të operatorit (si rast i ngjashëm), ERE duhet të marrë në konsideratë përfshirë: (i) të drejtat dhe detyrimet e Komunitetit të Energjisë në lidhje me atë vend të tretë, që rrjedhin sipas së drejtës ndërkombëtare, duke përfshirë të gjitha marrëveshjet e lidhura me një ose më shumë vende të treta, ku Komuniteti i Energjisë është palë dhe që adreson çështjet e sigurisë së furnizimit me energji; (ii) të drejtat dhe detyrimet e Shqipërisë lidhur me atë vend të tretë, që rrjedhin nga marrëveshjet e lidhura me të, për aq sa ato janë në përputhje me Traktatin e Komunitetit të Energjisë; (iii) fakte dhe rrethana të tjera specifike të lidhura me vendin e tretë në fjalë.
- ERE në ushtrimin e kompetencave të saj ligjore, që lidhen me çështjen e **zbatueshmërinë e drejtpërdrejtë të vendimeve të ACER dhe ECRB**, do të vlerësojë rast pas rasti, duke marrë gjithmonë në konsideratë parimin e ushtrimit të “*diskrecionit të organit publik*”. Ky parim nënkupton të drejtën për të ushtruar autoritet publik me qëllim përmbushjen e një objekti të ligjshëm, në rastet kur ligji parashikon vetëm pjesërisht modalitetet për arritjen e tij, duke i lënë organit publik hapësirë për vlerësim dhe zgjedhje.
- Në këtë frymë, ERE, jo vetëm për qëllimet e miratimit të Rregullores së CACM, por edhe për garantimin e zbatueshmërisë së drejtpërdrejtë të vendimeve të ACER dhe ECRB, është mbështetur jo vetëm në legjislacionin sektorial të zbatueshëm, por gjithashtu në ushtrimin e kompetencave të parashikuara në nenin 11 të Kodit të Procedurave Administrative. Ky nen parashikon që ushtrimi i diskrecionit të organit publik është i vlefshëm kur: a) është parashikuar me ligj; b) nuk tejkalon kufijtë e ligjit; c) zgjedhja e organit publik është bërë vetëm për të arritur objektivin për të cilin është lejuar diskrecioni dhe është në përputhje me parimet e përgjithshme të këtij Kodi; dhe; ç) zgjedhja nuk përbën një shmangie të pajustifikuar nga vendimet e mëparshme të marra nga i njëjti organ në raste të njëjta apo të ngjashme.

- Vlerësohet se, në rastet kur do të paraqitet nevoja për të marrë vendimmarrje për zbatimin e drejtpërdrejtë të vendimeve të ACER dhe ECRB, këto vendimmarrje do të merren në konsideratë për t'u miratuar nga ERE brenda afateve ligjore dhe në përputhje me parimin e diskrecionit të organit publik. Këto vendimmarrje do të jenë të detyrueshme për zbatim nga operatorët e licencuar nga ERE.
- Në përputhje me praktikën e zakonshme të transpozimit të akteve komunitare në legjislacionin vendor, ERE ka vlerësuar të përcaktojë qartë që në rast mospërputhjeje apo mosdakordësie në interpretimin midis versionit në gjuhën shqipe dhe atij në gjuhën angleze të rregullores, për efekt referimi ligjor mbetet në fuqi versioni në gjuhën angleze, si versioni origjinal i Rregullores së Komunitetit të Energjisë (CACM).
Ky qartësim siguron koherencë me tekstin zyrtar të Rregullores (BE) 2015/1222 dhe shmang interpretimet e pasakta që mund të lindin gjatë zbatimit. Për më tepër, ky qëndrim është i mbështetur në parimin e unitetit të transpozimit, sipas të cilit përputhshmëria me aktin burimor të BE-së dhe Komunitetit të Energjisë është themelore për vlefshmërinë ligjore dhe efektivitetin e rregullores në nivel kombëtar.

Për gjithë sa më sipër, bordi i ERE-s:

Vendosi

1. Miratimin e *“Rregullores për alokimin e kapaciteteve dhe menaxhimin e kongjestioneve”*. (Bashkëlidhur)
2. Versioni në gjuhën origjinale (anglisht) ka përparësi në rast mosdakordësie në interpretim nga palët.
3. Drejtoria Juridike dhe zgjidhjes së Mosmarrëveshjeve, të njoftojë palët e interesit përfshirë dhe Sekretariatit të Komunitetit të Energjisë, për vendimin e bordit të ERE-s.

Ky vendim hyn në fuqi pas botimit në Fletoren Zyrtare.

Çdo palë e përfshirë në këtë procedurë mund t'i kërkojë ERE-s, brenda 7 ditëve kalendarike nga data e marrjes së vendimit, rishikimin e vendimit të bordit në rast se ka siguruar prova të reja që mund ta çojnë bordin në marrjen e një vendimi të ndryshëm nga i mëparshmi apo për gabime materiale të konstatuara. Për këtë vendim mund të bëhet ankim në Gjykatën Administrative Tiranë, brenda 30 ditëve kalendarike nga dita e publikimit në Fletoren Zyrtare.

Ky vendim botohet në Fletoren Zyrtare.

KRYETARI

Petrit AHMETI

Miratuar me Vendimin e Bordit të ERE Nr.93, Datë 28.04.2025

**RREGULLORJA E ALOKIMIT TË KAPACITETIT DHE
MENAXHIMIT TË KONGJESTIONIT**

Prill 2025

Kjo rregullore transponon Rregulloren e Komisionit (BE) 2015/1222, datë 24 korrik 2015, që përcakton një udhëzues për Alokimin e Kapacitetit dhe Menaxhimin e Kongjestionit, siç është përfshirë dhe përshtatur me Vendimin e Këshillit Ministror 2022/03/MC-EnC, datë 15 dhjetor 2022, mbi përfshirjen e Rregullores (BE) 2019/942, Rregullores (BE) 2019/943, Rregullores (BE) 2015/1222, Rregullores (BE) 2016/1719, Rregullores (BE) 2017/2195, Rregullores (BE) 2017/2196, Rregullores (BE) 2017/1485 mbi kuadrin ligjor të Komunitetit të Energjisë, duke amenduar Shtojcën I të Traktatit të Komunitetit të Energjisë, dhe mbi ndryshimet e Vendimeve të Këshillit Ministror 2021/13/MC-EnC dhe 2011/02/MC-EnC.

Në përputhje me variantin e CACM përshtatur me Vendimin e Këshillit Ministror 2022/03/MC-EnC, datë 15 dhjetor 2022, nenet 17, 37, 64, 65, 66, 67 dhe 83, si dhe disa pika në akt janë pa përmbajtje dhe janë shënuar përkatësisht siç reflektuar në këtë Vendim të Këshillit Ministror.

Përmbajtja

Neni 1 Lënda dhe qëllimi	7
Neni 2 Përkufizimet.....	7
Neni 3 Objektivat e bashkëpunimit për alokimin e kapacitetit dhe menaxhimin e kongestionit.	11
Neni 4 Emërtimi dhe revokimi i emërimit të NEMO-ve.....	12
Neni 5 Emërtimi i NEMO-ve në rast të një monopoli ligjor kombëtar për shërbime tregtare	14
Neni 6 Kriteret e emërimit të NEMO	15
Neni 7 Detyrat e NEMO	16
Neni 8 Detyrat e OST-ve lidhur me bashkimin e tregut të vetëm të ditës në avancë dhe brenda së njëjtës ditë	18
Neni 9 Miratimi i termave dhe kushteve apo metodologjive	18
Neni 10 Menaxhimi i përditshëm i bashkimit të tregut të vetëm të ditës në avancë dhe brenda së njëjtës ditë	24
Neni 11 Përfshirja e palëve të interesuara	24
Neni 12 Konsultime.....	24
Neni 13 Detyrimet e konfidencialitetit	25
Neni 14 Afatet kohore të llogaritjes së kapacitetit	25
Neni 15 Rajonet e llogaritjes së kapacitetit	26
Neni 16 Metodologjia e dërgimit të të dhënave mbi gjenerimin dhe ngarkesën.....	27
Neni 17 Metodologjia e modelit të përbashkët të rrjetit.....	27
Neni 18 Skenarët	27
Neni 19 Modeli individual i rrjetit.....	28
Neni 20 Prezantimi i metodologjisë së llogaritjes të kapacitetit bazuar në flukse fizike	28
Neni 21 Metodologjia e llogaritjes së kapacitetit	30
Neni 22 Metodologjia e margjinës së besueshmërisë.....	31
Neni 23 Metodologjitë për kufijtë e sigurisë së operimit, kontigjencat dhe kufizimet e alokimit.....	32

Neni 24 Metodologjia e faktorëve të zhvendosjes së gjenerimit.....	32
Neni 25 Metodologjia për veprime përmirësuese në llogaritjen e kapacitetit.....	32
Neni 26 Metodologjia e validimit të kapacitetit ndër-zonal	33
Neni 27 Dispozita të përgjithshme	33
Neni 28 Bashkimi në modelin e përbashkët të rrjetit	34
Neni 29 Llogaritja rajonale e kapacitetit ndër-zonal	34
Neni 30 Validimi dhe shpërndarja e kapacitetit ndër-zonal	36
Neni 31 Raporti dyvjeçar për llogaritjen dhe alokimin e kapacitetit.....	37
Neni 32 Rishikimi i konfigurimeve të zonave ekzistuese të ofertimit	38
Neni 33 Kriteret e rishikimit të konfigurimeve të zonave të ofertimit	40
Neni 34 Raportimi i rregullt për konfigurimin aktual të zonës së ofertimit	41
Neni 35 Ridispeçimi dhe tregtimi me kah të kundërt i koordinuar	42
Neni 36 Dispozita të përgjithshme	43
Neni 37 Zhvillimi i algoritmit	43
Neni 38 Objektivat e algoritmit të çmimit të tregut të bashkuar	43
Neni 39 Inputet dhe rezultatet e algoritmit të çmimit të tregut të bashkuar	44
Neni 40 Produktet e akomoduara	44
Neni 41 Çmimet maksimale dhe minimale	45
Neni 42 Çmimi i kapacitetit ndër-zonal të tregut të ditës në avancë	45
Neni 43 Metodologjia për llogaritjen e shkëmbimeve të skeduluara që rezultojnë nga bashkimi i tregut të vetëm të ditës në avancë	45
Neni 44 Përcaktimi i procedurave alternative	46
Neni 45 Marrëveshje lidhur me më shumë se një NEMO në një zonë ofertimi dhe për interkoneksionet që nuk operohen nga OST të çertifikuara	46
Neni 46 Sigurimi i të dhënave hyrëse.....	46
Neni 47 Funksionimi i bashkimit të tregut të vetëm të ditës në avancë	47
Neni 48 Dorëzimi i rezultateve.....	47
Neni 49 Llogaritja e shkëmbimeve të skeduluara që rezultojnë nga bashkimi i tregut të vetëm të ditës në avancë.....	48

Neni 50	Fillimi i procedurave alternative	48
Neni 51	Objektivat e algoritmit të përputhjes së tregtimit të vazhdueshëm.....	48
Neni 52	Rezultatet e algoritmit të përputhjes së tregtimit të vazhdueshëm	49
Neni 53	Produktet e akomoduara	49
Neni 54	Çmimet maksimale dhe minimale	50
Neni 55	Çmimi i kapacitetit brenda së njëjtës ditë.....	50
Neni 56	Metodologjia për llogaritjen e shkëmbimeve të skeduluara që rezultojnë nga bashkimi i tregut të vetëm brenda së njëjtës ditë.....	50
Neni 57	Marrëveshje lidhur me më shumë se një NEMO në një zonë ofertimi dhe për interkoneksionet që nuk operohen nga OST të çertifikuara	51
Neni 58	Sigurimi i të dhënave hyrëse.....	51
Neni 59	Funksionimi i bashkimit të tregut të vetëm brenda së njëjtës ditë.....	51
Neni 60	Dorëzimi i rezultateve.....	52
Neni 61	Llogaritja e shkëmbimeve të skeduluara që rezultojnë nga bashkimi i tregut të vetëm brenda së njëjtës ditë.....	53
Neni 62	Publikimi i informacionit mbi tregun	53
Neni 63	Ankandet rajonale plotësuese	53
Neni 64	Dispozita lidhur me alokimin eksplicit.....	53
Neni 65	Heqja e alokimit eksplicit	53
Neni 66	Dispozita lidhur me marrëveshjet e tregut brenda së njëjtës ditë	53
Neni 67	Kërkesa eksplicite për kapacitet	53
Neni 68	Klerimi dhe shlyerja.....	55
Neni 69	Afati i pandryshueshmërisë të ditës në avancë	56
Neni 70	Pandryshueshmëria e kapacitetit të ditës në avancë dhe kufizimet e alokimit	56
Neni 71	Pandryshueshmëria e kapacitetit brenda së njëjtës ditë	56
Neni 72	Pandryshueshmëria në rast të forcës madhore ose në situata emergjente.....	56
Neni 73	Metodologjia e shpërndarjes të të ardhurave nga kongjestioni.....	57
Neni 74	Metodologjia e ndarjes së kostos së ridispeçimit dhe tregtimit me kah të kundërt.....	58
Neni 75	Dispozita të përgjithshme mbi mbulimin e kostove	59

Neni 76 Kostot e themelimit, ndryshimit dhe funksionimit të bashkimit të tregut të vetëm të ditës në avancë dhe brenda së njëjtës ditë	60
Neni 77 Kostot e klerimit dhe shlyerjes	60
Neni 78 Kostot e themelimit dhe funksionimit të procesit të koordinuar të llogaritjes të kapacitetit.....	61
Neni 79 Kostot e sigurimit të pandryshueshmërisë	61
Neni 80 Ndarja e kostos ndërmjet NEMO-ve dhe OST-ve në Shtete Anëtare dhe Palë të ndryshme Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë	61
Neni 81 Delegimi i detyrave.....	62
Neni 82 Monitorimi i zbatimit të bashkimit të tregut të vetëm të ditës në avancë dhe brenda së njëjtës ditë	62
Neni 83 Dispozita kalimtare për Irlandën dhe Irlandën e Veriut.....	62
Neni 84 Hyrja në fuqi	63
Shtojca I Rajonet e Llogaritjes së Kapacitetit	64
Neni 1 Objekti dhe fushëveprimi.....	64
Neni 2 Rajonet e Llogaritjes së Kapacitetit	64
Neni 3 Rajoni i Llogaritjes së Kapacitetit: SEE RLIK në Hije	64
Neni 4 Rajoni i Llogaritjes së Kapacitetit: ITME RLIK	65
Neni 5 Rajoni i Llogaritjes së Kapacitetit: EE RLIK	66

TITULLI 1

Dispozita të përgjithshme

Neni 1

Lënda dhe qëllimi

1. Kjo Rregullore përcakton udhëzime të detajuara për Alokimin e Kapacitetit dhe Menaxhimin e Kongestionit ndër-zonal në tregjet e ditës në avancë dhe brenda së njëjtës ditë, duke përfshirë kërkesat për miratimin e metodologjive të përbashkëta për përcaktimin e volumeve të kapacitetit në disponim në të njëjtën kohë ndërmjet zonave të ofertimit, kriteret për të vlerësuar efikasitetin dhe një proces rishikimi për konfigurimin e zonave të ofertimit.

2. Në përputhje me Vendimin e Këshillit Ministror 2022/03/MC-EnC, Palët Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë kanë rënë dakord që dispozitat e Rregullores së Komisionit (BE) 2015/1222 siç është përshtatur dhe miratuar nga ky vendim i Këshillit Ministror, do të zbatohen tek të gjitha sistemet e transmetimit dhe interkoneksionet në Komunitetin e Energjisë, përveç sistemeve të transmetimit të cilat nuk janë të lidhura me sistemet e tjera të transmetimit nëpërmjet interkoneksioneve.

3. Në Palët Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë ku ka më shumë se një operator të sistemit të transmetimit, kjo Rregullore do të aplikohet tek të gjithë operatorët e sistemit të transmetimit që përfshihen brenda kësaj Pale Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë. Aty ku një operator i sistemit të transmetimit nuk kryen një funksion të rëndësishëm lidhur me një ose më shumë detyrime sipas kësaj Rregulloreje, Palët Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë mund të vendosin që përgjegjësia për zbatimin e këtyre detyrimeve i caktohet një ose më shumë operatorëve të ndryshëm, specifike të sistemit të transmetimit.

4. <...>

5. <...>

Neni 2

Përkufizimet

Për qëllimet e kësaj Rregulloreje do të aplikohen përkufizimet e Nenit 2, të Rregullores (BE) Nr. 2019/943, siç është përshtatur dhe miratuar me Vendimin e Këshillit Ministror 2022/03/MC-EnC, Nenit 2, të Rregullores së Komisionit (BE) Nr. 543/2013, siç është përshtatur dhe miratuar me Vendimin e Grupit të Përhershëm të Nivelit të Lartë 2015/01/PHLG-EnC, dhe Nenit 2, të Direktivës (BE) 2019/944 të Parlamentit Evropian dhe të Këshillit, siç është përshtatur dhe miratuar me Vendimin e Këshillit Ministror 2021/13/MC-EnC.

Gjithashtu, do të aplikohen edhe këto përkufizime:

1. 'modeli individual i rrjetit' nënkupton një grup të të dhënave që përshkruan karakteristikat e sistemit elektroenergjetik (prodhimi, ngarkesa dhe topologjia e rrjetit) dhe rregullat përkatëse për ndryshimin e këtyre karakteristikave gjatë llogaritjes së kapacitetit, përgatitur nga OST-të përgjegjëse, për t'u bashkuar me komponentë të tjerë të modelit individual të rrjetit për të krijuar modelin e përbashkët të rrjetit;

2. ' modeli i përbashkët i rrjetit ' nënkupton një grup të gjerë të të dhënave të miratuara në përputhje me Nenin 2, Nr. 2, të Rregullores së Komisionit (BE) 2015/1222, dhe që shtrihet tek OST-të e Palëve Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë;
3. ' rajoni i llogaritjes së kapacitetit ' nënkupton zonën gjeografike në të cilën aplikohet llogaritja e kapacitetit të koordinuar;
4. ' skenar ' nënkupton gjendjen e parashikuar të sistemit elektroenergjetik për një periudhë kohore të përcaktuar;
5. ' gjendja neto ' nënkupton shumën e netuar të eksporteve dhe importeve të energjisë elektrike për secilën njësi kohore të tregut për një zonë ofertimi;
6. ' kufizimet e alokimit ' nënkupton kufizimet që duhet të respektohen gjatë alokimit të kapacitetit për të mbajtur sistemin e transmetimit brenda kufijve të sigurisë së operimit dhe që nuk janë përkthyer në kapacitet ndër-zonal ose që janë të nevojshme për të rritur eficientësinë e alokimit të kapacitetit;
7. ' kufijtë e sigurisë së operimit ' nënkupton kufijtë e pranueshëm operativë për operimin e sigurtë të rrjetit, si kufijtë termikë, kufijtë e tensionit, kufijtë e rrymës së qarkut të shkurtër, kufijtë e frekuencës dhe stabilitetit dinamik;
8. ' metodologjia e kapacitetit të koordinuar neto të transmetimit ' nënkupton metodën e llogaritjes së kapacitetit të bazuar në parimin e vlerësimit dhe përcaktimit ex-ante të shkëmbimit maksimal të energjisë ndërmjet zonave të ofertimit kufitare;
9. ' metodologjia e bazuar në flukse fizike ' nënkupton metodën e llogaritjes së kapacitetit në të cilën shkëmbimet e energjisë ndërmjet zonave të ofertimit kufizohen nga faktorët e shpërndarjes së transferimit të energjisë dhe margjinat e disponueshme në elementët kritikë të rrjetit;
10. ' kontigjenca ' nënkupton një defekt të identifikuar dhe të mundshëm ose tashmë të ndodhur të një elementi, duke përfshirë jo vetëm elementët e sistemit të transmetimit, por edhe përdorues të rëndësishëm të rrjetit dhe elementë të rrjetit të shpërndarjes, nëse janë të rëndësishëm për sigurinë e operimit të sistemit të transmetimit;
11. ' llogaritesi i kapacitetit të koordinuar ' nënkupton subjektin ose subjektet që kanë për detyrë të llogarisin kapacitetin e transmetimit, në nivel rajonal ose më gjerë;
12. ' faktori i zhvendosjes së gjenerimit ' nënkupton një metodë të konvertimit të ndryshimit të pozicionit neto të një zone të caktuar ofertimi në një injektim specifik të parashikuar në rritje ose në ulje në modelin e përbashkët të rrjetit;
13. ' veprim përmirësues ' nënkupton çdo masë e zbatuar nga një ose disa OST, manualisht ose automatikisht, me qëllim ruajtjen e sigurisë së operimit;
14. ' margjina e besueshmërisë ' nënkupton reduktimin e kapacitetit ndër-zonal për të mbuluar pasiguritë në llogaritjen e kapacitetit;
15. ' koha e tregut ' nënkupton kohën verore të Evropës Qendrore ose kohën e Evropës Qendrore, cilado qoftë në fuqi;

16. 'të ardhurat nga kongjestioni' nënkupton të ardhurat e pranuar si rezultat i alokimit të kapacitetit;
17. 'kongjestioni i tregut' nënkupton një situatë në të cilën teprica ekonomike për bashkimin e tregut të vetëm të ditës në avancë ose brenda së njëjtës ditë është kufizuar nga kapaciteti ndërzonal ose kufizimet e alokimit;
18. 'kongjestioni fizik' nënkupton çdo situatë në rrjet ku flukset e parashikuara ose të realizuara të energjisë çenojnë kufijtë termikë të elementeve të rrjetit dhe stabilitetin e tensionit ose kufijtë këndorë të stabilitetit të sistemit elektroenergjetik;
19. 'kongjestioni strukturor' nënkupton një kongjestion në sistemin e transmetimit që mund të përcaktohet pa asnjë dyshim, është i parashikueshëm, është gjeografikisht i qëndrueshëm në kohë dhe ndodh shpesh në kushte normale të sistemit elektroenergjetik;
20. 'përputhje' nënkupton mënyrën e tregtimit përmes së cilës urdhërporositë e shitjes përputhen me urdhërporositë përkatëse të blerjes për të siguruar maksimizimin e tepricës ekonomike për bashkimin e tregut të vetëm të ditës në avancë ose brenda së njëjtës ditë;
21. 'urdhërporosi' nënkupton qëllimin për të blerë ose shitur energji ose kapacitet, shprehur nga një pjesëmarrës i tregut që i nënshtrohet kushteve të përcaktuara të ekzekutimit;
22. 'urdhërporosi të përputhura' nënkupton të gjitha urdhërporositë e blerjes dhe shitjes që përputhen nga algoritmi i çmimeve ose algoritmi i përputhjes së tregtimit të vazhdueshëm;
23. Operatori i Emëruar i Tregut të Energjisë Elektrike (NEMO) - nënkupton subjektin që është emërtuar nga autoriteti kompetent për të kryer detyrat e ndërlidhura me bashkimin e tregut të vetëm të ditës në avancë ose brenda së njëjtës ditë;
24. 'libri i përbashkët i urdhërporosive' nënkupton një modul në sistemin e bashkimit të tregut të vazhdueshëm brenda së njëjtës ditë që mbledh të gjitha urdhërporositë e përputhura nga NEMO-t që marrin pjesë në bashkimin e tregut të vetëm brenda së njëjtës ditë dhe kryejnë përputhjen e vazhdueshme të këtyre urdhërporosive;
25. 'transaksion' nënkupton një ose më shumë urdhërporosi të përputhura;
26. 'bashkimi i tregut të vetëm të ditës në avancë' nënkupton procesin e ankandit të përcaktuar nga neni 2, nr. 26, i Rregullores së Komisionit (BE) 2015/1222, dhe që shtrihet në zonat e ofertimit të Palëve Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë;
27. 'bashkimi i tregut të vetëm brenda së njëjtës ditë' nënkupton procesin e vazhdueshëm të përcaktuar nga neni 2, nr. 27, i Rregullores së Komisionit (BE) 2015/1222, dhe që shtrihet në zonat e ofertimit të Palëve Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë;
28. 'algoritmi i çmimit të tregut të bashkuar' nënkupton algoritmin e përcaktuar nga neni 2, nr. 28, i Rregullores së Komisionit (BE) 2015/1222, dhe që shtrihet në zonat e ofertimit të Palëve Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë;
29. 'algoritmi i përputhjes së tregtimit të vazhdueshëm' nënkupton algoritmin e përcaktuar nga neni 2, nr. 29, i Rregullores së Komisionit (BE) 2015/1222, dhe që shtrihet në zonat e ofertimit të Palëve Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë;

30. 'funksioni i Operatorit të Bashkimit të Tregut (OBT)' nënkupton detyrën e përputhjes së urdhërporosive nga tregjet e ditës në avancë dhe brenda së njëjtës ditë për zona të ndryshme të ofertimit dhe njëkohësisht alokimin e kapaciteteve ndër-zonale;
31. 'çmim klerues' nënkupton çmimin e përcaktuar duke përputhur urdhërporosinë më të lartë të pranuar për shitje dhe urdhërporosinë më të ulët të pranuar për blerje në tregun e energjisë elektrike;
32. 'shkëmbim i skeduar' nënkupton një transferim të skeduar të energjisë elektrike ndërmjet zonave gjeografike, për çdo njësi kohore të tregut dhe për një drejtim të caktuar;
33. 'llogaritësi i shkëmbimeve të skeduar' nënkupton subjektin ose subjektet të ngarkuara me detyrën e llogaritjes së shkëmbimeve të skeduar;
34. 'afati kohor i tregut të ditës në avancë' nënkupton afatin kohor të tregut të energjisë elektrike deri në kohën e mbylljes së portës të tregut të ditës në avancë, ku, për çdo njësi kohore të tregut, produktet tregtohen një ditë para livrimit;
35. 'afati i pandryshueshmërisë të tregut të ditës në avancë' nënkupton momentin në kohë pas të cilit kapaciteti ndër-zonal garantohej;
36. 'koha e mbylljes së portës të tregut të ditës në avancë' nënkupton momentin në kohë deri në të cilin pranohen urdhërporositë në tregun e ditës në avancë;
37. 'afati kohor i tregut brenda së njëjtës ditë' nënkupton afatin kohor të tregut të energjisë elektrike pas kohës së hapjes së portës të tregut ndër-zonal brenda së njëjtës ditë dhe para kohës së mbylljes të portës të tregut ndër-zonal brenda së njëjtës ditë, ku, për çdo njësi kohore të tregut, produktet tregtohen para livrimit të produkteve të tregtuara;
38. 'koha e hapjes së portës të tregut ndër-zonal brenda së njëjtës ditë' nënkupton momentin në kohë ku kapaciteti ndër-zonal ndërmjet zonave të ofertimit vihet në dispozicion për një njësi të caktuar kohore të tregut dhe për një kufi të caktuar të një zone ofertimi;
39. 'koha e mbylljes së portës të tregut ndër-zonal brenda së njëjtës ditë' nënkupton momentin në kohë ku pas të cilit alokimi i kapacitetit ndër-zonal nuk lejohet për një njësi kohore të tregut;
40. 'moduli i menaxhimit të kapacitetit' është një sistem që përmban informacion të përditësuar mbi kapacitetin e disponueshëm ndër-zonal për qëllimin e alokimit të kapacitetit ndër-zonal brenda së njëjtës ditë;
41. 'produkt jo standard brenda së njëjtës ditë' nënkupton një produkt për bashkimin e vazhdueshëm brenda së njëjtës ditë jo për livrim të vazhdueshëm të energjisë ose për një periudhë që tejkalon një njësi kohore të tregut me karakteristika specifike të përcaktuara për të pasqyruar praktikën e funksionimit të sistemit ose nevojat e tregut, për shembull, urdhërporosi që mbulojnë disa njësi kohore të tregut ose produkte që pasqyrojnë kostot e vënies në punë të njësisë së prodhimit;
42. 'kundërpala qëndrore' nënkupton subjektin ose subjektet që janë ngarkuar me detyrën e lidhjes së kontratave me pjesëmarrësit e tregut, nëpërmjet kalimit të kontratave që rrjedhin nga procesi i përputhjes dhe organizimit të transferimit të pozicioneve neto që rrjedhin nga alokimi i kapacitetit me kundërpalë të tjera qëndrore ose agjentë të transferimit;

43. 'agjent transferimi' nënkupton subjektin ose subjektet që janë ngarkuar me detyrën e transferimit të pozicioneve neto ndërmjet kundërpalëve të ndryshme qëndrore;
44. 'pandryshueshmëria' nënkupton një garanci që të drejtat e kapacitetit ndër-zonal do të mbeten të pandryshuara dhe se një kompensim do të paguhet nëse ato ndryshohen;
45. 'forcë madhore' nënkupton çdo ngjarje ose situatë të paparashikueshme ose të pazakontë përtej kontrollit të arsyeshëm të një OST-je, dhe jo për shkak të fajit të OST, e cila nuk mund të shmanget ose tejkalohet me largpamësi dhe kujdes të arsyeshëm, e cila nuk mund të zgjidhet me masa të cilat nga pikëpamja teknike, financiare ose ekonomike janë në mënyrë të arsyeshme të mundshme për OST, gjë që ka ndodhur realisht dhe është objektivisht e verifikueshme, dhe që e bën të pamundur për OST përmbushjen, e përkohshme ose të përhershme, të detyrimeve të saj në përputhje me këtë Rregullore;
- 46 'teprica ekonomike për bashkimin e tregut të vetëm të ditës në avancë ose brenda së njëjtës ditë' nënkupton shumën e: (i) tepricës së furnizuesit për periudhën relevante kohore në tregun e bashkuar të vetëm të ditës në avancë ose brenda së njëjtës ditë, (ii) tepricës së konsumatorit për tregun e bashkuar të vetëm të ditës në avancë ose brenda së njëjtës ditë, (iii) të ardhurave nga kongjestioni dhe (iv) kostove dhe përfitimeve të tjera të ndërlidhura kur këto rrisin eficiencën ekonomike për periudhën përkatëse kohore, ku teprica e furnizuesit dhe e konsumatorit është diferenca ndërmjet urdhërporosive të pranuar dhe çmimit/njësi klerues të energjisë, shumëzuar me vëllimin e urdhërporosive të energjisë elektrike;
47. 'Shtet Anëtar' nënkupton një territor të Bashkimit Evropian të përmendur në Nenin 27 të Traktatit.
48. “Enti Rregullator i Energjisë” ose “ERE” nënkupton institucionin rregullator të sektorëve të energjisë elektrike në Shqipëri, si dhe autoritetin përcaktues, për caktimin e NEMO-s.

Neni 3

Objektivat e bashkëpunimit për alokimin e kapacitetit dhe menaxhimin e kongjestionit

Kjo rregullore synon:

- (a) promovimin e konkurrencës efektive në prodhimin, tregtimin dhe furnizimin me energji elektrike;
- (b) sigurimin e përdorimit optimal të infrastrukturës së transmetimit;
- (c) garantimin e sigurisë së operimit;
- (d) optimizimin e llogaritjes dhe alokimit të kapacitetit ndër-zonal;
- (e) sigurimin e trajtimit të barabartë dhe mosdiskriminues të OST-ve, NEMO-ve, Agjencisë për Bashkëpunimin e Rregullatorëve të Energjisë, Bordit Rregullator të Komunitetit të Energjisë, ERE-s, dhe pjesëmarrësve të tregut;
- (f) sigurimin dhe rritjen e transparencës dhe besueshmërisë së informacionit;
- (g) mbështetje për operimin dhe zhvillimin eficient afatgjatë të sistemit të transmetimit të energjisë elektrike dhe sektorit të energjisë elektrike në Komunitetin e Energjisë;

(h) respektimin e kërkesës për një treg të drejtë dhe të rregullt dhe për formim të drejtë dhe të rregullt të çmimeve;

(i) ofrimin e rregullave të njëjta për të gjithë NEMO-t;

(j) ofrimin e kushteve mosdiskriminuese për akses në kapacitetin ndër-zonal.

Neni 4

Emërtimi dhe revokimi i emërimit të NEMO-ve

1. Çdo Palë Kontraktuese e Komunitetit të Energjisë e lidhur me sistemin energjetik në një zonë ofertimi të një Pale tjetër Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë ose Shteti Anëtar do të sigurojë emërtimin e një ose më shumë NEMO-ve brenda gjashtë muajve pas hyrjes në fuqi të kësaj Rregulloreje për të kryer procesin e bashkimit të tregut të vetëm të ditës në avancë dhe/ose brenda së njëjtës ditë. Për këtë qëllim, operatorët e tregut, vendas dhe të huaj, mund të ftohen të aplikojnë për t'u emërtuar si NEMO.

2. Çdo Palë përkatëse Kontraktuese e Komunitetit të Energjisë do të sigurojë emërtimin e të paktën një NEMO në çdo zonë ofertimi në territorin e saj. NEMO-t do të emërtohen për një mandat fillestar prej katër vitesh. Përveç kur zbatohet Neni 5(1), Palët Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë duhet të lejojnë aplikime për emërtim të paktën një herë në vit.

3. Vetëm në rast se parashikohet ndryshe nga Palët Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë, ERE do të jenë autoriteti i emërimit, përgjegjës për emërtimin e NEMO-ve, monitorimin e përputhshmërisë me kriteret e emërimit dhe, në rastin e monopolit ligjor kombëtar, miratimin e tarifave të NEMO ose metodologjisë për llogaritjen e tarifave të NEMO. Palët Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë mund të parashikojnë që autoritete të tjera përveç ERE-s të jenë autoriteti i emërimit. Në këto rrethana, Palët Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë do të sigurojnë që autoriteti emërtues të ketë të drejta dhe detyrime të njëjta me ERE-n, në mënyrë që të kryejë efektivisht detyrat e tij.

4. Autoriteti i emërimit do të vlerësojë nëse kandidatët për NEMO përmbushin kriteret e përcaktuara në Nenin 6. Këto kritere do të zbatohen pavarësisht nëse caktohet një ose më shumë NEMO. Kur vendoset për emërtimin e NEMO-ve, duhet të shmanget çdo diskriminim ndërmjet aplikuesve, veçanërisht ndërmjet aplikuesve vendas dhe të huaj. Nëse autoriteti i emërimit nuk është ERE, ERE do të japë një opinion mbi masën në të cilën aplikuesi për emërtim i plotëson kriteret e përcaktuara në Nenin 6. Emërtimi i NEMO do të refuzohet vetëm kur nuk plotësohen kriteret e emërimit në Nenin 6 ose në përputhje me Nenin 5(1).

5. Një NEMO i emërtuar në një Palë Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë ose Shtet Anëtar ka të drejtë të ofrojë shërbimet e tregut të ditës në avancë dhe brenda së njëjtës ditë me livrim tek një Palë Kontraktuese e Komunitetit të Energjisë ose Shtet Anëtar. Rregullat e tregtisë në Palën Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë ose Shtetin Anëtar përkatës do të aplikohen pa qënë nevoja të emërtohet si NEMO në atë Palë Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë ose Shtet Anëtar. Autoritetet e emërimit do të monitorojnë të gjithë NEMO-t që ofrojnë shërbimet e tregut të ditës në avancë dhe/ose brenda së njëjtës ditë brenda zonës së Palës së tyre Kontraktuese ose Shtetit Anëtar. Në përputhje me Nenin 19 të Rregullores (BE) Nr. 714/2009, autoritetet e emërimit do të sigurojnë përputhshmërinë me këtë Rregullore të të gjithë NEMO-ve që ofrojnë shërbimet e tregut të ditës në avancë dhe/ose brenda së njëjtës ditë brenda zonës së një Pale Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë, pavarësisht se ku është emërtuar si NEMO. Autoritetet e ngarkuara me emërtimin, monitorimin dhe zbatimin e NEMO-ve, do të

shkëmbejnë të gjithë informacionin e nevojshëm për një mbikëqyrje eficiente të aktiviteteve të NEMO-ve.

Një NEMO i emërtuar duhet të njoftojë autoritetin e emërimit të një Pale tjetër Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë ose Shteti Anëtar, nëse propozon të ofrojë shërbimet e tregut të ditës në avancë ose brenda së njëjtës ditë brenda zonës së asaj Pale Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë ose Shteti Anëtar, dy muaj përpara fillimit të ofrimit të shërbimit.

6. Me përjashtim të paragrafit 5 të këtij neni, një Palë Kontraktuese e Komunitetit të Energjisë ose Shteti Anëtar mund të refuzojë ofrimin e shërbimeve tregtare nga një NEMO i emërtuar në një Palë Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë ose Shtet Anëtar nëse:

(a) ekziston një monopol ligjor kombëtar për shërbimet e tregut të ditës në avancë dhe brenda së njëjtës ditë në Palën Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë ose Shtetin Anëtar ose në zonën e ofertimit të Palës Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë ose Shtetit Anëtar ku livrimi kryhet në përputhje me Nenin 5(1); ose

(b) Pala Kontraktuese e Komunitetit të Energjisë ose Shteti Anëtar ku kryhet livrimi mund të përcaktojë se ka pengesa teknike për livrimin në atë Palë Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë ose Shtet Anëtar të energjisë elektrike të blerë në tregjet e ditës në avancë dhe brenda së njëjtës ditë me anë të NEMO të emërtuar në një Palë tjetër Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë ose Shtet Anëtar, lidhur me nevojën për t'u siguruar që objektivat e kësaj Rregulloreje janë përmbushur duke ruajtur sigurinë e operimit; ose

(c) rregullat e tregut në Palën Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë ose Shtetin Anëtar të livrimit nuk janë në përputhje me livrimin, në atë Palë Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë ose Shtet Anëtar, të energjisë elektrike të blerë në bazë të shërbimeve të tregut të ditës në avancë ose brenda së njëjtës ditë ofruar nga një NEMO emërtuar në një tjetër Palë Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë ose Shtet Anëtar; ose

(d) NEMO, në përputhje me Nenin 5, është një monopol ligjor kombëtar në Palën Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë ose Shtetin Anëtar ku është emërtuar.

7. Në rast të një vendimi për të refuzuar shërbimet e tregut të ditës në avancë dhe/ose brenda së njëjtës ditë me livrim në një Palë tjetër Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë ose Shtet Anëtar, Pala livruese Kontraktuese e Komunitetit të Energjisë do t'i njoftojë vendimin e saj NEMO dhe autoritetit të emërimit të Palës Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë ose Shtetit Anëtar ku është emërtuar si NEMO, si dhe Sekretariatit të Komunitetit të Energjisë dhe Bordit Rregullator të Komunitetit të Energjisë dhe, në rast se Shtetet Anëtare preken, Komisionit Evropian dhe Agjencisë për Bashkëpunimin e Rregullatorëve të Energjisë. Refuzimi duhet të arsyetohet siç duhet. Në rastet e përcaktuara në nënparagrafët 6(b) dhe 6(c), vendimi për të refuzuar shërbimet e tregtimit me livrim në një Palë tjetër Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë ose Shtet Anëtar do të përcaktojë gjithashtu se si dhe deri kur mund të kapërcehen pengesat teknike për tregtimin ose rregullat e brendshme të tregtisë mund të bëhen të pajtueshme me shërbimet tregtare me livrim në një Palë tjetër Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë ose Shtet Anëtar. Autoriteti emërtues i Palës Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë që refuzon shërbimet e tregtimit do të hetojë vendimin dhe do të publikojë një opinion mbi mënyrën e heqjes së pengesave ndaj shërbimeve të tregtimit ose se si të përputhen shërbimet e tregtimit me rregullat e tregtimit.

8. Pala kontraktuese e Komunitetit të Energjisë ku është emërtuar NEMO do të sigurojë që emërtimi do të revokohet në rast se NEMO dështon të përmbushë detyrimet e përcaktuara në Nenin 6 dhe nuk është në gjendje të mundësojë përmbushjen e këtyre detyrimeve brenda gjashtë muajve nga njoftimi i dështimit nga autoriteti i emërimit i Shtetit Anëtar ose Palës Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë. Nëse ERE nuk është përgjegjës për emërtimin dhe monitorimin e NEMO, ata do të konsultohen për revokimin. Autoriteti emërtues do të njoftojë gjithashtu autoritetin emërtues të Palës tjetër Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë ose Shtetit Anëtar në të cilat ai NEMO është aktiv për dështimin e tij për të ruajtur përputhshmërinë me kriteret e emërimit, në të njëjtën kohë që njofton NEMO.

9. Nëse autoriteti i emërimit i një Pale Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë konstaton se një NEMO aktiv, por që nuk është i emërtuar në vendin e tij, dështon të përmbushë detyrimet e përcaktuara në Nenin 6 në lidhje me shërbimet e tij në këtë vend, ai duhet të njoftojë NEMO për mos-përputhshmërinë e tij. Nëse NEMO nuk është në gjendje të përmbushë detyrimet brenda tre muajve nga njoftimi për një dështim të tillë, autoriteti emërtues mund ti pezullojë të drejtën për të ofruar shërbime të tregut të ditës në avancë dhe brenda së njëjtës ditë, në këtë Palë Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë, deri në momentin kur NEMO të rivendosë përputhshmërinë. Autoriteti emërtues do të njoftojë gjithashtu autoritetin emërtues të Palës tjetër Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë ose Shtetit Anëtar ku është emërtuar NEMO, si dhe Sekretariatit të Komunitetit të Energjisë dhe Bordin Rregullator të Komunitetit të Energjisë dhe, në rast se Shtetet Anëtare preken, Komisionin Evropian dhe Agjencinë për Bashkëpunimin e Rregullatorëve të Energjisë.

10. Autoriteti i emërimit do të njoftojë Bordin Rregullator të Komunitetit të Energjisë për emërtimin dhe revokimin e NEMO-ve. Bordi Rregullator i Komunitetit të Energjisë do të publikojë në faqen e tij të internetit një listë të NEMO-ve të emërtuara nga Palët Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë, statusin e tyre dhe vendin ku ato veprojnë.

Neni 5

Emërtimi i NEMO-ve në rast të një monopoli ligjor kombëtar për shërbime tregtare

1. Nëse, në kohën e hyrjes në fuqi të kësaj Rregulloreje, në një Palë Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë ose në zonën e ofertimit të Palës Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë, ekziston një monopol ligjor kombëtar për shërbimet e tregut të ditës në avancë dhe brenda së njëjtës ditë që përjashton përcaktimin e më shumë se një NEMO, Pala përkatëse Kontraktuese e Komunitetit të Energjisë duhet të njoftojë Sekretariatit të Komunitetit të Energjisë brenda dy muajve pas hyrjes në fuqi të kësaj rregulloreje dhe mund të refuzojë emërtimin e më shumë se një NEMO për zonë ofertimi.

Nëse ka disa aplikime për emërtimin si NEMO e vetme, Pala përkatëse Kontraktuese e Komunitetit të Energjisë do të caktojë aplikuesin që plotëson më mirë kriteret e renditura në Nenin 6. Nëse një Palë Kontraktuese e Komunitetit të Energjisë refuzon emërtimin e më shumë se një NEMO për një zonë ofertimi, autoriteti kompetent kombëtar do të caktojë ose miratojë tarifat e NEMO për tregtimin në tregun e ditës në avancë dhe brenda së njëjtës ditë përpara hyrjes së tyre në fuqi, ose të specifikojë metodologjitë e përdorura për llogaritjen e tyre.

Në përputhje me Nenin 4(6), Pala përkatëse Kontraktuese e Komunitetit të Energjisë mund të refuzojë gjithashtu shërbimet e tregtimit ndërkufitar të ofruara nga një NEMO i emërtuar nga një Palë tjetër Kontraktuese e Komunitetit të Energjisë ose Shtet Anëtar; megjithatë, mbrojtja e bursave ekzistuese të energjisë në atë Palë Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë ose Shtet

Anëtar nga disavantazhet ekonomike nëpërmjet konkurrencës, nuk është një arsye e vlefshme për refuzim.

2. Për qëllimet e kësaj rregulloreje, një monopol ligjor kombëtar ekziston në rastet kur ligji kombëtar përcakton shprehimisht emërtimin e një subjekti të vetëm për sigurimin e shërbimeve të tregut të ditës në avancë ose brenda së njëjtës ditë brenda një Pale Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë ose zonës së ofertimit të Palës Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë.

3. <...>

Neni 6

Kriteret e emërimit të NEMO

1. Aplikuesi do të emërtohet si NEMO vetëm nëse i përmbush të gjitha kërkesat si më poshtë:

(a) ka kontraktuar ose kontrakton burimet e përshtatshme për operimin e përbashkët, të koordinuar dhe të pajtueshëm të bashkimit të tregut të vetëm të ditës në avancë dhe/ose brenda së njëjtës ditë, përfshirë burimet e nevojshme për përmbushjen e funksioneve të NEMO, burimet financiare, teknologjinë informative të nevojshme, infrastrukturën teknike dhe procedurat e operimit ose duhet të ofrojë dëshmi se është në gjendje që të vëri në dispozicion këto burime brenda një periudhe të arsyeshme përgatitore para se të fillojë detyrat e veta në përputhje me Nenin 7;

(b) duhet të jetë në gjendje që të sigurojë që pjesëmarrësit e tregut të kenë akses të hapur në informacion në lidhje me detyrat e NEMO në përputhje me Nenin 7;

(c) duhet të operojë me kosto eficiente në lidhje me bashkimin e tregut të vetëm të ditës në avancë dhe brenda së njëjtës ditë dhe duhet që në kontabilitetin e brendshëm të ketë llogari të ndara për funksionet e Operatorit të Bashkimit të Tregut dhe aktivitetet e tjera në mënyrë që parandalojë ndër-subvencionimin;

(d) duhet të ketë nivel të duhur të ndarjes së biznesit nga pjesëmarrësit e tjerë të tregut;

(e) nëse do të emërtohet si një monopol ligjor kombëtar për shërbimet e tregut të ditës në avancë dhe brenda së njëjtës ditë në një Palë Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë, nuk do të përdorë tarifat e Nenit 5(1) për të financuar aktivitetet e veta të tregut të ditës në avancë ose brenda së njëjtës ditë në një Palë tjetër Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë ose Shtet Anëtar, përveç palës nga e cila ka marrë këto tarifa;

(f) duhet të trajtojë të gjithë pjesëmarrësit e tregut në mënyrë mosdiskriminuese;

(g) duhet të ketë miratuar marrëveshje të përshtatshme për mbikëqyrjen e tregut;

(h) duhet të ketë miratuar marrëveshje të përshtatshme për transparencë dhe konfidencialitet me pjesëmarrësit e tregut dhe OST-të;

(i) duhet të ofrojë shërbimet e nevojshme të klerimit dhe shlyerjes;

(j) duhet të vendosë sistemet e nevojshme të komunikimit dhe praktikat për koordinim me OST-të e Shtetit Anëtar dhe Palës Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë.

2. Kriteret e emërimit të përcaktuara në paragrafin 1 do të zbatohen në mënyrë të tillë që konkurrenca ndërmjet NEMO-ve të organizohet në mënyrë të barabartë dhe mosdiskriminuese.

Neni 7

Detyrat e NEMO

1. NEMO-t do të veprojnë si operatorë tregu në tregje kombëtare ose rajonale për të kryer, në bashkëpunim me OST-të, bashkimin e tregut të vetëm të ditës në avancë dhe brenda së njëjtës ditë. Detyrat e tyre do të përfshijnë pranimin e urdhërporosive nga pjesëmarrësit e tregut, duke pasur përgjegjësinë e plotë për përputhjen dhe alokimin e urdhërporosive në përputhje me rezultatet e bashkimit të tregut të vetëm të ditës në avancë dhe brenda së njëjtës ditë, publikimin e çmimeve, klerimin dhe shlyerjen e kontratave që rezultojnë nga transaksionet sipas marrëveshjeve dhe rregulloreve relevante të pjesëmarrësve.

Në lidhje me bashkimin e tregut të vetëm të ditës në avancë dhe brenda së njëjtës ditë, NEMO-t do të jenë në veçanti përgjegjës për detyrat në vijim:

(a) implementimin e funksioneve të OBT të përcaktuara në paragrafin 2 në koordinim me NEMO-t e tjerë;

(b) implementimin e kërkesave për bashkimin e tregut të vetëm të ditës në avancë dhe brenda së njëjtës ditë, kërkesat për funksionet e OBT dhe algoritmin e çmimit të bashkimit mbi të gjitha çështjet e ndërlidhura me funksionimin e tregut të energjisë elektrike në përputhje me paragrafin 2 të këtij Neni dhe Nenin 36;

(c) implementimin e çmimeve maksimale dhe minimale në përputhje me Nenet 41 dhe 54;

(d) bërjen anonime dhe shpërndarjen e informacionit mbi urdhërporositë e pranuar, të nevojshme për të kryer funksionet e OBT të përmendura në paragrafin 2 të këtij Neni dhe Nenet 40 dhe 53;

(e) vlerësimin e rezultateve të llogaritura bazuar në funksionet e OBT të përcaktuara në paragrafin 2 të këtij Neni, alokimin e urdhërporosive bazuar në këto rezultate, validimin e rezultateve si përfundimtare nëse ato konsiderohen si të sakta dhe duke marrë përgjegjësinë për to në përputhje me Nenet 48 dhe 60;

(f) informimin e pjesëmarrësve të tregut mbi rezultatet e urdhërporosive të tyre në përputhje me Nenet 48 dhe 60;

(g) të veprojë si kundërpalë qendrore për klerimin dhe shlyerjen e shkëmbimit të energjisë që rezulton nga bashkimi i tregut të vetëm të ditës në avancë dhe brenda së njëjtës ditë në përputhje me Nenin 68(3);

(h) të implementojë së bashku me NEMO-t dhe OST-të përkatëse procedurat rezervë për operimin e tregut kombëtar ose rajonal në përputhje me Nenin 36(3), nëse nuk ka rezultate në dispozicion nga funksionet e OBT në përputhje me Nenin 39(2), duke marrë parasysh procedurat alternative të parashikuara në Nenin 44;

(i) së bashku të vëri në dispozicion kostot e parashikuara dhe informacion mbi kostot për bashkimin e tregut të vetëm të ditës në avancë dhe brenda së njëjtës ditë për ERE-n dhe OST-të në rastet ku kostot e NEMO për themelimin, ndryshimin dhe operimin e bashkimit të tregut

të vetëm të ditës në avancë dhe brenda së njëjtës ditë do të mbulohen nga kontributet e OST-ve përkatëse, në përputhje me Nenet 75 deri 77 dhe Nenin 80;

(j) Aty ku është e mundur, në përputhje me Nenet 45 dhe 57, të koordinojë me OST-të për hartimin e marrëveshjeve në lidhje me operimin e më shumë se një NEMO brenda një zone ofertimi dhe të operojë bashkimin e tregut të vetëm të ditës në avancë dhe/ose brenda së njëjtës ditë në përputhje me marrëveshjet e miratuara.

2. NEMO-t mund të kryejnë funksionet e OBT së bashku me NEMO të tjera nga Shtete Anëtare. Këto funksione duhet të përfshijnë si më poshtë vijon:

(a) Zhvillimin, mirëmbajtjen dhe aplikimin e algoritmeve, sistemeve dhe procedurave për bashkimin e tregut të vetëm të ditës në avancë dhe brenda së njëjtës ditë në përputhje me Nenet 36 dhe 51;

(b) përpunimin e të dhënave hyrëse mbi kapacitetin ndër-zonal dhe kufizimet e alokimeve që ofrohen nga llogaritësit e kapacitetit të koordinuar në përputhje me Nenet 46 dhe 58;

(c) operimin e çmimeve të përbashkëta dhe algoritmeve të përputhjes së tregtimit të vazhdueshëm në përputhje me Nenet 48 dhe 60;

(d) validimin dhe dërgimin e rezultateve të bashkimit të tregut të vetëm të ditës në avancë dhe brenda së njëjtës ditë tek NEMO-t në përputhje me Nenet 48 dhe 60.

3. Brenda dymbëdhjetë muajve pas hyrjes në fuqi të kësaj Rregulloreje, të gjithë NEMO-t nga Palët Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë dhe Shtetet Anëtare do t'u paraqesin të gjitha autoriteteve rregullatore, Bordit Rregullator të Komunitetit të Energjisë dhe Agjencisë për Bashkëpunimin e Rregullatorëve të Energjisë, një plan për integrimin e NEMO-ve nga Palët Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë në funksionet e OBT të përmendura në paragrafin 2, dhe në marrëveshjet ndërmjet NEMO-ve dhe palëve të treta. Ky plan do të jetë në harmoni me planin e hartuar në përputhje me Rregulloren e Komisionit (BE) 2015/1222 dhe do të përfshijë një përshkrim të detajuar dhe afatin kohor të propozuar për zbatim, dhe një përshkrim të ndikimit të pritshëm të këtij integrimi në performancën e funksioneve të OBT në Nenin 7 (2) të Rregullores së Komisionit (BE) 2015/1222.

4. Bashkëpunimi në mes NEMO-ve do të kufizohet vetëm në atë pjesë që është e nevojshme për hartimin, zbatimin dhe operimin eficient dhe të sigurtë të bashkimit të tregut të vetëm të ditës në avancë dhe brenda së njëjtës ditë. Performanca e përbashkët e funksioneve të OBT do të bazohet në parimin e mosdiskriminimit dhe do të sigurojë që asnjë NEMO të mos përfitojë nga avantazhet e paarsyeshme ekonomike përmes pjesëmarrjes në funksionet e OBT.

5. Bordi Rregullator i Komunitetit të Energjisë do të monitorojë progresin e NEMO-ve në kryerjen e funksioneve të OBT në përputhje me paragrafin 2, veçanërisht në lidhje me kuadrin kontraktual dhe rregullator dhe me gatishmërinë teknike në përmbushjen e funksioneve të OBT.

6. <...>

Neni 8

Detyrat e OST-ve lidhur me bashkimin e tregut të vetëm të ditës në avancë dhe brenda së njëjtës ditë

1. Në Palët Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë të lidhura në rrjet me Palë të tjera Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë ose Shtete Anëtare, të gjitha OST-të do të marrin pjesë në bashkimin e tregut të vetëm të ditës në avancë dhe brenda së njëjtës ditë.

2. OST-të do të:

(a) zbatojnë bashkërisht detyrimet e OST-ve për algoritmet e çmimit të tregut të përbashkët dhe të përputhjes së tregtimit të vazhdueshëm dhe për të gjitha aspektet që lidhen me alokimin e kapacitetit në përputhje me Nenin 37(1)(a) të Rregullores së Komisionit (BE) 2015/1222;

(b) <...>

(c) vendosin dhe kryejnë llogaritjen e kapacitetit në përputhje me Nenet 14 deri në 30;

(d) kur është e nevojshme, vendosin mbi alokimin e kapacitetit ndër-zonal dhe marrëveshjeve të tjera në përputhje me Nenet 45 dhe 57;

(e) llogarisin dhe dërgojnë kapacitetet ndër-zonale dhe kufizimet e alokimeve në përputhje me Nenet 46 dhe 58;

(f) verifikojnë rezultatet e bashkimit të tregut të vetëm të ditës në avancë në lidhje me kapacitetet e validuara ndër-zonale dhe kufizimet e alokimeve në përputhje me Nenet 48(2) dhe 52;

(g) kur kërkohet, themelojnë llogaritës të shkëmbimeve të skeduluara për llogaritjen dhe publikimin e shkëmbimeve të skeduluara në kufijtë ndërmjet zonave të ofertimit në përputhje me Nenet 49 dhe 56;

(h) respektojnë rezultatet nga bashkimi i tregut të vetëm të ditës në avancë dhe brenda së njëjtës ditë të llogaritura në përputhje me Nenin 39 dhe Nenin 52;

(i) krijojnë dhe aplikojnë procedurat alternative të përshtatshme për alokimin e kapacitetit në përputhje me Nenin 44;

(j) zbatojnë kohën e hapjes së portës ndër-zonale për tregun brenda së njëjtës ditë dhe kohën e mbylljes së portës ndër-zonale për tregun brenda së njëjtës ditë në përputhje me Nenin 59;

(k) ndajnë të ardhurat e kongestionit në përputhje me metodologjinë e hartuar në përputhje me Nenin 73;

(l) aty ku është rënë dakord, veprojnë si agjentë transferimi për transferimin e pozicioneve neto në përputhje me Nenin 68(6).

Neni 9

Miratimi i termave dhe kushteve apo metodologjive

1. Kur kjo rregullore kërkon që OST-të dhe NEMO-t të hartojnë termat dhe kushtet apo metodologjitë, ata duhet ti paraqesin ato për miratim në Bordin Rregullator të Komunitetit të

Energjisë ose, në rast se Shtetet Anëtare preken, në Agjencinë për Bashkëpunimin e Rregullatorëve të Energjisë ose autoritetet rregullatore kompetente, brenda afateve përkatëse të përcaktuara në këtë Rregullore. Në rrethana të jashtëzakonshme, veçanërisht në rastet kur një afat nuk mund të respektohet për shkak të rrethanave jashtë kontrollit të OST-ve ose NEMO-ve, afatet për termat dhe kushtet apo metodologjitë mund të zgjaten bashkërisht nga të gjitha autoritetet rregullatore kompetente në procedurat sipas paragrafit 7, dhe nga autoriteti rregullator kompetent në procedurat sipas paragrafit 8.

Kur një propozim për terma dhe kushte apo metodologji në përputhje me këtë Rregullore duhet të hartohet dhe të miratohet nga më shumë se një OST ose NEMO, OST-të dhe NEMO-t pjesëmarrëse do të bashkëpunojnë ngushtë. OST-të, me ndihmën e ENTSO-E aty ku është e mundur, dhe të gjithë NEMO-t do të informojnë rregullisht autoritetet rregullatore kompetente, Bordin Rregullator të Komunitetit të Energjisë dhe Agjencinë për Bashkëpunimin e Rregullatorëve të Energjisë mbi ecurinë për hartimin e këtyre termave dhe kushteve apo metodologjive.

2. <...>

3. Me përjashtim të Nenit 43(1), Nenit 44, Nenit 56(1), Nenit 63 dhe Nenit 74(1), ku OST-të që vendosin për propozimet për termat dhe kushtet apo metodologjitë e renditura në paragrafin 7 nuk janë në gjendje të arrijnë një marrëveshje dhe kur rajonet përkatëse përbëhen nga më shumë se pesë Palë Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë dhe/ose Shtete Anëtare, ato do të vendosin me votim me shumicë të cilësuar. Shumica e cilësuar do të arrihet brenda secilës prej kategorive përkatëse të votave të OST-ve dhe NEMO-ve. Një shumicë e cilësuar për propozimet për termat dhe kushtet apo metodologjitë e renditura në paragrafin 7 do të kërkojë shumicën e mëposhtme:

(a) OST-të që përfaqësojnë të paktën 72 % të Palëve Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë dhe/ose Shteteve përkatëse Anëtare; dhe

(b) OST-të që përfaqësojnë Palë Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë dhe/ose Shtete Anëtare që përbëjnë të paktën 65 % të popullsisë së rajonit përkatës.

Një pakicë bllokuese për vendimmarrjet mbi propozimet për termat dhe kushtet apo metodologjitë e renditura në paragrafin 7 duhet të përfshijë të paktën OST-të që përfaqësojnë më shumë se 35% të popullsisë së Palëve Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë dhe/ose të Shteteve Anëtare, plus OST-të që përfaqësojnë të paktën një Palë shtesë Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë dhe/ose një Shtet Anëtar shtesë të ndikuar, përndryshe, shumica e cilësuar konsiderohet e arrirë.

OST-të që vendosin mbi propozimet për termat dhe kushtet apo metodologjitë e renditura në paragrafin 7 në lidhje me rajonet e përbëra nga pesë ose më pak Palë Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë dhe/ose Shtete Anëtare, do të vendosin me konsensus.

Për vendimet e OST mbi propozimet për termat dhe kushtet apo metodologjitë e renditura në paragrafin 7, një votë do ti atribuohet çdo Pale Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë ose Shteti Anëtar. Nëse ka më shumë se një OST në territorin e një Pale Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë ose Shteti Anëtar, Shteti Anëtar do të ndajë kompetencat e votimit ndërmjet OST-ve.

NEMO-t që vendosin për propozimet për termat dhe kushtet apo metodologjitë e renditura në paragrafin 7 do të vendosin me konsensus.

4. Nëse OST-të ose NEMO-t dështojnë të paraqesin një propozim fillestar ose të ndryshuar për termat dhe kushtet apo metodologjitë tek autoritetet rregullatore kompetente ose Agjencia për Bashkëpunimin e Rregullatorëve të Energjisë në përputhje me paragrafët 7, 8 ose 12 brenda afateve të përcaktuara në këtë Rregullore, do t'u ofrojnë autoriteteve rregullatore kompetente, Bordit Rregullator të Komunitetit të Energjisë dhe Agjencisë për Bashkëpunimin e Rregullatorëve të Energjisë, draftet me propozimet përkatëse për termat dhe kushtet apo metodologjitë, dhe të argumentojnë arsyen e pengesës së arritjes të marrëveshjes. Bordi Rregullator i Komunitetit të Energjisë dhe, në rast se Shtetet Anëtare preken, Agjencia për Bashkëpunimin e Rregullatorëve të Energjisë, duke vepruar në përputhje me Nenin 2 të Aktit Procedural Nr. 2022/01/MC-EnC, të gjitha autoritetet rregullatore kompetente së bashku ose ERE, do të ndërmarrin hapat e nevojshme për miratimin e termave dhe kushteve apo metodologjive të kërkuara në përputhje me paragrafët 6, 7 dhe 8 respektivisht, përkatësisht duke kërkuar ndryshimin, rishikimin dhe plotësimin e drafteve në përputhje me këtë paragraf, përfshirë rastet kur nuk ka drafte të dorëzuara, dhe ti miratojnë ato.

5. Çdo autoritet rregullator, ose kur është e aplikueshme Bordi Rregullator i Komunitetit të Energjisë dhe, në rast se Shtetet Anëtare preken, Agjencia për Bashkëpunimin e Rregullatorëve të Energjisë duke vepruar në përputhje me Nenin 2 të Aktit Procedural Nr. 2022/01/MC-EnC, sipas rastit, do të miratojë termat dhe kushtet apo metodologjitë e përdorura për llogaritjet ose krijimin e bashkimit të tregut të vetëm të ditës në avancë dhe brenda së njëjtës ditë zhvilluar nga OST-të dhe NEMO-t. Ato do të jenë përgjegjëse për miratimin e termave dhe kushteve apo metodologjive të përmendura në paragrafët 7 dhe 8. Përpara miratimit të këtyre termave dhe kushteve apo metodologjive, Bordi Rregullator i Komunitetit të Energjisë dhe, në rast se Shtetet Anëtare preken, Agjencia për Bashkëpunimin e Rregullatorëve të Energjisë duke vepruar në përputhje me Nenin 2 të Aktit Procedural Nr. 2022/01/MC-EnC ose autoritetet rregullatore kompetente, kur është e nevojshme, do të rishikojnë propozimet, pasi të konsultohen me OST-të ose NEMO-t përkatëse, në mënyrë që të sigurohen që ato janë në përputhje me qëllimin e kësaj Rregulloreje dhe në përputhje me Rregulloren e Komisionit (BE) 2015/1222 dhe kontribuojnë në integrimin e tregut, mosdiskriminimin, konkurrencën efektive dhe funksionimin e duhur të tregut.

6. OST-të dhe NEMO-t do të zbatojnë termat dhe kushtet apo metodologjitë e mëposhtme dhe çdo ndryshim i tyre do t'i nënshtrohet miratimit nga Agjencia për Bashkëpunimin e Rregullatorëve të Energjisë:

- (a) plani për implementimin e përbashkët të funksioneve të OBT në përputhje me Nenin 7(3);
- (b) rajonet e llogaritjes së kapacitetit në përputhje me Nenin 15(1), kur rregullohen në përputhje me Nenin 1(2) të Shtojcës 1 të kësaj Rregulloreje;
- (c) metodologjia e dërgimit të të dhënave mbi gjenerimin dhe ngarkesën në përputhje me Nenin 16(1) të Rregullores së Komisionit (BE) 2015/1222;
- (d) metodologjia e modelit të përbashkët të rrjetit në përputhje me Nenin 17(1) të Rregullores së Komisionit (BE) 2015/1222;
- (e) propozimi për një metodologji të harmonizuar të llogaritjes së kapacitetit në përputhje me Nenin 9(2), 9(6) dhe 21(4) të Rregullores së Komisionit (BE) 2015/1222;

(f) metodologjia rezervë në përputhje me Nenin 36(3) të Rregullores së Komisionit (BE) 2015/1222;

(g) algoritmi i paraqitur nga NEMO-t në përputhje me Nenin 37(5) të Rregullores së Komisionit (BE) 2015/1222, përfshirë kërkesat e OST-ve dhe NEMO-ve për zhvillimin e algoritmit në përputhje me Nenin 37(1) të Rregullores së Komisionit (BE) 2015/1222;

(h) produktet që mund të merren në konsideratë nga NEMO-t në procesin e bashkimit të tregut të vetëm të ditës në avancë dhe brenda së njëjtës ditë në përputhje me Nenet 40(1) dhe 53(1) të Rregullores së Komisionit (BE) 2015/1222;

(i) çmimet maksimale dhe minimale në përputhje me Nenet 41(1) dhe 54(2) të Rregullores së Komisionit (BE) 2015/1222;

(j) metodologjia e çmimit të kapacitetit brenda së njëjtës ditë që do të hartohet në përputhje me Nenet 9(2), 9(6) dhe 55(1) të Rregullores së Komisionit (BE) 2015/1222;

(k) koha e hapjes së portës ndër-zonale brenda së njëjtës ditë dhe e mbylljes së portës ndër-zonale brenda së njëjtës ditë në përputhje me Nenin 59(1) të Rregullores së Komisionit (BE) 2015/1222;

(l) afati i pandryshueshmërisë të ditës në avancë në përputhje me Nenin 69 të Rregullores së Komisionit (BE) 2015/1222;

(m) metodologjia e shpërndarjes të të ardhurave nga kongjestioni në përputhje me Nenin 73(1) të Rregullores së Komisionit (BE) 2015/1222.

7. Propozimet për termat dhe kushtet apo metodologjitë e mëposhtme dhe çdo ndryshim i tyre do t'i nënshtrohen miratimit nga të gjitha autoritetet rregullatore të rajonit përkatës:

(a) metodologjia e përbashkët e llogaritjes së kapacitetit në përputhje me Nenin 20(2);

(b) vendimet për implementimin dhe shtyrjen e llogaritjes sipas metodologjisë të bazuar në flukse fizike në përputhje me Nenin 20(2) deri (6) dhe për përjashtimet në përputhje me Nenin 20(7);

(c) metodologjia për koordinimin e ridispeçimit dhe tregtimit me kah të kundërt në përputhje me Nenin 35(1);

(d) metodologjitë e përbashkëta për llogaritjen e shkëmbimeve të skeduluara në përputhje me Nenet 43(1) dhe 56(1);

(e) procedurat alternative në përputhje me Nenin 44;

(f) ankandet rajonale plotësuese në përputhje me Nenin 63(1);

(g) <...>

(h) metodologjia e ndarjes së kostove të ridispeçimit ose tregtimit me kah të kundërt në përputhje me Nenin 74(1).

8. Termat dhe kushtet ose metodologjitë e mëposhtme dhe çdo ndryshim i tyre do t'i nënshtrohen miratimit individual nga çdo autoritet rregullator ose autoritet tjetër kompetent i Palëve përkatëse Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë:

(a) aty ku është e aplikueshme, emërtimi dhe revokimi ose pezullimi i emërimit të NEMO në përputhje me Nenin 4(2), (8) dhe (9);

(b) në rast se janë të aplikueshme, tarifat ose metodologjitë e përdorura për llogaritjen e tarifave të NEMO-ve në lidhje me tregun e ditës në avancë ose brenda së njëjtës ditë në përputhje me Nenin 5(1);

(c) propozimet e OST-ve individuale për një rishikim të konfigurimit të zonës së ofertimit në përputhje me Nenin 32(1)(d);

(d) aty ku është e aplikueshme, propozimi për alokimin e kapacitetit ndër-zonal dhe marrëveshje të tjera në përputhje me Nenet 45 dhe 57;

(e) kostot për alokimin e kapacitetit dhe menaxhimin e kongjestionit në përputhje me Nenet 75 deri në 79;

(f) nëse është e aplikueshme, ndarjen e kostove rajonale të bashkimit të tregut të ditës në avancë dhe brenda së njëjtës ditë në përputhje me Nenin 80(4).

9. Propozimi për termat dhe kushtet apo metodologjitë duhet të përfshijë një afat kohor për implementimin e tyre dhe një përshkrim të ndikimit të tyre të pritshëm në objektivat e kësaj Rregulloreje. Propozimet për termat dhe kushtet apo metodologjitë që i nënshtrohen miratimit nga disa autoritete rregullatore në përputhje me paragrafin 7, do t'i dorëzohen Bordit Rregullator të Komunitetit të Energjisë dhe, në rast se Shtetet Anëtare preken, Agjencisë për Bashkëpunimin e Rregullatorëve të Energjisë, që vepron në përputhje me Nenin 2 të Aktit Procedural Nr. 2022/01/MC-EnC, brenda 1 jave nga dorëzimi i tyre tek autoritetet rregullatore. Propozimet për termat dhe kushtet apo metodologjitë që i nënshtrohen miratimit nga një autoritet rregullator në përputhje me paragrafin 8, mund t'i dorëzohen Bordit Rregullator të Komunitetit të Energjisë dhe, në rast se Shtetet Anëtare preken, Agjencisë për Bashkëpunimin e Rregullatorëve të Energjisë, që vepron në përputhje me Nenin 2 të Aktit Procedural Nr. 2022/01/MCEnC, brenda 1 muaji nga paraqitja e tyre, sipas gjykimit të autoritetit rregullator, ndërkohë ato që do të dorëzohen me kërkesë të Bordit Rregullator të Komunitetit të Energjisë ose, në rast se Shtetet Anëtare preken, Agjencisë për Bashkëpunimin e Rregullatorëve të Energjisë, duke vepruar në përputhje me Nenin 2 të Aktit Procedural Nr. 2022/01/MC-EnC në rast se propozimi konsiderohet se ka një ndikim ndërkufitar. Me kërkesë të autoriteteve rregullatore kompetente, Bordi Rregullator i Komunitetit të Energjisë dhe, në rast se Shtetet Anëtare preken, Agjencia për Bashkëpunimin e Rregullatorëve të Energjisë, duke vepruar në përputhje me Nenin 2 të Aktit Procedural Nr. 2022/01/MC-EnC do të dalë me një opinion brenda 3 muajve mbi propozimet për termat dhe kushtet apo metodologjitë.

10. Kur miratimi i termave dhe kushteve apo metodologji në përputhje me paragrafin 7 ose ndryshimi në përputhje me paragrafin 12 kërkon një vendim nga më shumë se një autoritet rregullator, autoritetet rregullatore kompetente do të konsultohen, bashkëpunojnë ngushtë dhe koordinohen me njëri-tjetrin në mënyrë që të arrijnë një marrëveshje. Aty ku është e aplikueshme, autoritetet rregullatore kompetente do të marrin parasysh mendimin e Bordit Rregullator të Komunitetit të Energjisë dhe, në rast se Shtetet Anëtare preken, Agjencisë për Bashkëpunimin e Rregullatorëve të Energjisë, duke vepruar në përputhje me Nenin 2 të Aktit

Procedural Nr. 2022/01/MC-EnC. Autoritetet rregullatore ose, kur ka kompetencë, Bordi Rregullator i Komunitetit të Energjisë dhe, në rast se Shtetet Anëtare preken, Agjencia për Bashkëpunimin e Rregullatorëve të Energjisë, duke vepruar në përputhje me Nenin 2 të Aktit Procedural Nr. 2022/01/MC-EnC do të marrë vendime në lidhje me termat dhe kushtet apo metodologjitë e paraqitura në përputhje me paragrafët 7 dhe 8, brenda 6 muajve pas marrjes së termave dhe kushteve apo metodologjive nga Bordi Rregullator i Komunitetit të Energjisë dhe, në rast se Shtetet Anëtare preken, Agjencia për Bashkëpunimin e Rregullatorëve të Energjisë, duke vepruar në përputhje me Nenin 2 të Aktit Procedural Nr. 2022/01/MC-EnC ose autoriteti rregullator ose, kur është e zbatueshme, nga autoriteti i fundit rregullator përkatës. Periudha fillon në ditën pasardhëse të ditës në të cilën propozimi është dorëzuar në përputhje me paragrafin 9 tek autoriteti i fundit rregullator përkatës në përputhje me paragrafin 7 ose, kur është e zbatueshme, tek ERE në përputhje me paragrafin 8.

11. Kur autoritetet rregullatore nuk kanë mundur të arrijnë marrëveshje brenda periudhës së përmendur në paragrafin 10, ose, me kërkesën e tyre të përbashkët, ose, me kërkesë të Bordit Rregullator të Komunitetit të Energjisë ose, në rast se Shtetet Anëtare preken, Agjencisë për Bashkëpunimin e Rregullatorëve të Energjisë, duke vepruar në përputhje me Nenin 2 të Aktit Procedural Nr. 2022/01/MC-EnC, Bordi Rregullator i Komunitetit të Energjisë ose, në rast se Shtetet Anëtare preken, Agjencia për Bashkëpunimin e Rregullatorëve të Energjisë, duke vepruar në përputhje me Nenin 2 të Aktit Procedural Nr. 2022/01/MC-EnC, brenda 6 muajve do të marrë një vendim në lidhje me propozimet e paraqitura për termat dhe kushtet ose metodologjitë.

12. Në rast se Bordi Rregullator i Komunitetit të Energjisë dhe, në rast se Shtetet Anëtare preken, Agjencia për Bashkëpunimin e Rregullatorëve të Energjisë, ose të gjitha autoritetet rregullatore kompetente së bashku, ose ERE, kërkojnë një ndryshim për të miratuar termat dhe kushtet ose metodologjitë e paraqitura në përputhje me paragrafët 7 dhe 8 respektivisht, OST-të ose NEMO-t përkatëse do të paraqesin një propozim për termat dhe kushtet apo metodologjitë e ndryshuara për miratim brenda 2 muajve pas kërkesës nga Bordi Rregullator i Komunitetit të Energjisë dhe, në rast se Shtetet Anëtare preken, Agjencia për Bashkëpunimin e Rregullatorëve të Energjisë ose autoritetet rregullatore kompetente ose ERE. Bordi Rregullator i Komunitetit të Energjisë dhe, në rast se Shtetet Anëtare preken, Agjencia për Bashkëpunimin e Rregullatorëve të Energjisë ose autoritetet rregullatore kompetente ose ERE do të vendosin për termat dhe kushtet apo metodologjitë e ndryshuara brenda 2 muajve pas dorëzimit të tyre. Kur autoritetet rregullatore kompetente nuk kanë arritur një marrëveshje mbi termat dhe kushtet apo metodologjitë, në përputhje me paragrafin 7, brenda afatit 2 muajor, ose me kërkesë të tyre të përbashkët, ose me kërkesë të Bordit Rregullator të Komunitetit të Energjisë ose, në rast se Shtetet Anëtare preken, Agjencisë për Bashkëpunimin e Rregullatorëve të Energjisë, Bordi Rregullator i Komunitetit të Energjisë ose, në rast se Shtetet Anëtare preken, Agjencia për Bashkëpunimin e Rregullatorëve të Energjisë, duke vepruar në përputhje me Nenin 2 të Aktit Procedural Nr. 2022/01/MC-EnC do të miratojë brenda 6 muajve një vendim në lidhje me termat dhe kushtet apo metodologjitë e ndryshuara. Nëse OST-të ose NEMO-t përkatëse dështojnë të paraqesin një propozim për termat dhe kushtet apo metodologjitë e ndryshuara, do të zbatohet procedura e parashikuar në paragrafin 4 të këtij neni.

13. Bordi Rregullator i Komunitetit të Energjisë dhe, në rast se Shtetet Anëtare preken, Agjencia për Bashkëpunimin e Rregullatorëve të Energjisë, duke vepruar në përputhje me Nenin 2 të Aktit Procedural Nr. 2022/01/MC-EnC, ose të gjitha autoritetet rregullatore kompetente së bashku, ose ERE, aty ku ata janë përgjegjës për miratimin e termave dhe kushteve ose metodologjive në përputhje me paragrafët 7 dhe 8, mund të kërkojnë propozime përkatësisht për ndryshime të këtyre termave dhe kushteve apo metodologjive dhe të përcaktojnë një afat

kohor për dorëzimin e këtyre propozimeve. OST-të ose NEMO-t përgjegjëse për hartimin e një propozimi për termat dhe kushtet apo metodologjitë mund t'u propozojnë ndryshime autoriteteve rregullatore dhe Bordit Rregullator të Komunitetit të Energjisë dhe, në rast se Shtetet Anëtare preken, Agjencisë për Bashkëpunimin e Rregullatorëve të Energjisë, duke vepruar në përputhje me Nenin 2 të Aktit Procedural Nr. 2022/01/MC-EnC.

Propozimet për ndryshimin e termave dhe kushteve apo metodologjive i nënshtrohen konsultimit në përputhje me procedurën e përcaktuar në Nenin 12 dhe miratohen në përputhje me procedurën e përcaktuar në këtë nen.

14. OST-të dhe NEMO-t përgjegjëse për vendosjen e termave dhe kushteve apo metodologjive në përputhje me këtë Rregullore do t'i publikojnë ato në internet pas miratimit nga Bordi Rregullator i Komunitetit të Energjisë, Agjencia për Bashkëpunimin e Rregullatorëve të Energjisë ose autoritetet rregullatore kompetente ose, nëse nuk kërkohet një miratim i tillë, pas krijimit të tyre, përveç rasteve kur një informacion i tillë konsiderohet si konfidencial në përputhje me Nenin 13.

Neni 10

Menaxhimi i përditshëm i bashkimit të tregut të vetëm të ditës në avancë dhe brenda së njëjtës ditë

OST-të dhe NEMO-t do të kontribuojnë së bashku në organizimin e menaxhimit të përditshëm të bashkimit të tregut të vetëm të ditës në avancë dhe brenda së njëjtës ditë. Ata do të takohen rregullisht për të diskutuar dhe vendosur për çështjet e përditshme operative. OST-të dhe NEMO-t nga Shtete Anëtare që veprojnë në përputhje me Rregulloren e Komisionit (BE) 2015/1222 do të ftojnë Bordin Rregullator të Komunitetit të Energjisë dhe Sekretariatin e Komunitetit të Energjisë si vëzhgues në këto takime dhe do të publikojnë përmbledhje të procesverbaleve të takimeve.

Neni 11

Përfshirja e palëve të interesuara

Bordi Rregullator i Komunitetit të Energjisë dhe, në rast se Shtetet Anëtare preken, Agjencia për Bashkëpunimin e Rregullatorëve të Energjisë, duke vepruar në përputhje me Nenin 2 të Aktit Procedural Nr. 2022/01/MC-EnC, në bashkëpunim të ngushtë me ENTSO-E, do të organizojnë përfshirjen e palëve të interesuara në lidhje me bashkimin e tregut të vetëm të ditës në avancë dhe brenda së njëjtës ditë dhe aspekte të tjera të zbatimit të kësaj Rregulloreje. Kjo do të përfshijë takime të rregullta me palët e interesuara për të identifikuar problemet dhe për të propozuar përmirësime që lidhen veçanërisht me bashkimin e tregut të vetëm të ditës në avancë dhe brenda së njëjtës ditë. Kjo nuk do të zëvendësojë konsultimet e palëve të interesuara në përputhje me Nenin 12.

Neni 12

Konsultime

1. OST-të dhe NEMO-t përgjegjëse për paraqitjen e propozimeve për termat dhe kushtet apo metodologjitë ose ndryshimet e tyre në përputhje me këtë Rregullore, do të konsultohen me palët e interesuara, duke përfshirë autoritetet përkatëse të secilës Palë Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë dhe Shteti Anëtar, për projekt propozimet për termat dhe kushtet apo

metodologjitë të përcaktuara shprehimisht në këtë Rregullore. Konsultimi do të zgjasë për një periudhë jo më të shkurtër se një muaj.

2. Propozimet e paraqitura nga OST-të dhe NEMO-t në nivel rajonal do t'i nënshtrohen konsultimit të paktën në nivel rajonal. Palët që paraqesin propozime në nivel dypalësh ose shumëpalësh do të konsultohen të paktën me Palët Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë dhe Shtetet përkatëse Anëtare.

3. Subjektet përgjegjëse për propozimin për termat dhe kushtet apo metodologjitë do të marrin parasysh siç duhet pikëpamjet e palëve të interesuara që rezultojnë nga konsultimet e ndërmarra në përputhje me paragrafin 1, përpara paraqitjes së tyre për miratim rregullator nëse kërkohet në përputhje me Nenin 9 ose përpara publikimit në të gjitha rastet e tjera. Në të gjitha rastet, një justifikim i qartë dhe i plotë për përfshirjen ose jo të pikëpamjeve që rezultojnë nga konsultimi do të shtjellohet së bashku me materialin e dorëzuar dhe do të publikohet në kohën e duhur, përpara ose njëkohësisht me publikimin e propozimit për termat dhe kushtet apo metodologjitë.

Neni 13

Detyrimet e konfidencialitetit

1. Çdo informacion konfidencial i marrë, i shkëmbyer ose i transmetuar në përputhje me këtë Rregullore do t'i nënshtrohet kushteve të sekretit profesional të përcaktuara në paragrafët 2, 3 dhe 4.

2. Detyrimi i sekretit profesional zbatohet për çdo person që i nënshtrohet dispozitave të kësaj Rregulloreje.

3. Informacioni konfidencial i marrë nga personat e përmendur në paragrafin 2 gjatë kryerjes së detyrave të tyre nuk mund t'i transmetohet asnjë personi ose autoriteti tjetër, pa paragjykuar rastet e përcaktuara në ligjin kombëtar, dispozitat e tjera të kësaj Rregulloreje apo ndonjë legjislacioni tjetër përkatës të Komunitetit të Energjisë ose kombëtar.

4. Pa paragjykuar rastet e përcaktuara në ligjin kombëtar, autoritetet rregullatore, organet ose personat që marrin informacion konfidencial në përputhje me këtë Rregullore, mund ta përdorin atë vetëm për qëllimin e kryerjes së funksioneve të tyre sipas kësaj Rregulloreje.

TITULLI II

KËRKESAT PËR TERMAT, KUSHTET DHE METODOLOGJITË LIDHUR ME ALOKIMIN E KAPACITETIT DHE MENAXHIMIN E KONGJESTIONIT

KAPITULLI 1

Llogaritja e kapacitetit

Seksioni 1

Dispozita të përgjithshme

Neni 14

Afatet kohore të llogaritjes së kapacitetit

1. Të gjitha OST-të do të llogarisin kapacitetin ndër-zonal për të paktën afatet kohore të mëposhtme:

(a) ditën përpara, për tregun e ditës në avancë;

(b) brenda ditës, për tregun brenda së njëjtës ditë.

2. Për afatin e tregut të ditës në avancë do të llogariten vlerat individuale për kapacitetin ndër-zonal për çdo njësi kohore të tregut të ditës në avancë. Për afatin e tregut brenda së njëjtës ditë do të llogariten vlerat individuale për kapacitetin ndër-zonal për çdo njësi kohore të mbetur të tregut brenda së njëjtës ditë.

3. Për afatin kohor të tregut të ditës në avancë, llogaritja e kapacitetit do të bazohet në informacionin më të fundit të disponueshëm. Përditësimi i informacionit për afatin e tregut të ditës në avancë nuk do të fillojë para orës 15:00 të kohës së tregut, dy ditë para ditës së livrimit.

4. Të gjitha OST-të në çdo rajon të llogaritjes së kapacitetit siç përcaktohet në Nenin 15(1) duhet të sigurohen që kapaciteti ndër-zonal të rillogaritet brenda afatit kohor të tregut brenda së njëjtës ditë bazuar në informacionin më të fundit të disponueshëm. Frekuenca e kësaj rillogaritjeje do të marrë në konsideratë efikasitetin dhe sigurinë e operimit.

Neni 15

Rajonet e llogaritjes së kapacitetit

1. Rajonet e llogaritjes së kapacitetit duke përfshirë Palët Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë dhe Shtetet Anëtare (për interkoneksionet e tyre me Palë Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë) përcaktohen në Shtojcën 1 të kësaj Rregulloreje.

2. Shtojca 1 do të përcaktojë kufijtë e zonës së ofertimit të OST-ve që janë anëtare të çdo rajoni të llogaritjes së kapacitetit. Për këtë duhet të plotësohen kërkesat e mëposhtme:

(a) marrja parasysh e rajoneve të llogaritjes së kapacitetit të përcaktuara në përputhje me Nenin 15(1) të Rregullores së Komisionit (BE) 2015/1222;

(b) çdo kufi i zonës së ofertimit, ose dy kufij të veçantë të zonës së ofertimit nëse është e zbatueshme, ku ka linjë interkoneksioni ndërmjet dy zonave të ofertimit, do t'i caktohet një rajoni të llogaritjes së kapacitetit;

(c) të paktën këto OST do t'u caktohen të gjithë rajoneve të llogaritjes së kapacitetit në të cilat ato kanë kufijtë e zonave të ofertimit.

3. Rajonet e llogaritjes së kapacitetit themeluar në bazë të kësaj Rregulloreje ose në përputhje me Nenin 15(1) të Rregullores së Komisionit (BE) 2015/1222 që aplikojnë metodologjinë e bazuar në flukse fizike, do të shkrihen në një rajon të llogaritjes së kapacitetit nëse plotësohen në mënyrë kumulative kushtet e mëposhtme:

(a) sistemet e tyre të transmetimit janë të lidhura drejtpërdrejtë me njëri-tjetrin;

(b) marrin pjesë në të njëjtën zonë të bashkimit të tregut të vetëm të ditës në avancë ose brenda së njëjtës ditë;

(c) bashkimi i tyre është më efikas sesa mbajtja e tyre të ndara. Autoritetet rregullatore kompetente mund të kërkojnë një analizë të përbashkët kosto-përfitim nga OST-të përkatëse për të vlerësuar efikasitetin e bashkimit.

Seksioni 2

Modeli i përbashkët i rrjetit

Neni 16

Metodologjia e dërgimit të të dhënave mbi gjenerimin dhe ngarkesën

1. <...>

2. Metodologjia e dërgimit të të dhënave mbi gjenerimin dhe ngarkesën duhet të specifikojë ato njësi gjeneruese dhe të ngarkesës të cilat duhet t'u dërgojnë informacion OST-ve të tyre përkatëse për qëllime të llogaritjes së kapacitetit.

3. <...>

4. Metodologjia do të specifikojë afatet që aplikohen për njësitë gjeneruese dhe të ngarkesës për dhënien e informacionit përcaktuar në paragrafin 5.

5. Për aplikimin e metodologjisë së dërgimit të të dhënave mbi gjenerimin dhe ngarkesën, çdo OST do të përdorë dhe do të ndajë me OST-të e tjera të paktën informacionin e mëposhtëm:

(a) informacion në lidhje me karakteristikat e tyre teknike;

(b) informacion në lidhje me disponueshmërinë e njësive gjeneruese dhe të ngarkesës;

(c) informacion në lidhje me skedulimet e njësive gjeneruese;

(d) informacionin përkatës të disponueshëm në lidhje me mënyrën e dispeçimit të njësive gjeneruese.

Ky informacion do të përdoret vetëm për qëllime të llogaritjes së kapacitetit.

6. Jo më vonë se tetë muaj pas hyrjes në fuqi të kësaj Rregulloreje, ENTSO-E, duke vepruar në përputhje me Nenin 3 të Aktit Procedural Nr. 2022/01/MC-EnC do të publikojë:

(a) një listë të subjekteve që duhet t'i dërgojnë informacion OST-ve;

(b) një listë të informacionit që do të jepet, të përmendur në paragrafin 5;

(c) afatet për dhënien e informacionit.

Neni 17

Metodologjia e modelit të përbashkët të rrjetit

<...>

Neni 18

Skenarët

1. OST-të do të zbatojnë skenarët e përbashkët për çdo afat kohor të llogaritjes së kapacitetit të përmendur në Nenin 14(1)(a) dhe (b) të hartuar në përputhje me Nenin 18(1) të Rregullores së Komisionit (BE) 2015/1222.

2. OST-të do të zbatojnë rregullat e përbashkëta të hartuara në përputhje me Nenin 18(3) të Rregullores së Komisionit (BE) 2015/1222 për përcaktimin e pozicionit neto në secilën zonë ofertimi dhe fluksit për secilën linjë me rrymë të vazhduar.

Neni 19

Modeli individual i rrjetit

1. Për secilën zonë ofertimi dhe për secilin skenar:

(a) të gjitha OST-të në zonën e ofertimit do të ofrojnë së bashku një model individual të vetëm të rrjetit i cili duhet të jetë në përputhje me Nenin 18(3) të Rregullores së Komisionit (BE) 2015/1222; ose

(b) çdo OST në zonën e ofertimit do të ofrojë një model individual të rrjetit për zonën e tij të kontrollit, duke përfshirë interkoneksionet, me kusht që shuma e pozicioneve neto në zonat e kontrollit duke përfshirë interkoneksionet që mbulojnë zonën e ofertimit, të jetë në përputhje me Nenin 18(3) të Rregullores së Komisionit (BE) 2015/1222.

2. Çdo model individual i rrjetit do të përfaqësojë parashikimin më të mirë të mundshëm të kushteve të sistemit të transmetimit për secilin skenar të specifikuar nga OST-të në kohën e krijimit të modelit individual të rrjetit.

3. Modelet individuale të rrjetit do të mbulojnë të gjithë elementët e rrjetit të sistemit të transmetimit që përdoren në analizën rajonale të sigurisë së operimit për afatin kohor përkatës.

4. Të gjitha OST-të duhet të harmonizojnë në maksimumin e mundshëm mënyrën me të cilën janë ndërtuar modelet individuale të rrjetit.

5. Çdo OST do të sigurojë të gjitha të dhënat e nevojshme në modelin individual të rrjetit për të lejuar analizat e fluksit të fuqisë aktive dhe reaktive dhe të tensionit në gjendje të qëndrueshme.

6. Kur është e përshtatshme, dhe me marrëveshje ndërmjet të gjitha OST-ve brenda një rajoni të llogaritjes së kapacitetit, çdo OST në atë rajon të llogaritjes së kapacitetit do të shkëmbejë të dhëna ndërmjet njëri-tjetrit për të mundësuar analizat e tensionit dhe stabilitetit dinamik.

Seksioni 3

Metodologjitë e llogaritjes së kapacitetit

Neni 20

Prezantimi i metodologjisë së llogaritjes të kapacitetit bazuar në flukse fizike

1. Për afatin kohor të tregut të ditës në avancë dhe për afatin kohor të tregut brenda së njëjtës ditë, qasja e përdorur në metodologjitë e përbashkëta të llogaritjes së kapacitetit do të jetë një metodologji e bazuar në flukse fizike, përveç rasteve kur kërkesa sipas paragrafit 7 plotësohet.

2. Jo më vonë se 6 muaj pas krijimit të një rajoni për llogaritjen e kapacitetit në përputhje me Shtojcën I, të gjitha OST-të në çdo rajon të llogaritjes së kapacitetit do të paraqesin një propozim për një metodologji të përbashkët të koordinuar të llogaritjes së kapacitetit brenda rajonit përkatës. Propozimi do t'i nënshtrohet konsultimeve në përputhje me Nenin 12. Propozimi duhet të përafrohet me metodologjinë e llogaritjes së kapacitetit të zbatueshme në rajonet fqinje të llogaritjes së kapacitetit.

3. <...>

4. Jo më vonë se gjashtë muaj pasi të paktën të gjitha Palët Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë të Evropës Juglindore të marrin pjesë në bashkimin e tregut të vetëm të ditës në avancë, OST-të nga këto Palë Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë së bashku me OST-të nga të paktën Kroacia, Rumania, Bullgaria, Hungaria dhe Greqia, do të paraqesin bashkërisht një propozim për të prezantuar një metodologji të përbashkët të llogaritjes së kapacitetit duke përdorur metodologjinë e bazuar në flukse fizike, për afatin kohor të tregut të ditës në avancë dhe brenda së njëjtës ditë. Propozimi do të parashikojë një datë zbatimi të metodologjisë së përbashkët të llogaritjes së kapacitetit duke përdorur metodologjinë e bazuar në flukse fizike jo më vonë se dy vjet pas pjesëmarrjes së të gjitha Palëve Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë të EJT në bashkimin e tregut të vetëm të ditës në avancë. OST-të nga Palë Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë që kanë kufij me rajone të tjera inkurajohen t'i bashkohen iniciativave për të zbatuar me këto rajone një metodologji të përbashkët të llogaritjes së kapacitetit të bazuar në flukse fizike.

5. Në kohën kur dy ose më shumë rajone kufitare të llogaritjes së kapacitetit në të njëjtën zonë sinkrone zbatojnë një metodologji të llogaritjes së kapacitetit bazuar në flukse fizike për afatin kohor të tregut të ditës në avancë ose brenda së njëjtës ditë, për këtë qëllim, do të konsiderohen si një rajon, dhe OST-të nga ky rajon do të paraqesin brenda gjashtë muajve një propozim për aplikimin e një metodologjie të përbashkët të llogaritjes së kapacitetit bazuar në flukse fizike për afatin kohor të tregut të ditës në avancë ose brenda së njëjtës ditë. Propozimi do të parashikojë një datë të implementimit të metodologjisë së përbashkët ndër-rajonale të llogaritjes së kapacitetit jo më shumë se 12 muaj pas zbatimit të metodologjisë të bazuar në flukse fizike në këto rajone për afatin kohor të tregut të ditës në avancë, dhe 18 muaj për metodologjinë për afatin kohor të tregut brenda së njëjtës ditë. Afatet kohore të shprehura në këtë paragraf mund të përshtaten në përputhje me paragrafin 6.

Metodologjia në dy rajonet e llogaritjes së kapacitetit që kanë filluar të hartojnë një metodologji të përbashkët të llogaritjes së kapacitetit mund të implementohet para se të hartohet metodologjia e përbashkët e llogaritjes së kapacitetit me rajone të tjera të llogaritjes së kapacitetit.

6. Nëse OST-të përkatëse janë në gjendje të dëshmojnë se aplikimi i metodologjive të përbashkëta të bazuara në flukse fizike në përputhje me paragrafët 4 dhe 5 nuk do të ishte më eficient duke supozuar të njëjtin nivel të sigurisë së operimit, ata së bashku mund t'i kërkojnë autoriteteve rregullatore kompetente shtyrjen e afateve.

7. OST-të mund t'i kërkojnë së bashku autoriteteve rregullatore kompetente që të zbatojnë në rajon dhe në kufijtë e zonës së ofertimit metodologjinë e kapacitetit të koordinuar neto të transmetimit, nëse OST-të përkatëse janë në gjendje të dëshmojnë se aplikimi i metodologjisë të llogaritjes së kapacitetit bazuar në flukse fizike nuk do të ishte më eficient në krahasim me metodologjinë e kapacitetit të koordinuar neto të transmetimit dhe duke supozuar të njëjtin nivel të sigurisë së operimit në rajonin përkatës.

8. Për t'u mundësuar pjesëmarrësve të tregut që të përshtaten me çdo ndryshim në metodologjinë e llogaritjes së kapacitetit, OST-të përkatëse do të testojnë metodologjinë e re krahas metodologjisë ekzistuese dhe do të përfshijnë pjesëmarrësit e tregut në teste për të paktën gjashtë muaj përpara se të implementojnë propozimin për ndryshimin e metodologjisë së tyre të llogaritjes së kapacitetit.

9. OST-të e secilit rajon të llogaritjes së kapacitetit që aplikojnë metodologjinë e bazuar në flukse fizike do të krijojnë dhe vënë në dispozicion një instrument që u mundëson pjesëmarrësve të tregut të vlerësojnë ndërveprimin ndërmjet kapaciteteve ndër-zonale dhe shkëmbimeve ndër-zonale ndërmjet zonave të ofertimit.

Neni 21

Metodologjia e llogaritjes së kapacitetit

1. Propozimi për një metodologji të përbashkët të llogaritjes së kapacitetit për një rajon të llogaritjes së kapacitetit përcaktuar në përputhje me Nenin 20(2) do të përfshijë të paktën elementët e mëposhtëm për çdo afat kohor të llogaritjes së kapacitetit:

(a) metodologjitë për përllogaritjen e inputeve për llogaritjen e kapacitetit, të cilat do të përfshijnë parametrat e mëposhtëm:

(i) një metodologji për përcaktimin e margjinës së besueshmërisë në përputhje me Nenin 22;

(ii) metodologjitë për përcaktimin e kufijve të sigurisë së operimit, kontigjencat përkatëse për llogaritjen e kapacitetit dhe kufizimet e alokimit që mund të zbatohen në përputhje me Nenin 23;

(iii) metodologjinë për përcaktimin e faktorëve të zhvendosjes së gjenerimit në përputhje me Nenin 24;

(iv) metodologjinë për përcaktimin e veprimeve përmirësuese që duhet të merren parasysh në llogaritjen e kapacitetit në përputhje me Nenin 25.

(b) një përshkrim të detajuar të metodës së llogaritjes të kapacitetit, i cili do të përfshijë sa vijon:

(i) një përshkrim matematikor të metodës së aplikuar për llogaritjen e kapacitetit me inpute të ndryshme të llogaritjes së kapacitetit;

(ii) rregullat për shmangien e diskriminimit të padrejtë ndërmjet shkëmbimeve të brendshme dhe ndër-zonale për të garantuar përputhshmërinë me Nenin 16(9) të Rregullores (BE) 2019/943, siç është përshtatur dhe miratuar me Vendimin e Këshillit Ministeror 2002/03/MC-EnC;

(iii) rregullat për marrjen parasysh, aty ku është e përshtatshme, të kapacitetit ndër-zonal të alokuar më parë;

(iv) rregullat për përshtatjen e flukseve të energjisë në elementët kritikë të rrjetit ose të kapacitetit ndër-zonal për shkak të veprimeve përmirësuese në përputhje me Nenin 25;

(v) për metodologjinë e bazuar në flukse fizike, një përshkrim matematikor të llogaritjes së faktorëve të shpërndarjes së transferimit të energjisë dhe të llogaritjes të margjinave të disponueshme në elementët kritikë të rrjetit;

(vi) për metodologjinë e kapacitetit të koordinuar neto të transmetimit, rregullat për llogaritjen e kapacitetit ndër-zonal, duke përfshirë rregullat për ndarjen në mënyrë eficiente të mundësive të flukseve të energjisë në elementët kritikë të rrjetit ndërmjet zonave të ndryshme të ofertimit;

(vii) kur flukset e energjisë në elementët kritikë të rrjetit ndikohen nga shkëmbimet ndër-zonale të energjisë në rajone të ndryshme të llogaritjes së kapacitetit, rregullat për ndarjen e mundësive të flukseve të energjisë në elementët kritikë të rrjetit ndërmjet rajoneve të ndryshme të llogaritjes së kapacitetit në mënyrë që të akomodohen këto flukse.

(c) një metodologji për validimin e kapacitetit ndër-zonal në përputhje me Nenin 26.

2. Për afatin kohor të llogaritjes së kapacitetit brenda së njëjtës ditë, metodologjia e llogaritjes së kapacitetit duhet të përfshijë gjithashtu frekuencën në të cilën kapaciteti do të rivlerësohet në përputhje me Nenin 14(4), duke dhënë arsyet për frekuencën e zgjedhur.

3. Metodologjia e llogaritjes së kapacitetit duhet të përfshijë një procedurë alternative për rastin kur llogaritja fillestare e kapacitetit nuk prodhon ndonjë rezultat.

4. Të gjitha OST-të në çdo rajon të llogaritjes së kapacitetit, për aq sa është e mundur, do të përdorin të dhëna të harmonizuara të llogaritjes së kapacitetit.

Neni 22

Metodologjia e margjinës së besueshmërisë

1. Propozimi për një metodologji të përbashkët të llogaritjes së kapacitetit duhet të përfshijë një metodologji për të përcaktuar margjinën e besueshmërisë. Metodologjia për të përcaktuar margjinën e besueshmërisë do të përbëhet nga dy hapa. Së pari, OST-të përkatëse do të vlerësojnë shpërndarjen e probabilitetit të devijimeve ndërmjet flukseve të pritshme të energjisë në kohën e llogaritjes së kapacitetit dhe flukseve të realizuara të energjisë në kohë reale. Së dyti, margjina e besueshmërisë do të llogaritet duke nxjerrë një vlerë nga shpërndarja e probabilitetit.

2. Metodologjia për përcaktimin e margjinës së besueshmërisë do të përcaktojë parimet për llogaritjen e shpërndarjes së probabilitetit të devijimeve ndërmjet flukseve të pritshme të energjisë në momentin e llogaritjes së kapacitetit dhe flukseve të realizuara të energjisë në kohë reale, dhe do të specifikojë pasiguritë që duhen marrë në konsideratë në llogaritje. Për të përcaktuar këto pasiguri, metodologjia në veçanti do të marrë parasysh:

(a) devijimet e paqëllimta të flukseve fizike të energjisë elektrike brenda një afati kohor të tregut të shkaktuara nga rregullimi i flukseve të energjisë elektrike brenda dhe ndërmjet zonave të kontrollit, për të mbajtur një frekuencë konstante;

(b) pasiguritë që mund të ndikojnë në llogaritjen e kapacitetit dhe që mund të ndodhin ndërmjet afatit kohor të llogaritjes së kapacitetit dhe kohës reale, për njësinë përkatëse të kohës së tregut.

3. Në metodologjinë për përcaktimin e margjinës së besueshmërisë, OST-të do të përcaktojnë gjithashtu parime të përbashkëta të harmonizuara për përcaktimin e margjinës së besueshmërisë nga shpërndarja e probabilitetit.

4. Mbi bazën e metodologjisë së miratuar në përputhje me paragrafin 1, OST-të do të përcaktojnë margjinën e besueshmërisë duke respektuar kufijtë e sigurisë së operimit dhe duke marrë parasysh pasiguritë ndërmjet afatit kohor të llogaritjes së kapacitetit dhe kohës reale, dhe veprimeve përmirësuese të disponueshme pas llogaritjes së kapacitetit.

5. Për çdo afat kohor të llogaritjes së kapacitetit, OST-të përkatëse do të përcaktojnë margjinën e besueshmërisë për elementët kritik të rrjetit, kur metodologjia e bazuar në flukse fizike zbatohet, dhe për kapacitetin ndër-zonal, kur metodologjia e kapacitetit të koordinuar neto të transmetimit zbatohet.

Neni 23

Metodologjitë për kufijtë e sigurisë së operimit, kontigjencat dhe kufizimet e alokimit

1. Çdo OST do të respektojë kufijtë e sigurisë së operimit dhe kontigjencave të përcaktuara në analizën e sigurisë së operimit.

2. Nëse kufijtë e sigurisë së operimit dhe kontigjencat të përdorura në llogaritjen e kapacitetit nuk janë të njëjta me ato të përdorura në analizën e sigurisë së operimit, OST-të duhet të përshkruajnë në propozimin për metodologjinë e përbashkët të llogaritjes së kapacitetit metodën dhe kriteret e veçanta që kanë përdorur për të përcaktuar kufijtë e sigurisë së operimit dhe kontigjencat që kanë përdorur për llogaritjen e kapacitetit.

3. Nëse OST-të zbatojnë kufizime të alokimit, ato mund të përcaktohen vetëm duke përdorur:

(a) kufizimet që nevojiten për të mbajtur sistemin e transmetimit brenda kufijve të sigurisë së operimit dhe që nuk mund të transformohen në mënyrë eficiente në flukse maksimale në elementët kritikë të rrjetit; ose

(b) kufizimet që synojnë të rrisin tepërcën ekonomike për bashkimin e tregut të vetëm të ditës në avancë ose brenda së njëjtës ditë.

Neni 24

Metodologjia e faktorëve të zhvendosjes së gjenerimit

1. Propozimi për një metodologji të përbashkët të llogaritjes së kapacitetit përfshin një propozim për një metodologji për përcaktimin e një faktori të përbashkët të zhvendosjes së gjenerimit për çdo zonë ofertimi dhe skenar, zhvilluar në përputhje me Nenin 18.

2. Faktorët e zhvendosjes së gjenerimit do të përfaqësojnë parashikimin më të mirë në lidhje me një ndryshim në pozicionin neto të një zone ofertimi me një ndryshim specifik të gjenerimit ose ngarkesës në modelin e përbashkët të rrjetit. Ky parashikim do të marrë parasysh veçanërisht informacionin nga metodologjia e dërgimit të të dhënave mbi gjenerimin dhe ngarkesën.

Neni 25

Metodologjia për veprime përmirësuese në llogaritjen e kapacitetit

1. Çdo OST brenda çdo rajoni të llogaritjes së kapacitetit do të përcaktojë individualisht veprimet përmirësuese të disponueshme që duhet të merren parasysh në llogaritjen e kapacitetit për të përmbushur objektivat e kësaj Rregulloreje.

2. Çdo OST brenda çdo rajoni të llogaritjes së kapacitetit do të koordinojë me OST-të e tjera në atë rajon përdorimin e veprimeve përmirësuese që duhet të merren parasysh në llogaritjen e kapacitetit dhe zbatimin e tyre në operimin në kohë reale.

3. Për të mundësuar që veprimet përmirësuese të merren parasysh në llogaritjen e kapacitetit, të gjitha OST-të në çdo rajon të llogaritjes së kapacitetit do të bien dakord për përdorimin e veprimeve përmirësuese që kërkojnë veprimin e më shumë se një OST.

4. Çdo OST do të sigurojë që veprimet përmirësuese të merren parasysh në llogaritjen e kapacitetit me kusht që veprimet përmirësuese të disponueshme të mbetura pas llogaritjes, duke përfshirë margjinën e besueshmërisë të përmendur në Nenin 22, të jenë të mjaftueshme për të garantuar sigurinë e operimit.

5. Çdo OST do të marrë parasysh veprime përmirësuese pa kosto në llogaritjen e kapacitetit.

6. Çdo OST do të sigurojë që veprimet përmirësuese që do të merren parasysh në llogaritjen e kapacitetit janë të njëjta për të gjitha afatet kohore të llogaritjes së kapacitetit, duke marrë parasysh disponueshmërinë e tyre teknike për secilin afat kohor të llogaritjes së kapacitetit.

Neni 26

Metodologjia e validimit të kapacitetit ndër-zonal

1. Çdo OST do të validojë dhe do të ketë të drejtën të korrigjojë kapacitetin ndër-zonal të zonës së ofertimit të OST-së përkatëse ose elementët kritik të rrjetit të ofruara nga llogaritësit e kapacitetit të koordinuar në përputhje me Nenin 27 deri në 31.

2. Kur zbatohet metodologjia e kapacitetit të koordinuar neto të transmetimit, të gjitha OST-të në rajonin e llogaritjes së kapacitetit do të përfshijnë në metodologjinë e llogaritjes së kapacitetit të përmendur në Nenin 21, një rregull për ndarjen e korrigjimit të kapacitetit ndër-zonal ndërmjet kufijve të zonave të ndryshme të ofertimit.

3. Çdo OST, për arsye të sigurisë së operimit, mund të reduktojë kapacitetin ndër-zonal gjatë validimit të kapacitetit ndër-zonal të përmendur në paragrafin 1.

4. Çdo llogaritës i kapacitetit të koordinuar duhet të koordinohet me llogaritësit fqinjë të kapacitetit të koordinuar gjatë llogaritjes dhe validimit të kapacitetit.

5. Çdo llogaritës i kapacitetit të koordinuar do të raportojë, çdo tre muaj, të gjitha reduktimet e bëra gjatë validimit të kapacitetit ndër-zonal në përputhje me paragrafin 3, tek të gjitha autoritetet rregullatore të rajonit të llogaritjes së kapacitetit. Ky raport do të përfshijë vendndodhjen dhe shumën e çdo reduktimi në kapacitetin ndër-zonal dhe do të japë arsyet për reduktimet.

6. Të gjitha autoritetet rregullatore të rajonit të llogaritjes së kapacitetit vendosin nëse do të publikojnë të gjithë ose një pjesë të raportit të përmendur në paragrafin 5.

Seksioni 4

Procesi i llogaritjes së kapacitetit

Neni 27

Dispozita të përgjithshme

1. <...>

2. Jo më vonë se gjashtë muaj pas krijimit të rajoneve të llogaritjes së kapacitetit të përmendura në Nenin 15(1), të gjitha OST-të në secilin rajon të llogaritjes së kapacitetit do të krijojnë së

bashku llogaritësit e kapacitetit të koordinuar dhe do të miratojnë rregulla që drejtojnë funksionimin e tyre.

3. Të gjitha OST-të e çdo rajoni të llogaritjes së kapacitetit do të rishikojnë çdo dy vjet cilësinë e të dhënave të paraqitura në kuadër të llogaritjes së kapacitetit, si pjesë e raportit dyvjeçar për llogaritjen dhe alokimin e kapacitetit hartuar në përputhje me Nenin 31.

4. Duke përdorur informacionin më të fundit të disponueshëm, të gjitha OST-të duhet të rishikojnë dhe përditësojnë rregullisht dhe të paktën një herë në vit:

(a) kufijtë e sigurisë së operimit, kontigjencat dhe kufizimet e alokimit të përdorura për llogaritjen e kapacitetit;

(b) shpërndarjen e probabilitetit të devijimeve ndërmjet flukseve të pritshme të energjisë në kohën e llogaritjes së kapacitetit dhe flukseve të realizuara të energjisë në kohë reale, të përdorura për llogaritjen e margjinave të besueshmërisë;

(c) veprimet përmirësuese të marra parasysh në llogaritjen e kapacitetit;

(d) aplikimin e metodologjive për përcaktimin e faktorëve të zhvendosjes së gjenerimit, elementëve kritike të rrjetit dhe kontigjencave të përmendura në Nenet 22 deri në 24.

Neni 28

Bashkimi në modelin e përbashkët të rrjetit

1. Për çdo afat kohor të llogaritjes së kapacitetit të përmendur në Nenin 14(1), çdo njësi gjeneruese ose ngarkese subjekt i Nenit 16 do të japë të dhënat e specifikuara në metodologjinë e dërgimit të të dhënave mbi gjenerimin dhe ngarkesën OST-së përgjegjëse për zonën përkatëse të kontrollit brenda afateve të përcaktuara.

2. Çdo njësi gjeneruese ose ngarkese që ofron informacion në përputhje me Nenin 16(5) do të dërgojë të dhënat më të besueshme të mundshme të parashikimeve.

3. Për çdo afat kohor të llogaritjes së kapacitetit, çdo OST do të krijojë modelin individual të rrjetit për secilin skenar në përputhje me Nenin 19, në mënyrë që të bashkojë modelet individuale të rrjetit në një model të përbashkët të rrjetit.

4. Çdo OST do t'i dorëzojë OST-ve përgjegjëse për bashkimin e modeleve individuale të rrjetit në një model të përbashkët rrjeti, të dhënat më të besueshme të mundshme të parashikimeve për secilin model individual të rrjetit.

5. Për çdo afat kohor të llogaritjes së kapacitetit krijohet një model i vetëm i përbashkët i rrjetit siç parashikohet në Nenin 9(6)(d).

Neni 29

Llogaritja rajonale e kapacitetit ndër-zonal

1. Për çdo afat kohor të llogaritjes së kapacitetit, çdo OST duhet t'i sigurojë llogaritësve të kapacitetit të koordinuar dhe të gjitha OST-ve të tjera në rajonin e llogaritjes së kapacitetit elementët e mëposhtëm: kufijtë e sigurisë së operimit, faktorët e zhvendosjes së gjenerimit,

veprimet përmirësuese, margjinat e besueshmërisë, kufizimet e alokimit dhe kapacitetin ndër-zonal të alokuar më parë.

2. Çdo llogaritës i kapacitetit të koordinuar do të kryejë një analizë të sigurisë së operimit duke zbatuar kufijtë e sigurisë së operimit nëpërmjet përdorimit të modelit të përbashkët të rrjetit krijuar për secilin skenar në përputhje me Nenin 28(5).

3. Gjatë llogaritjes së kapacitetit ndër-zonal, çdo llogaritës i kapacitetit të koordinuar duhet:

(a) të përdorë faktorët e zhvendosjes së gjenerimit për të llogaritur ndikimin e ndryshimeve në pozicionet neto të zonës së ofertimit dhe flukseve në linjat me rrymë të vazhduar;

(b) të injorojë ata elementë kritikë të rrjetit që nuk ndikohen ndjeshëm nga ndryshimet në pozicionet neto të zonës së ofertimit sipas metodologjisë së përcaktuar në Nenin 21; dhe,

(c) të sigurojë që të gjitha grupet e pozicioneve neto të zonës së ofertimit dhe flukseve në linjat me rrymë të vazhduar që nuk e kalojnë kapacitetin ndër-zonal, të përputhen me margjinat e besueshmërisë dhe kufijtë e sigurisë së operimit në përputhje me Nenin 21(1)(a)(i) dhe (ii), të marrë parasysh kapacitetin ndër-zonal të alokuar më parë në përputhje me Nenin 21(1)(b)(iii).

4. Çdo llogaritës i kapacitetit të koordinuar do të optimizojë kapacitetin ndër-zonal duke përdorur veprimet e disponueshme përmirësuese të marra parasysh në llogaritjen e kapacitetit në përputhje me Nenin 21(1)(a)(iv).

5. Çdo llogaritës i kapacitetit të koordinuar do të zbatojë rregullat e ndarjes të përcaktuara në përputhje me Nenin 21(1)(b)(vi).

6 Çdo llogaritës i kapacitetit të koordinuar duhet të respektojë përshkrimin matematikor të metodës së aplikuar të llogaritjes së kapacitetit të përcaktuar në përputhje me Nenin 21(1)(b)(i).

7. Çdo llogaritës i kapacitetit të koordinuar që aplikon metodologjinë e bazuar në flukse fizike duhet:

(a) të përdorë të dhëna për kufijtë e sigurisë së operimit për të llogaritur flukset maksimale në elementët kritikë të rrjetit;

(b) të përdorë modelin e përbashkët të rrjetit, faktorët e zhvendosjes së gjenerimit dhe kontigjencat për të llogaritur faktorët e shpërndarjes së transferimit të energjisë;

(c) të përdorë faktorët e shpërndarjes së transferimit të energjisë për të llogaritur flukset që rezultojnë nga kapaciteti ndër-zonal i alokuar më parë në rajonin e llogaritjes së kapacitetit;

(d) të llogarisë flukset në elementet kritike të rrjetit për çdo skenar (duke marrë parasysh kontigjencat) dhe t'i përshtasë ato duke supozuar se nuk ka shkëmbime energjie ndër-zonale brenda rajonit të llogaritjes së kapacitetit, duke zbatuar rregullat për shmangien e diskriminimit të panevojshëm ndërmjet shkëmbimeve të brendshme dhe ndër-zonale në përputhje me Nenin 21(1)(b)(ii);

(e) të llogarisë margjinat e disponueshme në elementët kritikë të rrjetit, duke marrë parasysh kontigjencat, të cilat duhet të jenë të barabarta me flukset maksimale të reduktuara nga flukset e përshtatura të referuara në pikën (d), margjinat e besueshmërisë dhe flukset që rezultojnë nga kapaciteti ndër-zonal i alokuar më parë;

(f) të përshtasë margjinat e disponueshme në elementët kritikë të rrjetit ose faktorët e shpërndarjes së transferimit të energjisë duke përdorur veprimet përmirësuese të disponueshme që do të merren parasysh në llogaritjen e kapacitetit në përputhje me Nenin 25.

8. Çdo llogaritës i kapacitetit të koordinuar që zbaton metodologjinë e kapacitetit të koordinuar neto të transmetimit duhet:

(a) të përdorë modelin e përbashkët të rrjetit, faktorët e zhvendosjes së gjenerimit dhe kontigjencat për të llogaritur shkëmbimin maksimal të energjisë në kufijtë e zonës së ofertimit, i cili do të jetë i barabartë me shkëmbimin maksimal të llogaritur ndërmjet dy zonave të ofertimit në të dyja anët e kufirit të zonës së ofertimit duke respektuar kufijtë e sigurisë së operimit;

(b) të përshtasë shkëmbimin maksimal të energjisë duke përdorur veprimet përmirësuese të marra parasysh në llogaritjen e kapacitetit në përputhje me Nenin 25;

(c) të përshtasë shkëmbimin maksimal të energjisë, duke zbatuar rregullat për shmangien e diskriminimit të panevojshëm ndërmjet shkëmbimeve të brendshme dhe ndër-zonale në përputhje me Nenin 21(1)(b)(ii);

(d) të zbatojë rregullat e përcaktuara në përputhje me Nenin 21(1)(b)(vi) për të ndarë në mënyrë efikënte mundësitë e fluksit të energjisë të elementeve kritikë të rrjetit ndërmjet kufijve të ndryshëm të zonave të ofertimit;

(e) të llogarisë kapacitetin ndër-zonal, i cili do të jetë i barabartë me shkëmbimin maksimal të energjisë të korrigjuar me margjinën e besueshmërisë dhe kapacitetin ndër-zonal të alokuar më parë.

9. Çdo llogaritës i kapacitetit të koordinuar duhet të bashkëpunojë me llogaritësit fqinjë të kapacitetit të koordinuar. OST-të fqinje do të sigurojnë një bashkëpunim të tillë duke shkëmbyer dhe konfirmuar informacionin mbi ndërvarësinë me llogaritësit përkatës rajonalë të kapacitetit të koordinuar, për qëllime të llogaritjes dhe validimit të kapacitetit. OST-të fqinje do t'i japin informacion mbi ndërvarësinë llogaritësve të kapacitetit të koordinuar përpara llogaritjes së kapacitetit. Një vlerësim i saktësisë së këtij informacioni dhe masave korrigjuese do të përfshihen në raportin dyvjeçar të hartuar në përputhje me Nenin 31, sipas rastit.

10. Çdo llogaritës i kapacitetit të koordinuar do të përcaktojë:

(a) parametrat e bazuar në flukse fizike për çdo zonë ofertimi brenda rajonit të llogaritjes së kapacitetit, nëse zbatohet metodologjia e bazuar në flukse fizike; ose

(b) vlerat e kapacitetit ndër-zonal për çdo kufi të zonës së ofertimit brenda rajonit të llogaritjes së kapacitetit, nëse zbatohet metodologjia e kapacitetit të koordinuar neto të transmetimit.

11. Çdo llogaritës i kapacitetit të koordinuar do të dorëzojë kapacitetin ndër-zonal në çdo OST brenda rajonit të tij të llogaritjes së kapacitetit për validim në përputhje me Nenin 21(1)(c).

Neni 30

Validimi dhe shpërndarja e kapacitetit ndër-zonal

1. Çdo OST do të validojë rezultatet e llogaritjes së kapacitetit rajonal për kufijtë e tij të zonës së ofertimit ose elementëve kritikë të rrjetit, në përputhje me Nenin 26.

2. Çdo OST do të dërgojë validimin e kapacitetit dhe kufizimet e alokimit tek llogaritësit përkatës të kapacitetit të koordinuar dhe tek OST-të e tjera të rajoneve përkatëse të llogaritjes së kapacitetit.

3. Çdo llogaritës i kapacitetit të koordinuar do të sigurojë kapacitetet ndër-zonale të validuara dhe kufizimet e alokimit për qëllime të alokimit të kapacitetit në përputhje me Nenet 46 dhe 58.

Seksioni 5

Raporti dyvjeçar për llogaritjen dhe alokimin e kapacitetit

Neni 31

Raporti dyvjeçar për llogaritjen dhe alokimin e kapacitetit

1. Brenda tre viteve pas hyrjes në fuqi të kësaj Rregulloreje, ENTSO-E, duke vepruar në përputhje me Nenin 3 të Aktit Procedural Nr. 2022/01/MC-EnC, do të përfshijë zonat e ofertimit të Palëve Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë në raportin mbi llogaritjen dhe alokimin e kapacitetit të hartuar në përputhje me Nenin 31(1) të Rregullores së Komisionit (BE) 2015/1222.

2. <...>

3. Për secilën zonë ofertimi, kufi të zonës së ofertimit dhe rajon të llogaritjes së kapacitetit, raporti për llogaritjen dhe alokimin e kapacitetit duhet të përmbajë të paktën:

(a) metodën e përdorur të llogaritjes së kapacitetit;

(b) treguesit statistikorë mbi margjinat e besueshmërisë;

(c) treguesit statistikorë të kapacitetit ndër-zonal, duke përfshirë kufizimet e alokimit, aty ku është e përshtatshme, për çdo afat kohor të llogaritjes së kapacitetit;

(d) treguesit e cilësisë mbi informacionin e përdorur për llogaritjen e kapacitetit;

(e) aty ku është e përshtatshme, masat e propozuara për të përmirësuar llogaritjen e kapacitetit;

(f) për rajonet ku zbatohet metodologjia e kapacitetit të koordinuar neto të transmetimit, një analizë nëse kushtet e specifikuar në Nenin 20(7) janë ende në fuqi;

(g) treguesit për vlerësimin dhe ndjekjen afatgjatë të efikasitetit të bashkimit të tregut të vetëm të ditës në avancë dhe brenda së njëjtës ditë, duke përfshirë bashkimin e rajoneve të llogaritjes së kapacitetit në përputhje me Nenin 15(3) aty ku është e përshtatshme;

(h) rekomandimet për zhvillimin e mëtejshëm të bashkimit të tregut të vetëm të ditës në avancë dhe brenda së njëjtës ditë, përfshirë harmonizimin e metodologjive, proceseve dhe marrëveshjeve të qeverisjes.

4. Pas konsultimit me Bordin Rregullator të Komunitetit të Energjisë dhe, në rast se Shtetet Anëtare preken, Agjencinë për Bashkëpunimin e Rregullatorëve të Energjisë, të gjitha OST-të do të bien dakord së bashku për treguesit statistikor dhe cilësor të raportit. Bordi Rregullator i Komunitetit të Energjisë dhe Agjencia për Bashkëpunimin e Rregullatorëve të Energjisë mund të kërkojnë ndryshimin e këtyre treguesve, para marrëveshjes ndërmjet OST-ve ose gjatë aplikimit të tyre.

KAPITULLI 2

Konfigurimi i zonës së ofertimit

Neni 32

Rishikimi i konfigurimeve të zonave ekzistuese të ofertimit

1. Një rishikim i një konfigurimi të zonave ekzistuese të ofertimit mund të fillojë nga:

(a) Bordi Rregullator i Komunitetit të Energjisë dhe, në rast se Shtetet Anëtare preken, Agjencia për Bashkëpunimin e Rregullatorëve të Energjisë, në përputhje me Nenin 34(7);

(b) disa autoritete rregullatore, në bazë të një rekomandimi nga Bordi Rregullator i Komunitetit të Energjisë ose Agjencia për Bashkëpunimin e Rregullatorëve të Energjisë në përputhje me Nenin 34;

(c) OST-të e një rajoni të llogaritjes së kapacitetit, së bashku me të gjitha OST-të përkatëse, zonat e kontrollit të të cilave, përfshirë interkoneksionet, janë brenda zonës gjeografike në të cilën konfigurimi i zonës së ofertimit do të vlerësohet në përputhje me paragrafin 2(a);

(d) një autoritet i vetëm rregullator ose OST me miratimin e ERE, për zonat e ofertimit brenda zonës së kontrollit të OST-së, nëse konfigurimi i zonës së ofertimit ka ndikim të papërfillshëm në zonat e kontrollit të OST-ve fqinje, përfshirë interkoneksionet, dhe rishikimi i konfigurimit të zonës së ofertimit është i nevojshëm për të përmirësuar efikasitetin ose për të ruajtur sigurinë e operimit;

(e) Shtetet Anëtare dhe Palët Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë në një rajon të llogaritjes së kapacitetit.

2. Nëse një rishikim fillon në përputhje me paragrafin 1(a),(b), (c) ose (e), njësia që fillon rishikimin duhet të specifikojë:

(a) zonën gjeografike në të cilën do të vlerësohet konfigurimi i zonës së ofertimit dhe zonat gjeografike fqinje për të cilat do të merren parasysh ndikimet;

(b) OST-të pjesëmarrëse;

(c) autoritetet rregullatore pjesëmarrëse.

3. Nëse një rishikim fillon në përputhje me paragrafin 1(d), do të zbatohen kushtet e mëposhtme:

(a) zona gjeografike në të cilën vlerësohet konfigurimi i zonës së ofertimit do të kufizohet në zonën e kontrollit të OST-së përkatëse, përfshirë interkoneksionet;

(b) OST e zonës përkatëse të kontrollit do të jetë OST e vetme që merr pjesë në rishikim;

(c) ERE do të jetë i vetmi autoritet rregullator që merr pjesë në rishikim;

(d) OST-ja dhe ERE, respektivisht, do t'u japin OST-ve fqinje dhe autoriteteve rregullatore, njoftim paraprak, dakordësuar reciprokisht, për fillimin e rishikimit, duke dhënë arsyet; dhe

(e) kushtet për rishikimin do të specifikohen dhe rezultatet e rishikimit dhe propozimi për autoritetet rregullatore përkatëse do të publikohen.

4. Procesi i rishikimit përbëhet nga dy hapa.

(a) Në hapin e parë, OST-të pjesëmarrëse në një rishikim të konfigurimit të zonës së ofertimit do të hartojnë metodologjinë dhe supozimet që do të përdoren në procesin e rishikimit dhe do të propozojnë për vlerësim konfigurime alternative të zonës së ofertimit.

Propozimi për metodologjinë dhe supozimet dhe konfigurimin e zonës alternative të ofertimit do t'u dorëzohet autoriteteve rregullatore pjesëmarrëse, të cilat do të jenë në gjendje të kërkojnë ndryshime të koordinuara brenda tre muajve.

(b) Në hapin e dytë, OST-të pjesëmarrëse në një rishikim të konfigurimit të zonës së ofertimit duhet:

(i) të vlerësojnë dhe krahasojnë konfigurimin aktual të zonës së ofertimit dhe çdo konfigurim alternativ të zonës së ofertimit duke përdorur kriteret e specifikuar në Nenin 33;

(ii) të zhvillojnë një konsultim në përputhje me Nenin 12 dhe një workshop në lidhje me propozimet e konfigurimit të zonës alternative të ofertimit, krahasuar me konfigurimin ekzistues të zonës së ofertimit, përfshirë afatet kohore për zbatim, përveç rasteve ku konfigurimi i zonës së ofertimit ka ndikim të papërfillshëm në zonat e kontrollit të OST-ve fqinje;

(iii) ti paraqesë Palëve pjesëmarrëse Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë dhe Shteteve Anëtare (për interkoneksionet e tyre me Palët Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë) dhe autoriteteve rregullatore pjesëmarrëse, një propozim të përbashkët për të ruajtur ose ndryshuar konfigurimin e zonës së ofertimit, brenda 15 muajve nga vendimi për të nisur një rishikim.

(c) Me marrjen e propozimit të përbashkët për të ruajtur ose për të ndryshuar konfigurimin e zonës së ofertimit në përputhje me pikën (iii) më sipër, Shtetet pjesëmarrëse Anëtare dhe Palët pjesëmarrëse Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë ose, kur parashikohet nga Shtetet Anëtare dhe Palët Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë, autoritetet rregullatore, duhet brenda gjashtë muajve të arrijnë një marrëveshje mbi propozimin për të ruajtur ose ndryshuar konfigurimin e zonës së ofertimit.

5. NEMO-t ose pjesëmarrësit e tregut, nëse kërkohet nga OST-të, do t'u ofrojnë OST-ve pjesëmarrëse në një rishikim të një zone ofertimi informacion për t'u mundësuar atyre të vlerësojnë konfigurimet e zonës së ofertimit. Ky informacion do të ndahet vetëm ndërmjet OST-ve pjesëmarrëse me qëllimin e vetëm të vlerësimit të konfigurimeve të zonave të ofertimit.

6. Nisma për rishikimin e konfigurimit të zonave të ofertimit dhe rezultatet e saj do të publikohen nga ENTSO-E, duke vepruar në përputhje me Nenin 3 të Aktit Procedural Nr. 2022/01/MC-EnC, ose nëse rishikimi është nisur në përputhje me paragrafin 1(d), nga OST pjesëmarrëse.

Neni 33

Kriteret e rishikimit të konfigurimeve të zonave të ofertimit

1. Nëse një rishikim i konfigurimit të zonës së ofertimit kryhet në përputhje me Nenin 32, do të merren parasysh të paktën kriteret e mëposhtme:

(a) lidhur me sigurinë e rrjetit:

- (i) aftësia e konfigurimeve të zonave të ofertimit për të garantuar sigurinë e operimit dhe sigurinë e furnizimit;
- (ii) shkalla e pasigurisë në llogaritjen e kapacitetit ndër-zonal.

(b) lidhur me efikasitetin e përgjithshme të tregut:

- (i) çdo rritje ose ulje e efikasitetit ekonomike që rrjedh nga ndryshimi;
- (ii) efikasiteti i tregut, përfshirë të paktën koston e garantimit të pandryshueshmërisë së kapacitetit, likuiditetit të tregut, përqendrimit dhe fuqisë së tregut, mundësimin e konkurrencës efektive, sinjalet e çmimeve për ndërtimin e infrastrukturës, saktësinë dhe qëndrueshmërinë e sinjaleve të çmimeve;
- (iii) kostot e transaksionit dhe të tranzicionit, duke përfshirë koston e ndryshimit të detyrimeve ekzistuese kontraktuale të shkaktuara nga pjesëmarrësit e tregut, NEMO-t dhe OST-të;
- (iv) koston e ndërtimit të infrastrukturës së re e cila mund të lehtësojë kongestionin ekzistues;
- (v) nevojën për tu siguruar që rezultati i tregut është i realizueshëm pa nevojën e aplikimit të gjerë të veprimeve përmirësuese ekonomikisht joefikase;
- (vi) çdo efekt të padëshiruar të transaksioneve të brendshme në zonat e tjera të ofertimit për të siguruar përputhshmërinë me Nenin 16(9) të Rregullores (BE) 2019/943, siç është përshtatur dhe miratuar me Vendimin e Këshillit Ministrior 2002/03/MC-EnC;
- (vii) impaktin në operimin dhe efikasitetin e mekanizmave balancues dhe proceset e shlyerjes së disbalancave.

(c) në lidhje me stabilitetin dhe qëndrueshmërinë e zonave të ofertimit:

- (i) nevoja që zonat e ofertimit të jenë mjaftueshëm të qëndrueshme me kalimin e kohës;
- (ii) nevoja që zonat e ofertimit të jenë të qëndrueshme për të gjitha afatet kohore të llogaritjes së kapacitetit;
- (iii) nevoja që çdo njësi gjenerimi dhe ngarkese t'i përkasë vetëm një zone ofertimi për çdo njësi kohore të tregut;
- (iv) vendndodhja dhe shpeshtësia e kongestionit, nëse kongjestioni strukturor ndikon në përcaktimin e zonave të ofertimit, duke marrë parasysh çdo investim të ardhshëm që mund të lehtësojë kongestionin ekzistues.

2. Një rishikim i zonës së ofertimit në përputhje me Nenin 32 do të përfshijë skenarë që marrin parasysh një sërë zhvillimesh të mundshme të infrastrukturës përgjatë periudhës 10 vjeçare duke filluar nga viti pas vitit në të cilin është marrë vendimi për nisjen e rishikimit.

Neni 34

Raportimi i rregullt për konfigurimin aktual të zonës së ofertimit

1. Bordi Rregullator i Komunitetit të Energjisë dhe, në rast se Shtetet Anëtare preken, Agjencia për Bashkëpunimin e Rregullatorëve të Energjisë, duke vepruar në përputhje me Nenin 2 të Aktit Procedural Nr. 2022/01/MC-EnC do të vlerësojnë çdo tre vjet efiçencën e konfigurimit aktual të zonës së ofertimit.

Ata do:

(a) t'i kërkojnë ENTSO-E, duke vepruar në përputhje me Nenin 3 të Aktit Procedural Nr. 2022/01/MC-EnC dhe Nenin 14 të Rregullores (BE) 2019/943, siç është përshtatur dhe miratuar me Vendimin e Këshillit Ministeror 2022/03/MC-EnC, të zgjerojë raportin teknik mbi konfigurimin aktual të zonës së ofertimit të hartuar në përputhje me Nenin 34(1)(a) të Rregullores së Komisionit (BE) 2015/1222 për të përfshirë Palët Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë dhe

(b) të hartojnë një raport tregu që vlerëson ndikimin e konfigurimit aktual të zonës së ofertimit në efiçencën e tregut.

2. Raporti teknik i përmendur në paragrafin 1, nënparagrafi i dytë, pika (a), do të përfshijë të paktën:

(a) një listë të kongestionit strukturor dhe kongestionit tjetër fizik të rëndësishëm, duke përfshirë vendndodhjet dhe frekuencën;

(b) një analizë të zhvillimit të pritshëm ose eliminimit të kongestionit fizik si rezultat i investimit në rrjete ose nga ndryshime të rëndësishme në modelet e gjenerimit ose konsumit;

(c) një analizë të pjesës së flukseve të energjisë që nuk rezultojnë nga mekanizmi i alokimit të kapacitetit, për çdo rajon të llogaritjes së kapacitetit, aty ku është e përshtatshme;

(d) të ardhurat nga kongestionimi dhe kostot e pandryshueshmërisë;

(e) një skenar që përfshin një afat kohor dhjetëvjeçar.

3. Çdo OST do të sigurojë të dhëna dhe analiza për të lejuar që raporti teknik mbi konfigurimin aktual të zonës së ofertimit të hartohet në kohën e duhur.

4. ENTSO-E do t'i dorëzojë Bordit Rregullator të Komunitetit të Energjisë dhe, në rast se Shtetet Anëtare preken, Agjencisë për Bashkëpunimin e Rregullatorëve të Energjisë, raportin teknik mbi konfigurimin aktual të zonës së ofertimit jo më vonë se nëntë muaj pas kërkesës nga Bordi Rregullator i Komunitetit të Energjisë ose Agjencia për Bashkëpunimin e Rregullatorëve të Energjisë.

5. Aty ku është e mundur, raporti sipas kësaj Rregulloreje do të harmonizohet me raportin teknik të dorëzuar në përputhje me Nenin 34(3) të Rregullores së Komisionit (BE) 2015/1222 dhe do të mbulojë tre vitet e fundit të plota kalendarike që i paraprijnë kërkesës nga Bordi Rregullator i Komunitetit të Energjisë ose Agjencia për Bashkëpunimin e Rregullatorëve të Energjisë.

6. Pa çënuar detyrimet e konfidencialitetit të parashikuara në Nenin 13, ENTSO-E do të vërë në dispozicion të publikut raportin teknik.

7. Nëse raporti teknik ose i tregut zbulon mangësi në konfigurimin aktual të zonës së ofertimit, Bordi Rregullator i Komunitetit të Energjisë dhe, në rast se Shtetet Anëtare preken, Agjencia për Bashkëpunimin e Rregullatorëve të Energjisë, mund t'u kërkojë OST-ve të fillojnë një rishikim të konfigurimit ekzistues të zonës së ofertimit në përputhje me Nenin 32(1).

KAPITULLI 3

Ridispeçimi dhe Tregtimi me kah të kundërt

Neni 35

Ridispeçimi dhe tregtimi me kah të kundërt i koordinuar

1. Brenda 16 muajve nga hyrja në fuqi e kësaj Rregulloreje, të gjitha OST-të në çdo rajon të llogaritjes së kapacitetit do të hartojnë një propozim për një metodologji të përbashkët për ridispeçimin dhe tregtimin me kah të kundërt të koordinuar. Propozimi do t'i nënshtrohet konsultimit në përputhje me Nenin 12.

2. Metodologjia për ridispeçimin dhe tregtimin me kah të kundërt të koordinuar do të përfshijë veprime me rëndësi ndërkuftare dhe do t'u mundësojë të gjitha OST-ve në çdo rajon të llogaritjes së kapacitetit të lehtësojnë në mënyrë efektive kongestionin fizik, pavarësisht nëse arsyet e kongestionit fizik bien apo jo kryesisht jashtë zonës së tyre të kontrollit. Metodologjia për ridispeçimin dhe tregtimin me kah të kundërt të koordinuar do të trajtojë faktin se zbatimi i saj mund të ndikojë ndjeshëm në flukset jashtë zonës së kontrollit të OST-së.

3. Çdo OST mund të ridispeçojë të gjitha njësitë e disponueshme gjeneruese dhe të ngarkesës në përputhje me mekanizmat dhe marrëveshjet e përshtatshme të zbatueshme për zonën e tij të kontrollit, përfshirë interkoneksionet.

Brenda 26 muajve pas hyrjes në fuqi të kësaj Rregulloreje, të gjitha OST-të në çdo rajon të llogaritjes së kapacitetit do të hartojnë një raport, subjekt konsultimi në përputhje me Nenin 12, duke vlerësuar koordinimin dhe harmonizimin progresiv të këtyre mekanizmave dhe marrëveshjeve, përfshirë propozimet. Raporti do t'u dorëzohet autoriteteve të tyre rregullatore përkatëse për vlerësim. Propozimet në raport do të parandalojnë që këto mekanizma dhe marrëveshje të deformojnë tregun.

4. Çdo OST duhet të evitojë masat e njëanshme ose të pakoordinuara të ridispeçimit dhe të tregtimit me kah të kundërt me rëndësi ndërkuftare. Çdo OST do të koordinojë përdorimin e masave të ridispeçimit dhe të tregtimit me kah të kundërt duke marrë parasysh ndikimin e tyre në sigurinë e operimit dhe eficientë ekonomike.

5. Njësitë përkatëse gjeneruese dhe të ngarkesës do t'u japin OST-ve çmimet e ridispeçimit dhe tregtimit me kah të kundërt përpara se të angazhohen masat e ridispeçimit dhe tregtimit me kah të kundërt.

Çmimi i ridispeçimit dhe tregtimit me kah të kundërt do të bazohet në:

(a) çmimet në tregjet përkatëse të energjisë elektrike për harkun kohor përkatës; ose

(b) koston e masave të ridispeçimit dhe të tregtimit me kah të kundërt llogaritur në mënyrë transparente mbi bazën e kostove të shkaktuara.

6. Njësitë e gjenerimit dhe të ngarkesës duhet të ofrojnë ex-ante të gjithë informacionin e nevojshëm për llogaritjen e koston së ridispeçimit dhe tregtimit me kah të kundërt tek OST-të përkatëse. Ky informacion do të ndahet ndërmjet OST-ve përkatëse vetëm për qëllime të ridispeçimit dhe tregtimit me kah të kundërt.

KAPITULLI 4

Zhvillimi i algoritmit

Neni 36

Dispozita të përgjithshme

1. Të gjitha NEMO-t duhet të zbatojnë:

(a) algoritmin e çmimit të tregut të bashkuar, dhe

(b) algoritmin e përputhjes së tregtimit të vazhdueshëm të hartuar në përputhje me Nenin 37 të Rregullores së Komisionit (BE) 2015/1222.

2. NEMO-t duhet të sigurohen që algoritmi i çmimit të tregut të bashkuar dhe algoritmi i përputhjes së tregtimit të vazhdueshëm të plotësojnë respektivisht kërkesat e parashikuara në Nenet 39 dhe 52.

3. Pas integritetit në bashkimin e tregut të vetëm të ditës në avancë, NEMO-t në bashkëpunim me OST-të do të zbatojnë metodologjinë rezervë të përmendur në Nenin 9(6)(f).

4. Kur është e mundur, NEMO-t do të përdorin zgjidhje tashmë të miratuara për të zbatuar në mënyrë eficiente objektivat e kësaj Rregulloreje.

Neni 37

Zhvillimi i algoritmit

<...>

KAPITULLI 5

Bashkimi i tregut të vetëm të ditës në avancë

Seksioni 1

Algoritmi i çmimit të tregut të bashkuar

Neni 38

Objektivat e algoritmit të çmimit të tregut të bashkuar

1. Algoritmi i çmimit të tregut të bashkuar do të prodhojë rezultatet e përcaktuara në Nenin 39(2), në një mënyrë që:

(a) të synojë maksimizimin e tepricës ekonomike për bashkimin e tregut të vetëm të ditës në avancë për rajonin me çmim të bashkuar për ditën pasardhëse të tregtimit;

(b) të përdorë parimin e çmimit marginal sipas të cilit të gjitha ofertat e pranuar do të kenë të njëjtin çmim për zonë ofertimi për njësi të kohës së tregut;

(c) lehtëson formimin efiçent të çmimeve;

(d) respekton kapacitetin ndër-zonal dhe kufizimet e alokimit;

(e) është i përsëritshëm dhe progresiv.

2. Algoritmi i çmimit të tregut të bashkuar do të zhvillohet në mënyrë të tillë që të jetë e mundur të zbatohet në një numër më të madh apo më të vogël të zonave të ofertimit.

Neni 39

Inputet dhe rezultatet e algoritmit të çmimit të tregut të bashkuar

1. Për të prodhuar rezultate, algoritmi i çmimit të tregut të bashkuar do të përdorë:

(a) kufizimet e alokimit të përcaktuara në përputhje me Nenin 23(3);

(b) rezultatet e kapacitetit ndër-zonal të validuara në përputhje me Nenin 30;

(c) urdhërporositë e dorëzuara në përputhje me Nenin 40.

2. Algoritmi i çmimit të tregut të bashkuar duhet të prodhojë të paktën rezultatet e mëposhtme njëkohësisht për çdo afat kohor të tregut:

(a) një çmim të vetëm klerues për çdo zonë ofertimi dhe afat kohor të tregut në Euro/MWh;

(b) një pozicion të vetëm neto për çdo zonë ofertimi dhe çdo afat kohor të tregut;

(c) informacionin që mundëson përcaktimin e statusit të ekzekutimit të urdhërporosive.

3. Të gjitha NEMO-t duhet të sigurojnë saktësinë dhe efiçencën e rezultateve të prodhuara nga algoritmi i çmimit të tregut të vetëm të bashkuar.

4. Të gjitha OST-të duhet të verifikojnë që rezultatet e algoritmit të çmimit të tregut të bashkuar janë në përputhje me kapacitetin ndër-zonal dhe kufizimet e alokimit.

Neni 40

Produktet e akomoduara

1. NEMO-t duhet të sigurohen që urdhërporositë që rezultojnë nga produktet e disponueshme për algoritmin e çmimit të tregut të bashkuar të shprehen në Euro dhe t'i referohen afatit të tregut.

2. Të gjithë NEMO-t duhet të sigurohen që algoritmi i çmimit të tregut të bashkuar të jetë në gjendje të akomodojë urdhërporositë që rezultojnë nga këto produkte duke mbuluar një afat kohor të tregut dhe njësi të shumta kohore të tregut.

3. Brenda dy vitesh pas hyrjes në fuqi të kësaj Rregulloreje dhe në çdo të dytin vit pasardhës, të gjithë NEMO-t do të konsultohen në përputhje me Nenin 12:

(a) me pjesëmarrësit e tregut, për të siguruar që produktet e disponueshme pasqyrojnë nevojat e tyre;

(b) të gjithë OST-të, për të siguruar që produktet të marrin në konsideratë sigurinë e operimit;

(c) të gjitha autoritetet rregullatore, për të siguruar që produktet e disponueshme janë në përputhje me objektivat e kësaj Rregulloreje.

4. Të gjithë NEMO-t do të ndryshojnë produktet nëse është e nevojshme në përputhje me rezultatet e konsultimit të përmendur në paragrafin 3.

Neni 41

Çmimet maksimale dhe minimale

1. Pas integritetit në bashkimin e tregut të vetëm të ditës në avancë, NEMO-t, në bashkëpunim me OST-të përkatëse, do të aplikojnë çmimet maksimale dhe minimale të përmendura në Nenin 9(6)(i).

2. <...>

Neni 42

Çmimi i kapacitetit ndër-zonal të tregut të ditës në avancë

1. Tarifa e kapacitetit ndër-zonal e tregut të ditës në avancë do të pasqyrojë kongestionin e tregut dhe do të jetë e barabartë me diferencën ndërmjet çmimeve kleruese korresponduese të ditës në avancë të zonave përkatëse të ofertimit.

2. Asnjë tarifë, si tarifa e disbalancave ose tarifa shtesë, nuk do të aplikohet për kapacitetin ndër-zonal të ditës në avancë, përveç çmimit të përcaktuar në përputhje me paragrafin 1.

Neni 43

Metodologjia për llogaritjen e shkëmbimeve të skeduluara që rezultojnë nga bashkimi i tregut të vetëm të ditës në avancë

1. Brenda 16 muajve nga hyrja në fuqi e kësaj rregulloreje, OST-të të cilat synojnë të llogarisin shkëmbimet e skeduluara që rezultojnë nga bashkimi i tregut të vetëm të ditës në avancë do të hartojnë një propozim për një metodologji të përbashkët për këtë llogaritje. Propozimi do t'i nënshtrohet konsultimit në përputhje me Nenin 12.

2. Metodologjia do të përshkruajë llogaritjen dhe do të listojë informacionin që do t'i jepet nga NEMO-t përkatëse llogaritësit të shkëmbimeve të skeduluara të krijuar në përputhje me Nenin 8(2)(g) dhe afatet kohore për dhënien e këtij informacioni. Afati kohor për dhënien e informacionit do të jetë jo më vonë se ora 15:30 e tregut të ditës në avancë.

3. Llogaritja do të bazohet në pozicionet neto për çdo njësi kohore të tregut.

4. Jo më vonë se dy vjet pas miratimit të propozimit të përmendur në paragrafin 1 nga autoritetet rregullatore të rajonit përkatës, OST-të që aplikojnë shkëmbime të skeduluara do të rishikojnë metodologjinë. Në vazhdimësi, nëse kërkohet nga autoritetet rregullatore kompetente, metodologjia do të rishikohet çdo dy vjet.

Neni 44

Përcaktimi i procedurave alternative

Brenda 16 muajve pas hyrjes në fuqi të kësaj Rregulloreje, çdo OST, në koordinim me të gjitha OST-të e tjera në rajonin e llogaritjes të kapacitetit, do të hartojë një propozim për procedura alternative të sigurta dhe në kohë për të siguruar alokim eficient, transparent dhe mosdiskriminues të kapacitetit në rast se bashkimi i tregut të vetëm të ditës në avancë nuk është në gjendje të prodhojë rezultate.

Propozimi për përcaktimin e procedurave alternative do të përafrohet me procedurën e përcaktuar sipas nenit 44 të Rregullores së Komisionit (BE) 2015/1222 dhe do t'i nënshtrohet konsultimit në përputhje me Nenin 12.

Neni 45

Marrëveshje lidhur me më shumë se një NEMO në një zonë ofertimi dhe për interkoneksionet që nuk operohen nga OST të çertifikuara

1. OST-të në zonat e ofertimit ku është emërtuar dhe/ose ofron shërbime tregtare më shumë se një NEMO, ose ku ka interkoneksione të cilat nuk operohen nga OST të çertifikuara sipas nenit 51 të Rregullores (BE) Nr. 2019/943 siç është përshtatur dhe miratuar me Vendimin e Këshillit Ministror 2022/03/MC-EnC, do të hartojnë një propozim për alokimin e kapacitetit ndër-zonal dhe marrëveshjeve të tjera të nevojshme për zona të tilla të ofertimit në bashkëpunim me OST-të përkatëse, NEMO-t dhe operatorët e interkoneksioneve që nuk janë të çertifikuar si OST për të siguruar që NEMO-t dhe interkoneksionet përkatëse ofrojnë të dhënat e nevojshme dhe mbulimin financiar për këto marrëveshje. Këto marrëveshje duhet të lejojnë OST dhe NEMO të tjera të bëhen pjesë në këto marrëveshje.

2. Propozimi do t'i dorëzohet autoriteteve rregullatore kombëtare përkatëse për miratim brenda dymbëdhjetë muajve pasi më shumë se një NEMO është emërtuar dhe/ose lejuar të ofrojë shërbime tregtare në një zonë ofertimi ose nëse një interkoneksion i ri nuk operohet nga një OST i çertifikuar. Për interkoneksionet ekzistuese të cilat nuk operohen nga OST të çertifikuara, propozimi do të dorëzohet brenda dymbëdhjetë muajve pas hyrjes në fuqi të kësaj Rregulloreje.

Seksioni 2

Procesi i bashkimit të tregut të vetëm të ditës në avancë

Neni 46

Sigurimi i të dhënave hyrëse

1. Çdo llogaritës i kapacitetit të koordinuar duhet të sigurojë që kapaciteti ndër-zonal dhe kufizimet e alokimit do t'u ofrohen NEMO-ve përkatës në kohë për të siguruar publikimin e kapacitetit ndër-zonal dhe të kufizimeve të alokimit në treg jo më vonë se ora 11:00 e tregut të ditës në avancë.

2. Nëse një llogaritës i kapacitetit të koordinuar nuk është në gjendje të sigurojë kapacitetin ndër-zonal dhe kufizimet e alokimit një orë përpara kohës së mbylljes së portës së tregut të ditës në avancë, ai llogaritës i kapacitetit të koordinuar duhet të njoftojë NEMO-t përkatës. Këto NEMO duhet të publikojnë menjëherë një njoftim për pjesëmarrësit e tregut.

Në raste të tilla, kapaciteti ndër-zonal dhe kufizimet e alokimit do të sigurohen nga llogaritësi i kapacitetit të koordinuar jo më vonë se 30 minuta përpara kohës së mbylljes së portës së tregut të ditës në avancë.

Neni 47

Funksionimi i bashkimit të tregut të vetëm të ditës në avancë

1. Orari i hapjes së portës së tregut të ditës në avancë do të jetë jo më vonë se ora 11:00 e tregut të ditës në avancë.
2. Orari i mbylljes së portës së tregut të ditës në avancë në secilën zonë ofertimi do të jetë ora e mesditës së tregut të ditës në avancë. OST-të ose NEMO-t mund të caktojnë një orar të ndryshëm të mbylljes së portës përpara se të bëhen pjesë e bashkimit të tregut të vetëm të ditës në avancë.
3. Pjesëmarrësit e tregut do t'i dorëzojnë të gjitha urdhërporositë tek NEMO-t përkatës përpara kohës së mbylljes së portës së tregut të ditës në avancë, në përputhje me Nenet 39 dhe 40.
4. Çdo NEMO do të dorëzojë urdhërporositë e marra në përputhje me paragrafin 3 për të kryer funksionet e OBT në përputhje me Nenin 7(2) në harmoni me algoritmin e çmimit të tregut të bashkuar të aplikuar në përputhje me Nenin 36.
5. Urdhërporositë e përputhura në bashkimin e tregut të vetëm të ditës në avancë do të konsiderohen të pandryshueshme.
6. Funksionet e OBT duhet të sigurojnë anonimitetin e urdhërporosive të dorëzuara.

Neni 48

Dorëzimi i rezultateve

1. Të gjithë NEMO-t që kryejnë funksione OBT duhet ti japin rezultatet e bashkimit të tregut të vetëm të ditës në avancë:
 - (a) të gjitha OST-ve, të gjithë llogaritësve të kapacitetit të koordinuar dhe të gjithë NEMO-ve, për rezultatet e specifikuar në Nenin 39(2)(a) dhe (b);
 - (b) të gjithë NEMO-ve, për rezultatet e specifikuar në Nenin 39(2)(c).
2. Çdo OST do të verifikojë që rezultatet e bashkimit të tregut të vetëm të ditës në avancë të algoritmit të çmimit të tregut të bashkuar të përmendur në Nenin 39(2)(b) janë llogaritur në përputhje me kufizimet e alokimit dhe kapacitetin e validuar ndër-zonal.
3. Çdo NEMO do të verifikojë që rezultatet e bashkimit të tregut të vetëm të ditës në avancë të algoritmit të çmimit të tregut të bashkuar të përmendur në Nenin 39(2)(c) janë llogaritur në përputhje me urdhërporositë.
4. Çdo NEMO do të informojë pjesëmarrësit e tregut mbi statusin e ekzekutimit të urdhërporosive të tyre pa vonesa të pajustificueshme.

Neni 49

Llogaritja e shkëmbimeve të skeduluara që rezultojnë nga bashkimi i tregut të vetëm të ditës në avancë

1. Çdo llogaritës i shkëmbimeve të skeduluara do të llogarisë shkëmbimet e skeduluara ndërmjet zonave të ofertimit për çdo afat kohor të tregut në përputhje me metodologjinë e përcaktuar në Nenin 43.
2. Çdo llogaritës i shkëmbimeve të skeduluara do të njoftojë NEMO-t përkatës, kundërpalët qëndrore, agjentët e transferimit dhe OST-të për shkëmbimet e skeduluara të dakordësuara.

Neni 50

Fillimi i procedurave alternative

1. Në rast se të gjithë NEMO-t që kryejnë funksione OBT nuk janë në gjendje të japin një pjesë ose të gjitha rezultatet e algoritmit të çmimit të tregut të bashkuar, aplikuar në përputhje me Nenin 36, do të zbatohen procedurat alternative të përcaktuara në përputhje me Nenin 44.
2. Në rastet kur ekziston një rrezik që të gjithë NEMO-t që kryejnë funksionet e OBT nuk janë në gjendje të japin një pjesë ose të gjitha rezultatet brenda afatit, të gjithë NEMO-t duhet të njoftojnë të gjithë OST-të sapo të identifikohet rreziku. Të gjithë NEMO-t që kryejnë funksione OBT duhet të publikojnë menjëherë një njoftim për pjesëmarrësit e tregut se procedurat alternative mund të zbatohen.

KAPITULLI 6

Bashkimi i tregut të vetëm brenda së njëjtës dite

Seksioni 1

Objektivat, kushtet dhe rezultatet e bashkimit të tregut të vetëm brenda së njëjtës dite

Neni 51

Objektivat e algoritmit të përputhjes së tregtimit të vazhdueshëm

1. Nga koha e hapjes së portës ndër-zonale të tregut brenda së njëjtës dite deri në kohën e mbylljes së portës ndër-zonale të tregut brenda së njëjtës dite, algoritmi i përputhjes së tregtimit të vazhdueshëm do të përcaktojë se cilat urdhërporosi duhet të zgjidhen për përputhje, në mënyrë që përputhja:
 - (a) të synojë maksimizimin e tepricës ekonomike për bashkimin e tregut të vetëm brenda së njëjtës dite për transaksion për afatin kohor të tregut brenda së njëjtës dite duke i alokuar kapacitetet urdhërporosive për të cilat është e mundur përputhja me çmimin dhe kohën e dorëzimit;
 - (b) të respektojë kufizimet e alokimit përcaktuar në përputhje me Nenin 58(1);
 - (c) të respektojë kapacitetin ndër-zonal përcaktuar në përputhje me Nenin 58(1);
 - (d) të respektojë kërkesat për dorëzimin e rezultateve përcaktuar në Nenin 60;
 - (e) të jetë i përsëritshëm dhe i përshkallëzuar.

2. Algoritmi i përputhjes së tregtimit të vazhdueshëm duhet të prodhojë rezultatet e parashikuara në Nenin 52 dhe të korrespondojë me aftësitë dhe funksionalitetet e produktit përcaktuar në Nenin 53.

Neni 52

Rezultatet e algoritmit të përputhjes së tregtimit të vazhdueshëm

1. Të gjithë NEMO-t, si pjesë e funksionit të tyre si OBT, duhet të sigurohen që algoritmi i përputhjes së tregtimit të vazhdueshëm të prodhojë të paktën rezultatet e mëposhtme:

(a) statusin e ekzekutimit të urdhërporosive dhe çmimeve për transaksion;

(b) një pozicion të vetëm neto për çdo zonë ofertimi dhe njësi të afatit kohor brenda tregut të së njëjtës ditë.

2. Të gjithë NEMO-t duhet të sigurojnë saktësinë dhe efikasitetin e rezultateve të prodhuara nga algoritmi i përputhjes së tregtimit të vazhdueshëm.

3. Të gjitha OST-të do të verifikojnë që rezultatet e algoritmit të përputhjes së tregtimit të vazhdueshëm janë në përputhje me kapacitetin ndër-zonal dhe kufizimet e alokimit në përputhje me Nenin 58(2).

Neni 53

Produktet e akomoduara

1. NEMO-t do të sigurohen që të gjitha urdhërporositë që rezultojnë nga produktet e disponueshme për funksionet e OBT do të kryhen në përputhje me Nenin 7, do të shprehen në Euro dhe do t'i referohen afatit të tregut dhe njësisë kohore të tregut.

2. Të gjithë NEMO-t duhet të sigurohen që urdhërporositë që rezultojnë nga këto produkte të jenë në përputhje me karakteristikat e kapacitetit ndër-zonal, duke i lejuar ato të përputhen në të njëjtën kohë.

3. Të gjithë NEMO-t duhet të sigurohen që algoritmi i përputhjes së tregtimit të vazhdueshëm të jetë në gjendje të akomodojë urdhërporositë që mbulojnë një ose disa njësi kohore tregu.

4. Brenda dy vitesh pas hyrjes në fuqi të kësaj Rregulloreje dhe në çdo të dytin vit pasardhës, të gjithë NEMO-t do të konsultohen në përputhje me Nenin 12:

(a) me pjesëmarrësit e tregut, për të siguruar që produktet e disponueshme pasqyrojnë nevojat e tyre;

(b) të gjithë OST-të, për të siguruar që produktet të kenë parasysh sigurinë e operimit;

(c) të gjitha autoritetet rregullatore, për të siguruar që produktet e disponueshme janë në përputhje me objektivat e kësaj Rregulloreje.

5. Të gjithë NEMO-t do të ndryshojnë produktet nëse është e nevojshme në përputhje me rezultatet e konsultimit të përmendur në paragrafin 4.

Neni 54
Çmimet maksimale dhe minimale

1. NEMO-t, në bashkëpunim me OST-të përkatëse, do të zbatojnë çmimet maksimale dhe minimale të përmendura në Nenin 9(6)(i).

2. <...>

3. <...>

Neni 55
Çmimi i kapacitetit brenda së njëjtës ditë

1. <...>

2. <...>

3. Të gjitha OST-të do të zbatojnë metodologjinë e vetme për çmimin e kapacitetit ndër-zonal brenda së njëjtës ditë të përmendur në Nenin 9(6)(j).

4. Asnjë tarifë, si tarifa e disbalancave ose tarifa shtesë, nuk do të aplikohet për kapacitetin ndër-zonal brenda së njëjtës ditë, përveç çmimit të përcaktuar në përputhje me Nenin 55(1, 2 dhe 3) të Rregullores së Komisionit (BE) 2015/1222.

Neni 56
Metodologjia për llogaritjen e shkëmbimeve të skeduluara që rezultojnë nga bashkimi i tregut të vetëm brenda së njëjtës ditë

1. Brenda 16 muajve pas integritimit në bashkimin e tregut të vetëm brenda së njëjtës ditë, OST-të që synojnë të llogarisin shkëmbimet e skeduluara që rezultojnë nga bashkimi i tregut të vetëm brenda së njëjtës ditë do të hartojnë një propozim për një metodologji të përbashkët për këtë llogaritje.

Propozimi do t'i nënshtrohet konsultimit në përputhje me Nenin 12.

2. Metodologjia do të përshkruajë llogaritjen dhe, kur kërkohet, do të listojë informacionin që NEMO-t përkatës do t'i japin llogaritësit të shkëmbimeve të skeduluara dhe afatet kohore për dhënien e këtij informacioni.

3. Llogaritja e shkëmbimeve të skeduluara do të bazohet në pozicionet neto siç specifikohet në Nenin 52(1)(b).

4. Jo më vonë se dy vjet pas miratimit nga autoritetet rregullatore të rajonit përkatës të propozimit të përmendur në paragrafin 1, OST-të përkatëse do të rishikojnë metodologjinë. Më pas, nëse kërkohet nga autoritetet rregullatore kompetente, OST-të do të rishikojnë metodologjinë çdo dy vjet.

Neni 57

Marrëveshje lidhur me më shumë se një NEMO në një zonë ofertimi dhe për interkoneksionet që nuk operohen nga OST të certifikuara

1. OST-të në zonat e ofertimit ku më shumë se një NEMO është emërtuar dhe/ose ofron shërbime tregtare, ose ku ka interkoneksione të cilat nuk operohen nga OST të certifikuara sipas nenit 51 të Rregullores (BE) Nr. 2019/943 siç është përshtatur dhe miratuar me Vendimin e Këshillit Ministeror 2022/03/MC-EnC, do të hartojnë një propozim për alokimin e kapacitetit ndër-zonal dhe marrëveshjeve të tjera të nevojshme për këto zona ofertimi në bashkëpunim me OST-të përkatëse, NEMO-t dhe operatorët e interkoneksioneve që nuk janë të certifikuar si OST për të siguruar që NEMO-t dhe interkoneksionet ofrojnë të dhënat e nevojshme dhe mbulim financiar për këto marrëveshje. Këto marrëveshje duhet të lejojnë OST dhe NEMO të tjera t'u bashkohen këtyre marrëveshjeve.

2. Propozimi do të dorëzohet për miratim nga autoritetet përkatëse rregullatore kombëtare brenda dymbëdhjetë muajve pasi më shumë se një NEMO është emërtuar dhe/ose lejuar të ofrojë shërbime tregtare në një zonë ofertimi ose nëse një interkoneksion i ri nuk operohet nga një OST e certifikuar. Për interkoneksionet ekzistuese të cilat nuk operohen nga OST të certifikuara, propozimi do të dorëzohet brenda dymbëdhjetë muajve pas hyrjes në fuqi të kësaj Rregulloreje.

Seksioni 2

Procesi i bashkimit të tregut të vetëm brenda së njëjtës ditë

Neni 58

Sigurimi i të dhënave hyrëse

1. Çdo llogaritës i kapacitetit të koordinuar duhet të sigurohet që kapaciteti ndër-zonal dhe kufizimet e alokimit t'u ofrohen NEMO-ve përkatës jo më vonë se 15 minuta përpara kohës së hapjes së portës ndër-zonale të tregut brenda së njëjtës ditë.

2. Nëse nevojiten përditësime të kapacitetit ndër-zonal dhe kufizimeve të alokimit për shkak të ndryshimeve operacionale në sistemin e transmetimit, çdo OST do të njoftojë llogaritësit e kapacitetit të koordinuar në rajonin e tij të llogaritjes së kapacitetit. Llogaritësit e kapacitetit të koordinuar do të njoftojnë më pas NEMO-t përkatës.

3. Nëse ndonjë llogaritës i kapacitetit të koordinuar nuk është në gjendje të përmbushë kërkesat e paragrafit 1, ai llogaritës i kapacitetit të koordinuar do të njoftojë NEMO-t përkatës. Këto NEMO do të publikojnë një njoftim për të gjithë pjesëmarrësit e tregut pa vonesa të pajustificueshme.

Neni 59

Funksionimi i bashkimit të tregut të vetëm brenda së njëjtës ditë

1. OST-të do të zbatojnë kohën e hapjes së portës ndër-zonale të tregut brenda së njëjtës ditë dhe kohën e mbylljes së portës ndër-zonale të tregut brenda së njëjtës ditë të përmendura në Nenin 9(6)(k).

2. Koha e mbylljes së portës ndër-zonale të tregut brenda së njëjtës ditë do të caktohet në atë mënyrë që:

(a) maksimizon mundësitë e pjesëmarrësve të tregut për të rregulluar balancën e tyre duke tregtuar në periudhën kohore të tregut brenda së njëjtës ditë sa më afër kohës reale; dhe

(b) u siguron OST-ve dhe pjesëmarrësve të tregut kohë të mjaftueshme për proceset e tyre të skedulimit dhe balancimit në lidhje me sigurinë e operimit të rrjetit.

3. Për çdo kufi të caktuar të zonës së ofertimit do të përcaktohet një kohë e mbylljes së portës ndër-zonale brenda së njëjtës ditë për çdo njësi kohore të tregut. Kjo kohë do të jetë maksimumi një orë përpara fillimit të njësisë përkatëse të kohës së tregut dhe do të marrë parasysh proceset përkatëse të balancimit në lidhje me sigurinë e operimit.

4. Tregtimi i energjisë në tregun brenda së njëjtës ditë për një njësi të caktuar kohore të tregut për një kufi të zonës së ofertimit do të fillojë jo më vonë se në kohën e hapjes së portës ndër-zonale brenda së njëjtës ditë të kufijve përkatës të zonës së ofertimit dhe do të lejohet deri në kohën e mbylljes së portës ndër-zonale brenda së njëjtës ditë.

5. Përpara kohës së mbylljes së portës ndër-zonale brenda së njëjtës ditë, pjesëmarrësit e tregut duhet t'u dorëzojnë NEMO-ve përkatës të gjitha urdhërporositë për një njësi të caktuar kohore të tregut. Të gjithë NEMO-t do të dorëzojnë urdhërporositë për një njësi të caktuar kohore të tregut për përputhje të vetme menjëherë pasi të jenë marrë urdhërporositë nga pjesëmarrësit e tregut.

6. Urdhërporositë e përputhura në bashkimin e tregut të vetëm brenda së njëjtës ditë do të konsiderohen të pandryshueshme.

7. Funkcionet e OBT do të sigurojnë anonimitetin e urdhërporosive të dorëzuara përmes librit të përbashkët të ofertave.

Neni 60

Dorëzimi i rezultateve

1. Të gjithë NEMO-t që kryejnë funksione OBT duhet të japin rezultatet e algoritmit të përputhjes së tregutit të vazhdueshëm:

(a) tek të gjithë NEMO-t e tjerë, për rezultatet mbi statusin e ekzekutimit për transaksion të specifikuar në Nenin 52(1)(a);

(b) tek të gjithë OST-të dhe llogaritësit e shkëmbimeve të skeduluara, për rezultatet e pozicioneve të vetme neto të specifikuara në Nenin 52(1)(b).

2. Nëse, në përputhje me paragrafin 1(a), çdo NEMO, për arsye jashtë përgjegjësisë së tij, nuk është në gjendje të japë këto rezultate të algoritmit të përputhjes së tregutit të vazhdueshëm, ai duhet të njoftojë të gjithë NEMO-t e tjerë.

3. Nëse, në përputhje me paragrafin 1(b), çdo NEMO, për arsye jashtë përgjegjësisë së tij, nuk është në gjendje të japë këto rezultate të algoritmit të përputhjes së tregutit të vazhdueshëm, ai duhet të njoftojë të gjitha OST-të dhe çdo llogaritës të shkëmbimeve të skeduluara, sa më shpejt që të jetë praktikisht e mundur. Të gjithë NEMO-t duhet të njoftojnë pjesëmarrësit përkatës të tregut.

4. Të gjithë NEMO-t do t'u dërgojnë, pa vonesa të panevojshme, informacionin e nevojshëm pjesëmarrësve të tregut për të siguruar që veprimet e specifikuar në Nenet 68 dhe 73(3) të mund të ndërmerren.

Neni 61

Llogaritja e shkëmbimeve të skeduluara që rezultojnë nga bashkimi i tregut të vetëm brenda së njëjtës ditë

1. Çdo llogaritës i shkëmbimeve të skeduluara do të llogarisë shkëmbimet e skeduluara ndërmjet zonave të ofertimit për çdo njësi kohore të tregut bazuar në metodologjinë e përcaktuar në përputhje me Nenin 56.
2. Çdo llogaritës i shkëmbimeve të skeduluara do të njoftojë NEMO-t përkatës, kundërpalët qëndrore, agjentët e transferimit dhe OST-të e shkëmbimeve të skeduluara të dakordësuara.

Neni 62

Publikimi i informacionit mbi tregun

1. Sapo urdhërporositë të përputhen, çdo NEMO do të publikojë për pjesëmarrësit përkatës të tregut të paktën statusin e ekzekutimit të urdhërporosive dhe çmimet për transaksion të prodhuara nga algoritmi i përputhjes së tregtimit të vazhdueshëm bazuar në Nenin 52(1)(a).
2. Çdo NEMO do të sigurohet që informacioni mbi vëllimet e grupuara të ekzekutuara dhe çmimet të bëhet publikisht i disponueshëm në një format lehtësisht të aksesueshëm për të paktën 5 vjet.

Neni 63

Ankandet rajonale plotësuese

1. NEMO-t dhe OST-të përkatëse në kufijtë e zonave të ofertimit mund të paraqesin së bashku një propozim të përbashkët për hartimin dhe zhvillimin e ankandeve rajonale plotësuese brenda së njëjtës ditë. Propozimi duhet të jetë në harmoni me propozimet e paraqitura në përputhje me Nenin 63(1) të Rregullores së Komisionit (BE) 2015/1222 mbi ankandet rajonale plotësuese brenda së njëjtës ditë dhe Nenin 55(1) mbi çmimin e kapacitetit brenda së njëjtës ditë.

Propozimi do t'i nënshtrohet konsultimit në përputhje me Nenin 12.

2. Ankandet rajonale plotësuese brenda së njëjtës ditë mund të zbatohen brenda ose ndërmjet zonave të ofertimit, përveç zgjidhjes së bashkimit të tregut të vetëm brenda së njëjtës ditë të përmendur në Nenin 51. Për të zhvilluar ankande rajonale brenda së njëjtës ditë, tregtimi i vazhdueshëm brenda dhe ndërmjet zonave përkatëse të ofertimit mund të ndërpritet për një periudhë të kufizuar kohore përpara kohës së mbylljes së portës ndër-zonale brenda së njëjtës ditë, e cila nuk duhet të tejkalojë kohën minimale të nevojshme për zhvillimin e ankandit dhe në çdo rast 10 minuta.

3. Për ankandet rajonale plotësuese brenda së njëjtës ditë, metodologjia për përcaktimin e çmimit të kapacitetit ndër-zonal brenda së njëjtës ditë mund të ndryshojë nga metodologjia e përcaktuar në përputhje me Nenin 55(3), por megjithatë duhet të përmbushë parimet e parashikuara në Nenin 55(1) të Rregullores së Komisionit (BE) 2015/1222.

4. Autoritetet rregullatore kompetente mund të miratojnë propozimin për ankande rajonale plotësuese brenda së njëjtës ditë nëse plotësohen kushtet e mëposhtme:

(a) ankandet rajonale nuk do të kenë një ndikim negativ në likuiditetin e bashkimit të tregut të vetëm brenda së njëjtës ditë;

(b) i gjithë kapaciteti ndër-zonal do të alokohet përmes modulit të menaxhimit të kapacitetit;

(c) ankandi rajonal nuk do të paraqesë ndonjë diskriminim të padrejtë ndërmjet pjesëmarrësve të tregut nga rajonet kufitare;

(d) oraret e ankandëve rajonale do të jenë në përputhje me bashkimin e tregut të vetëm brenda së njëjtës ditë për t'u mundësuar pjesëmarrësve të tregut të tregtojnë sa më afër të jetë e mundur me kohën reale;

(e) autoritetet rregullatore duhet të jenë konsultuar me pjesëmarrësit e tregut në Palët Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë dhe Shtetet përkatëse Anëtare.

5. Të paktën çdo dy vjet pas vendimit për ankandet rajonale plotësuese, autoritetet e interesuara rregullatore të Palëve Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë dhe Shteteve Anëtare do të rishikojnë përputhshmërinë e çdo zgjidhjeje rajonale me bashkimin e tregut të vetëm brenda së njëjtës ditë për tu siguruar që kushtet e mësipërme vazhdojnë të përmbushen.

Seksioni 3

Marrëveshje kalimtare të tregut brenda së njëjtës ditë

Neni 64

Dispozita lidhur me alokimin eksplicit

<...>

Neni 65

Heqja e alokimit eksplicit

<...>

Neni 66

Dispozita lidhur me marrëveshjet e tregut brenda së njëjtës ditë

<...>

Neni 67

Kërkesa eksplicite për kapacitet

<...>

KAPITULLI 7

Klerimi dhe shlyerja për bashkimin e tregut të vetëm të ditës në avancë dhe brenda së njëjtës ditë

Neni 68

Klerimi dhe shlyerja

1. Kundërpalët qendrore kontraktuale duhet të sigurojnë në kohën e duhur klerimin dhe shlyerjen e të gjitha urdhërporosive të përputhura. Kundërpalët qendrore do të veprojnë si palë homologe ndaj pjesëmarrësve të tregut për të gjitha transaksionet e tyre në lidhje me të drejtat dhe detyrimet financiare që rrjedhin nga këto transaksione.
2. Çdo kundërpalë qendrore ruan anonimitetin ndërmjet pjesëmarrësve në treg.
3. Kundërpalët qendrore do të veprojnë si palë homologe mes tyre, për shkëmbimin e energjisë ndërmjet zonave të ofertimit në lidhje me të drejtat dhe detyrimet financiare që rrjedhin nga këto shkëmbime energjetike.
4. Këto shkëmbime do të marrin parasysh:
 - (a) pozicionet neto të prodhuara në përputhje me Nenet 39(2)(b) dhe 52(1)(b);
 - (b) shkëmbimet e skeduluara të llogaritura në përputhje me Nenet 49 dhe 61.
5. Çdo kundërpalë qendrore do të sigurojë që për çdo njësi kohore të tregut:
 - (a) në të gjitha zonat e ofertimit, duke marrë parasysh, aty ku është e përshtatshme, kufizimet e alokimit, nuk ka devijime ndërmjet shumës së energjisë së transferuar nga të gjitha zonat e ofertimit me teprica dhe shumës së energjisë së transferuar në të gjitha zonat e ofertimit me mungesa;
 - (b) eksportet e energjisë elektrike dhe importet e energjisë elektrike ndërmjet zonave të ofertimit janë të barabarta, ku devijimet rezultojnë vetëm nga marrja në konsideratë e kufizimeve të alokimit, aty ku është e përshtatshme.
6. Pavarësisht nga paragrafi 3, një agjent transferimi mund të veprojë si palë homologe ndërmjet kundërpalëve të ndryshme qendrore për shkëmbimin e energjisë, nëse palët e interesuara lidhin një marrëveshje specifike për këtë qëllim. Nëse nuk arrihet marrëveshje, marrëveshja e transferimit do të vendoset nga autoritetet rregullatore përgjegjëse për zonat e ofertimit ndërmjet të cilave kërkohet klerimi dhe shlyerja e shkëmbimit të energjisë.
7. Të gjitha kundërpalët qendrore ose agjentët e transferimit do të mbledhin të ardhurat nga kongjestioni që rrjedhin nga bashkimi i tregut të vetëm të ditës në avancë, i specifikuar në Nenet 46 deri në 48 dhe nga bashkimi i tregut të vetëm brenda së njëjtës ditë, i specifikuar në Nenet 58 deri në 60.
8. Të gjitha kundërpalët qendrore ose agjentët e transferimit do të sigurohen që të ardhurat e mbledhura nga kongjestioni t'i transferohen OST-ve jo më vonë se dy javë pas datës së shlyerjes.

9. Nëse afati i pagesave nuk është harmonizuar ndërmjet dy zonave të ofertimit, Palët përkatëse Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë dhe Shtetet Anëtare do të sigurohen që një njësi të caktohet për të menaxhuar mospërputhjen e afatit dhe përballimin e kostove përkatëse.

KAPITULLI 8

Pandryshueshmëria e kapacitetit të alokuar ndër-zonal

Neni 69

Afati i pandryshueshmërisë të ditës në avancë

OST-të do të zbatojnë një afat të vetëm të pandryshueshmërisë të ditës në avancë, i cili nuk duhet të jetë më i shkurtër se gjysëm ore përpara kohës së mbylljes së portës të tregut të ditës në avancë.

Neni 70

Pandryshueshmëria e kapacitetit të ditës në avancë dhe kufizimet e alokimit

1. Përpara afatit të pandryshueshmërisë të ditës në avancë, çdo llogaritës i kapacitetit të koordinuar mund të përshtasë kapacitetin ndër-zonal dhe kufizimet e alokimit të ofruara për NEMO-t përkatës.
2. Pas afatit të pandryshueshmërisë të ditës në avancë, i gjithë kapaciteti ndër-zonal dhe kufizimet e alokimit do të jenë të pandryshueshme për alokimin e kapacitetit të një ditë para, përveç nëse plotësohen kërkesat e nenit 46(2), në këtë rast kapaciteti ndër-zonal dhe kufizimet e alokimit do të bëhen të pandryshueshme sapo t'i dorëzohen NEMO-ve përkatës.
3. Pas afatit të pandryshueshmërisë të ditës në avancë, kapaciteti ndër-zonal i cili nuk është alokuar mund të përshtatet për alokimet e mëpasshme.

Neni 71

Pandryshueshmëria e kapacitetit brenda së njëjtës ditë

Kapaciteti ndër-zonal brenda së njëjtës ditë do të jetë i pandryshueshëm sapo të alokohet.

Neni 72

Pandryshueshmëria në rast të forcës madhore ose në situata emergjente

1. Në rast të forcës madhore ose një situatë emergjente, ku OST do të veprojnë në mënyrë të shpejtë dhe ridispeçimi ose tregtimi me kah të kundërt nuk është i mundur, çdo OST do të ketë të drejtën të kufizojë kapacitetin e alokuar ndër-zonal. Në të gjitha rastet, kufizimi do të ndërmerret në mënyrë të koordinuar me të gjitha OST-të e interesuara drejtpërdrejtë.
2. Një OST që adreson forcën madhore ose një situatë emergjente duhet të publikojë një njoftim që shpjegon natyrën e forcës madhore ose situatën emergjente dhe kohëzgjatjen e mundshme të saj. Ky njoftim do t'u vihet në dispozicion pjesëmarrësve përkatës të tregut nëpërmjet NEMO-ve. Nëse kapaciteti u alokohet në mënyrë eksplicite pjesëmarrësve të tregut, OST-ja që ka adresuar forcën madhore ose situatën emergjente do t'u dërgojë njoftim drejtpërdrejtë palëve kontraktuese që kanë kapacitet ndër-zonal për afatin kohor përkatës të tregut.

3. Nëse kapaciteti i alokuar kufizohet për shkak të forcës madhore ose një situatë emergjente të adresuar nga një OST, OST do të rimbursojë ose kompensojë për periudhën e forcës madhore ose situatës emergjente, në përputhje me kërkesat e mëposhtme:

(a) nëse alokimi është implicit, kundërpalët qendrore ose agjentët e transferimit nuk do të kenë dëm financiar ose përfitim financiar si rrjedhojë e çdo disbalance të krijuar nga një reduktim i tillë;

(b) në rast të forcës madhore, nëse kapaciteti alokohet nëpërmjet ankandit explicit, pjesëmarrësit e tregut do të kenë të drejtën e rimbursimit të çmimit të paguar për kapacitetin gjatë procesit të ankandit explicit;

(c) në një situatë emergjente, nëse kapaciteti alokohet nëpërmjet ankandit explicit, pjesëmarrësit e tregut do të kenë të drejtën e kompensimit të barabartë me diferencën e çmimeve të tregjeve përkatëse ndërmjet zonave të ofertimit respektive në afatin kohor përkatës; ose

(d) në një situatë emergjente, nëse kapaciteti alokohet nëpërmjet ankandit explicit, por çmimi i zonës së ofertimit nuk është llogaritur në të paktën njërën nga dy zonat përkatëse të ofertimit në afatin kohor përkatës, pjesëmarrësit e tregut do të kenë të drejtën e rimbursimit të çmimit të paguar për kapacitetin gjatë procesit të ankandit explicit.

4. OST-ja që adreson forcën madhore ose situatën emergjente do të kufizojë pasojat dhe kohëzgjatjen e situatës së forcës madhore ose situatës emergjente.

5. Kur një Palë Kontraktuese e Komunitetit të Energjisë e ka parashikuar këtë, me kërkesë të OST-së përkatëse, ERE do të vlerësojë nëse një ngjarje kualifikohet si forcë madhore.

TITULLI III KOSTOT

KAPITULLI 1

Metodologjia e shpërndarjes të të ardhurave nga kongjestioni për bashkimin e tregut të vetëm të ditës në avancë dhe brenda së njëjtës ditë

Neni 73

Metodologjia e shpërndarjes të të ardhurave nga kongjestioni

1. OST-të do të zbatojnë metodologjinë për ndarjen e të ardhurave nga kongjestioni, përmendur në Nenin 9(6)(m).

2. Metodologjia nga paragrafi 1 do:

(a) të lehtësojë funksionimin dhe zhvillimin eficient afatgjatë të sistemit të transmetimit të energjisë elektrike dhe funksionimin eficient të tregut të energjisë elektrike të Komunitetit të Energjisë;

(b) të jetë në përputhje me parimet e përgjithshme të menaxhimit të kongjestionit të parashikuara në Nenin 16 të Rregullores (BE) Nr. 2019/943;

(c) të lejojë një planifikim financiar të arsyeshëm;

(d) të jetë në përputhje me të gjitha periudhat kohore;

(e) të lidhë marrëveshje për ndarjen e të ardhurave nga kongjestioni që rrjedhin nga asetet e transmetimit në pronësi të palëve të ndryshme nga OST.

3. OST-të do të shpërndajnë të ardhurat nga kongjestioni në përputhje me metodologjinë në paragrafin 1 sa më shpejt që të jetë e mundur në mënyrë të arsyeshme dhe jo më vonë se një javë pasi të ardhurat nga kongjestioni të jenë transferuar në përputhje me Nenin 68(8).

KAPITULLI 2

Metodologjia e ndarjes së kostos së ridispeçimit dhe tregtimit me kah të kundërt për bashkimin e tregut të vetëm të ditës në avancë apo brenda së njëjtës ditë

Neni 74

Metodologjia e ndarjes së kostos së ridispeçimit dhe tregtimit me kah të kundërt

1. Jo më vonë se 16 muaj pas marrjes së vendimit për rajonet e llogaritjes së kapacitetit, të gjithë OST-të në secilin rajon të llogaritjes së kapacitetit do të hartojnë një propozim për një metodologji të përbashkët për ndarjen e kostos së ridispeçimit dhe tregtimit me kah të kundërt.

2. Metodologjia e ndarjes së kostos së ridispeçimit dhe tregtimit me kah të kundërt do të përfshijë zgjidhjen e ndarjes së kostos për operacionet me rëndësi ndërkufitare.

3. Kostot e ridispeçimit dhe tregtimit me kah të kundërt të cilat ndahen mes OST-ve përkatëse do të përcaktohen në mënyrë transparente dhe të auditueshme.

4. Metodologjia e ndarjes së kostos së ridispeçimit dhe tregtimit me kah të kundërt duhet të paktën:

(a) të përcaktojë se cilat kosto të shkaktuara nga përdorimi i veprimeve përmirësuese, kosto të cilat janë marrë në konsideratë në llogaritjen e kapacitetit dhe ku është krijuar një kuadër i përbashkët për përdorimin e veprimeve të tilla, janë të pranueshme për t'u ndarë ndërmjet të gjithë OST-ve të një rajoni të llogaritjes së kapacitetit në përputhje me metodologjinë e llogaritjes së kapacitetit të përcaktuar në Nenet 20 dhe 21;

(b) të përcaktojë se cilat kosto të shkaktuara nga përdorimi i ridispeçimit ose tregtimit me kah të kundërt për të garantuar pandryshueshmërinë e kapacitetit ndër-zonal, janë të pranueshme për t'u ndarë ndërmjet të gjithë OST-ve të një rajoni të llogaritjes së kapacitetit në përputhje me metodologjinë e llogaritjes së kapacitetit të përcaktuar në Nenet 20 dhe 21;

(c) të vendosë rregulla për ndarjen e kostove në mbarë rajonin siç përcaktohet në përputhje me pikat (a) dhe (b).

5. Metodologjia e hartuar në përputhje me paragrafin 1 do të përfshijë:

(a) një mekanizëm për të verifikuar nevojën aktuale për ridispeçim ose tregtim me kah të kundërt ndërmjet OST-ve të përfshira;

(b) një mekanizëm ex-post për të monitoruar përdorimin e veprimeve përmirësuese me kosto;

(c) një mekanizëm për të vlerësuar ndikimin e veprimeve përmirësuese, bazuar në sigurinë e operimit dhe kriteret ekonomike;

- (d) një proces që lejon përparimin e veprimeve përmirësuese;
- (e) një proces që lejon monitorimin e çdo rajoni të llogaritjes së kapacitetit nga autoritetet rregullatore kompetente.

6. Metodologjia e hartuar në përputhje me paragrafin 1 do:

- (a) të ofrojë stimuj për të menaxhuar kongestionin, duke përfshirë veprimet përmirësuese dhe stimuj për të investuar në mënyrë efektive;
- (b) të jetë në përputhje me përgjegjësitë dhe detyrimet e OST-ve të përfshira;
- (c) të sigurojë një shpërndarje të drejtë të kostove dhe përfitimeve ndërmjet OST-ve të përfshira;
- (d) të jetë në përputhje me mekanizmat e tjerë përkatës, duke përfshirë të paktën:
 - (i) metodologjinë për ndarjen e të ardhurave nga kongjestioni, përcaktuar në Nenin 73;
 - (ii) mekanizmin e kompensimit ndërmjet OST-ve, përcaktuar në Nenin 49 të Rregullores (BE) Nr. 2019/943 siç është përfshirë dhe përshtatur me Vendimin e Këshillit Ministeror 2022/03/MC-EnC dhe Rregulloren e Komisionit (BE) Nr. 838/2010 siç është përshtatur dhe miratuar me Vendimin e Grupit të Përhershëm të Nivelit të Lartë 2013/01-PHLG-EnC;
- (e) të lehtësojë funksionimin dhe zhvillimin eficient afatgjatë të sistemit pan-evropian të interkoneksioneve dhe funksionimin eficient të tregut pan-evropian të energjisë elektrike;
- (f) të lehtësojë respektimin e parimeve të përgjithshme të menaxhimit të kongjestionit siç përcaktohet në Nenin 16 dhe 19 të Rregullores (BE) Nr. 2019/943 siç është përshtatur dhe miratuar me Vendimin e Këshillit Ministeror 2022/03/MC-EnC;
- (g) të lejojë planifikim të arsyeshëm financiar;
- (h) të jetë në përputhshmëri përgjatë afateve kohore të tregut të ditës në avancë ose brenda së njëjtës dite; dhe
- (i) të jetë në përputhje me parimet e transparencës dhe mosdiskriminimit.

7. OST-të e çdo rajoni të llogaritjes së kapacitetit do të harmonizojnë më tej, sa më shumë që të jetë e mundur ndërmjet rajoneve, metodologjitë e ndarjes së kostos së ridispeçimit dhe tregtimit me kah të kundërt të aplikuara brenda rajonit të tyre përkatës të llogaritjes së kapacitetit.

KAPITULLI 3

Mbulimi i kostove të alokimit të kapacitetit dhe menaxhimit të kongjestionit

Neni 75

Dispozita të përgjithshme mbi mbulimin e kostove

1. Kostot në lidhje me detyrimet e vendosura ndaj OST-ve në përputhje me Nenin 8, duke përfshirë kostot e specifikuar në Nenin 74 dhe Nenin 76 deri në 79, do të vlerësohen nga autoritetet rregullatore kompetente. Kostot e vlerësuar si të arsyeshme, eficiente dhe

proporcionale do të mbulohen në kohën e duhur nëpërmjet tarifave të rrjetit ose mekanizmave të tjerë të përshtatshëm siç përcaktohet nga autoritetet rregullatore kompetente.

2. Pjesa e secilës Pale Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë në kostot e përbashkëta të përmendura në Nenin 80(2)(a), kostot rajonale të përmendura në Nenin 80(2)(b) dhe kostot kombëtare të përmendura në Nenin 80(2)(c), të vlerësuara si të arsyeshme, efikente dhe proporcionale, do të rikuperohen nëpërmjet tarifave të NEMO-ve, tarifave të rrjetit ose mekanizmave të tjerë të përshtatshëm siç përcaktohet nga autoritetet rregullatore kompetente.

3. Nëse kërkohet nga autoritetet rregullatore, OST-të, NEMO-t dhe përfaqësuesit përkatës në përputhje me Nenin 78, brenda tre muajve nga kërkesa, do të japin informacionin e nevojshëm për të mundësuar vlerësimin e kostove të bëra.

Neni 76

Kostot e themelimit, ndryshimit dhe funksionimit të bashkimit të tregut të vetëm të ditës në avancë dhe brenda së njëjtës ditë

1. NEMO-t nga Palët Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë do të kontribuojnë në përballimin e kostove të mëposhtme:

(a) kostot e përbashkëta, rajonale dhe kombëtare, të themelimit, përditësimit ose zhvillimit të mëtejshëm të algoritmit të çmimit të tregut të bashkuar dhe bashkimit të tregut të vetëm të ditës në avancë;

(b) kostot e përbashkëta, rajonale dhe kombëtare, të themelimit, përditësimit ose zhvillimit të mëtejshëm të algoritmit të përputhjes së tregimit të vazhdueshëm dhe bashkimit të tregut të vetëm brenda së njëjtës ditë;

(c) kostot e përbashkëta, rajonale dhe kombëtare, të funksionimit të bashkimit të tregut të vetëm të ditës në avancë dhe brenda së njëjtës ditë.

2. Në varësi të marrëveshjes me NEMO-t përkatës, OST-të mund të japin një kontribut në kostot e parashikuara në paragrafin 1, që i nënshtrohet miratimit nga autoritetet rregullatore përkatëse. Në raste të tilla, brenda dy muajve nga marrja e një parashikimi nga NEMO-t përkatës, çdo OST do të ketë të drejtë t'i japë për miratim ERE-s një propozim për kontribut në kosto.

3. NEMO-t përkatës do të kenë të drejtë të mbulojnë kostot në përputhje me paragrafin 1, të cilat nuk janë përballuar nga OST-të në përputhje me paragrafin 2, me anë të tarifave ose mekanizmave të tjerë të përshtatshëm, vetëm nëse kostot janë të arsyeshme dhe proporcionale, nëpërmjet marrëveshjeve kombëtare me ERE-në.

Neni 77

Kostot e klerimit dhe shlyerjes

1. Të gjitha kostot e bëra nga kundërpalët qendrore dhe agjentët e transferimit do të rikuperohen me anë të tarifave ose mekanizmave të tjerë të përshtatshëm nëse ato janë të arsyeshme dhe proporcionale.

2. Kundërpalët qendrore dhe agjentët e transferimit do të kërkojnë marrëveshje efikente të klerimit dhe shlyerjes duke shmangur kostot e panevojshme dhe reflektuar rrezikun e shkaktuar.

Marrëveshjet ndërkufitare të klerimit dhe shlyerjes do t'i nënshtrohen miratimit nga autoritetet rregullatore kombëtare përkatëse.

Neni 78

Kostot e themelimit dhe funksionimit të procesit të koordinuar të llogaritjes të kapacitetit

1. Çdo OST do të përballojë individualisht kostot e sigurimit të inputeve në procesin e llogaritjes së kapacitetit.
2. Të gjitha OST-të do të përballojnë së bashku kostot e bashkimit të modeleve individuale të rrjetit. Të gjitha OST-të në çdo rajon të llogaritjes së kapacitetit do të përballojnë kostot e themelimit dhe funksionimit të llogaritësve të kapacitetit të koordinuar.
3. Çdo kosto e shkaktuar nga pjesëmarrësit e tregut në përmbushjen e kërkesave të kësaj Rregulloreje do të përballohet nga ata pjesëmarrës të tregut.

Neni 79

Kostot e sigurimit të pandryshueshmërisë

Kostot e sigurimit të pandryshueshmërisë në përputhje me Nenet 70(2) dhe 71 do të përballohen nga OST-të përkatëse, për aq sa është e mundur në përputhje me Nenin 19(2)(a) të Rregullores (KE) Nr. 2019/943 siç është përshtatur dhe miratuar me Vendimin e Këshillit Ministëror 2022/03/MC-EnC. Këto kosto do të përfshijnë kostot nga mekanizmat e kompensimit që lidhen me sigurimin e pandryshueshmërisë së kapaciteteve ndër-zonale, si dhe kostot e ridispeçimit, tregtimit me kah të kundërt dhe disbalancave të lidhura me kompensimin e pjesëmarrësve të tregut.

Neni 80

Ndarja e koston ndërmjet NEMO-ve dhe OST-ve në Shtete Anëtare dhe Palë të ndryshme Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë

1. Të gjithë NEMO-t dhe OST-të përkatëse do t'u ofrojnë autoriteteve rregullatore një raport vjetor, në të cilin shpjegohen në detaje kostot e themelimit, ndryshimit dhe funksionimit të bashkimit të tregut të vetëm të ditës në avancë dhe brenda së njëjtës ditë. Ky raport do të publikohet nga Agjencia për Bashkëpunimin e Rregullatorëve të Energjisë duke marrë parasysh informacionin e ndjeshëm komercial. Kostot e lidhura drejtpërdrejtë me bashkimin e tregut të vetëm të ditës në avancë dhe brenda së njëjtës ditë duhet të identifikohen veçmas, në mënyrë të qartë si dhe të jenë të auditueshme. Raporti do të sigurojë gjithashtu detaje të plota të kontributeve të bëra në kostot e NEMO nga OST-të në përputhje me Nenin 76(2).
2. Kostot e përmendura në paragrafin 1 duhet të ndahen në:
 - (a) kosto të përbashkëta që rezultojnë nga aktivitetet e koordinuara të të gjithë NEMO-ve ose OST-ve nga Palë Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë dhe Shtete Anëtare (për interkoneksionet e tyre me Palë Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë), që marrin pjesë në bashkimin e tregut të vetëm të ditës në avancë dhe brenda së njëjtës ditë;
 - (b) kosto rajonale që rezultojnë nga aktivitetet e NEMO-ve ose OST-ve që bashkëpunojnë në një rajon të caktuar;

(c) kosto kombëtare që rezultojnë nga aktivitetet e NEMO-ve ose OST-ve në atë Palë Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë.

3. Kostot e përbashkëta të përmendura në paragrafin 2(a) do të ndahen ndërmjet OST-ve dhe NEMO-ve në Shtetet Anëtare dhe Palët Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë në përputhje me Nenin 80(3) të Rregullores së Komisionit (BE) 2015-1222.

4. NEMO-t dhe OST-të që bashkëpunojnë në një rajon të caktuar do të bien dakord së bashku për një propozim për ndarjen e kostove rajonale në përputhje me paragrafin 2(b). Propozimi më pas do të miratohet individualisht nga autoritetet kombëtare kompetente të secilës prej Palëve Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë dhe Shteteve Anëtare në rajon. NEMO-t dhe OST-të që bashkëpunojnë në një rajon të caktuar mund të përdorin në mënyrë alternative marrëveshjet e ndarjes së kostove.

5. Parimet e ndarjes së kostove do të zbatohen për kostot e shkaktuara nga hyrja në fuqi e kësaj Rregulloreje. Kjo nuk paragjykon zgjidhjet ekzistuese të përdorura për zhvillimin e bashkimit të tregut të vetëm të ditës në avancë dhe brenda së njëjtës ditë, dhe kostot e bëra para hyrjes në fuqi të kësaj Rregulloreje do të ndahen ndërmjet NEMO-ve dhe OST-ve bazuar në marrëveshjet ekzistuese që rregullojnë këto zgjidhje.

TITULLI IV

DELEGIMI I DETYRAVE DHE MONITORIMI

Neni 81

Delegimi i detyrave

1. Një OST ose NEMO mund t'i delegojë të gjitha ose një pjesë të detyrave që i janë caktuar sipas kësaj Rregulloreje, tek një ose më shumë palë të tretë, në rast se pala e tretë mund të kryejë funksionin përkatës në mënyrë efektive të paktën sa subjekti delegues. Subjekti delegues mbetet përgjegjës për sigurimin dhe respektimin e detyrimeve sipas kësaj Rregulloreje, përfshirë sigurimin e aksesit në informacionin e nevojshëm për monitorim nga ERE.

2. Përpara delegimit, pala e tretë e interesuar duhet t'i ketë treguar qartë palës deleguese aftësinë për të përmbushur secilin prej detyrimeve të kësaj Rregulloreje.

3. Në rast se e gjitha ose një pjesë e ndonjë detyre të specifikuar në këtë Rregullore i delegohet një palë të tretë, pala deleguese do të sigurojë përpara delegimit lidhjen e marrëveshjeve të përshtatshme të konfidencialitetit në përputhje me detyrimet e konfidencialitetit të palës deleguese.

Neni 82

Monitorimi i zbatimit të bashkimit të tregut të vetëm të ditës në avancë dhe brenda së njëjtës ditë

1. Subjekti ose subjektet që kryejnë funksionet e OBT do të monitorohen nga autoritetet rregullatore ose autoritetet përkatëse të territorit ku ndodhen. Autoritetet e tjera rregullatore ose autoritetet përkatëse, Bordi Rregullator i Komunitetit të Energjisë dhe, në rast se Shtetet Anëtare preken, Agjencia për Bashkëpunimin e Rregullatorëve të Energjisë, duke vepruar në përputhje me Nenin 2 të Aktit Procedural Nr. 2022/01/MC, do të kontribuojnë në monitorim, ku është e mundur. Autoritetet rregullatore ose autoritetet përkatëse kryesisht përgjegjëse për

monitorimin e një NEMO dhe funksioneve të OBT, do të bashkëpunojnë plotësisht dhe do të ofrojnë akses në informacion për autoritetet e tjera rregullatore, Bordin Rregullator të Komunitetit të Energjisë dhe Agjencinë për Bashkëpunimin e Rregullatorëve të Energjisë dhe, për të siguruar monitorimin e duhur të bashkimit të tregut të ditës në avancë dhe brenda së njëjtës ditë në përputhje me Nenin 61 të Direktivës 2019/944 të përshtatur dhe miratuar me Vendimin e Këshillit Ministeror 2021/13/MC-EnC.

2. Monitorimi i zbatimit të integritetit të Palës Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë në bashkimin e tregut të vetëm të ditës në avancë dhe brenda së njëjtës ditë nga Agjencia për Bashkëpunimin e Rregullatorëve të Energjisë, duke vepruar në përputhje me Nenin 2 të Aktit Procedural Nr. 2022/01/MC, do të kryhet në koordinim me Sekretariatit e Komunitetit të Energjisë.

3. <...>

4. <...>

5. Të gjitha OST-të do t'i dorëzojnë Agjencisë për Bashkëpunimin e Rregullatorëve të Energjisë dhe Sekretariatit të Komunitetit të Energjisë informacionin e kërkuar për kryerjen e detyrave në përputhje me paragrafin 2.

6. NEMO-t, pjesëmarrësit e tregut dhe organizatat e tjera përkatëse në lidhje me bashkimin e tregut të vetëm të ditës në avancë dhe brenda së njëjtës ditë, me kërkesë të përbashkët të Bordit Rregullator të Komunitetit të Energjisë ose, në rast se Shtetet Anëtare preken, Agjencisë për Bashkëpunimin e Rregullatorëve të Energjisë dhe ENTSO-E, duke vepruar në përputhje me Nenet 2 dhe 3 të Aktit Procedural Nr. 2022/01/MC, do t'i dorëzojnë ENTSO-E informacionin e kërkuar për monitorim në përputhje me paragrafin 2, përveç informacionit të marrë tashmë nga autoritetet rregullatore, Bordi Rregullator i Komunitetit të Energjisë, Agjencia për Bashkëpunimin e Rregullatorëve të Energjisë ose ENTSO-E në kontekstin e detyrave të tyre respektive të monitorimit dhe zbatimit.

TITULLI V

DISPOZITA KALIMTARE DHE PËRFUNDIMTARE

Neni 83

Dispozita kalimtare për Irlandën dhe Irlandën e Veriut

<...>

Neni 84

Hyrja në fuqi

Kjo Rregullore hyn në fuqi me miratimin e saj nga Enti Rregullator i Energjisë.

Shtojca I

Rajonet e llogaritjes së kapacitetit

Neni 1

Objekti dhe fushëveprimi

1. Rajonet e llogaritjes së kapacitetit (RLIK) mbulojnë të gjithë kufijtë ekzistues të zonës së ofertimit ndërmjet Palëve Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë dhe Palëve Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë dhe Shteteve Anëtare, siç përcaktohen në këtë Shtojcë.

2. Rregullimet e konfigurimit të RLIK-ve të listuara në këtë Shtojcë do t'i nënshtrohen një propozimi të të gjithë operatorëve të sistemit të transmetimit në përputhje me Nenin 15 paragrafët 2 dhe 3 të Rregullores së Komisionit (BE) 2015/1222 në konsultim me OST-të nga Palët Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë dhe Agjencia për Bashkëpunimin e Rregullatorëve të Energjisë.

Neni 2

Rajonet e llogaritjes së kapacitetit

Më poshtë përcaktohen si RLIK të Komunitetit të Energjisë:

- Rajoni i llogaritjes së kapacitetit në hije i Evropës Juglindore (SEE RLIK në Hijë)
- Rajoni i llogaritjes së kapacitetit Itali - Mali i Zi (ITME RLIK)
- Rajoni i llogaritjes së kapacitetit i Evropës Lindore (EE RLIK)

Neni 3

Rajoni i llogaritjes së kapacitetit: SEE RLIK në Hijë

RLIK në Hijë i Evropës Juglindore do të përfshijë kufijtë e zonës së ofertimit ndërmjet Palëve Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë:

- Bosnje dhe Hercegovinë – Serbi (BA-RS), Nezavisni operator sistema u Bosni i Hercegovini (NOS BiH) dhe Elektromreza Srbije AD (EMS)
- Mali i Zi – Bosnje dhe Hercegovinë (ME-BA), Crnogorski elektroprenosni sistem AD (CGES) dhe Nezavisni operator sistema u Bosni i Hercegovini (NOS BiH)
- Mali i Zi – Shqipëri (ME-AL), Crnogorski elektroprenosni sistem AD (CGES) dhe Operatori i Sistemit të Transmetimit sh.a. (OST)
- Shqipëri – Maqedonia e Veriut (AL-MK), Operatori i Sistemit të Transmetimit sh.a. (OST) dhe Makedonski Elektroprenosen Sistem Operator AD (MEPSO)
- Serbi – Maqedonia e Veriut (RS-MK), Elektromreza Srbije AD (EMS) dhe Makedonski Elektroprenosen Sistem Operator AD (MEPSO)
- Mali i Zi – Serbi (ME-RS), Crnogorski elektroprenosni sistem AD (CGES) dhe Elektromreza Srbije AD (EMS)

- Mali i Zi – Kosovë (ME-KS), Crnogorski elektroprenosni sistem AD (CGES) dhe Operator Sistemi, Transmisioni dhe Tregu Sh.A. (KOSTT)
- Shqipëri – Kosovë (AL-KS), Operatori i Sistemit të Transmetimit sh.a. (OST) dhe Operator Sistemi, Transmisioni dhe Tregu Sh.A. (KOSTT)
- Maqedonia e Veriut – Kosovë (MK-KS), Makedonski Elektroprenosen Sistem Operator AD (MEPSO) dhe Operator Sistemi, Transmisioni dhe Tregu Sh.A. (KOSTT)
- Serbi – Kosovë (RS-KS), Elektromreza Srbije AD (EMS) dhe Operator Sistemi, Transmisioni dhe Tregu Sh.A. (KOSTT).

Të gjitha OST-të e SEE RLIK në Hije, brenda 6 muajve pas hyrjes në fuqi të kësaj Rregulloreje, do të lidhin një marrëveshje me OST-të e EU SEE RLIK si bazë për bashkëpunimin e OST-ve të Shteteve Anëtare dhe Palëve Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë në SEE RLIK në Hije. Kjo marrëveshje do të zbatohet për OST-të e mëposhtme dhe për kufijtë e mëposhtëm:

- Kroaci – Bosnje dhe Hercegovinë (HR - BA), Croatian Transmission System Operator Ltd. (HOPS) dhe Nezavisni operator sistema u Bosni i Hercegovini (NOS BiH)
- Kroaci – Serbi (HR - RS), Croatian Transmission System Operator Ltd. (HOPS) dhe Elektromreza Srbije AD (EMS)
- Hungari – Serbi (HU - RS), Hungarian Independent Transmission Operator Company Ltd (MAVIR) dhe Elektromreza Srbije AD (EMS)
- Rumani – Serbi (RO - RS), Compania Națională de Transport al Energiei Electrice “Transelectrica” S.A. dhe Elektromreza Srbije AD (EMS)
- Bullgari – Serbi (BG - RS), Elektroenergien Sistemen Operator EAD (ESO) dhe Elektromreza Srbije AD (EMS)
- Bullgari – Maqedonia e Veriut (BG - MK), Elektroenergien Sistemen Operator EAD (ESO) dhe Makedonski Elektroprenosen Sistem Operator AD (MEPSO)
- Greqi – Maqedonia e Veriut (BG - MK), Independent Power Transmission Operator S.A. (IPTO) dhe Makedonski Elektroprenosen Sistem Operator AD (MEPSO)
- Greqi – Shqipëri (GR - AL), Independent Power Transmission Operator S.A. (IPTO) dhe Operatori i Sistemit të Transmetimit sh.a. (OST)

Neni 4

Rajoni i llogaritjes së kapacitetit: ITME RLIK

ITME RLIK do të përfshijë kufirin e zonës së ofertimit ndërmjet Italisë dhe Malit të Zi (IT-ME), TERNA Rete Elettrica Nazionale S.p.A (TERNA) dhe Crnogorski elektroprenosni sistem AD (CGES)

Neni 5

Rajoni i llogaritjes së kapacitetit: EE RLIK

RLIK i Evropës Lindore do të përfshijë kufirin e zonës së ofertimit ndërmjet Ukrainës dhe Moldavisë (UA - MD), Ukrenergo NPC SE (Ukrenergo) dhe I.S. Moldelectrica (MED).

Në lidhje me kufijtë e zonës së ofertimit ndërmjet Palëve Kontraktuese të Komunitetit të Energjisë dhe Shteteve Anëtare, të gjitha OST-të e EE RLIK brenda 6 muajve pas hyrjes në fuqi të kësaj Rregulloreje, do të lidhin një marrëveshje me OST-të e EU SEE RLIK, duke vendosur bazën për bashkëpunimin e OST-ve të BE dhe jo të BE në EE RLIK. Kjo duhet të zbatohet për OST-të e mëposhtme dhe për kufijtë e mëposhtëm:

- Ukraine - Poloni (UA - PL), Ukrenergo NPC SE (Ukrenergo) dhe PSE S.A. (PSE)
- Ukraine - Sllovaki (UA - SL), Ukrenergo NPC SE (Ukrenergo) dhe Slovenská elektrizaná prenosová sústava, a.s. (SEPS)
- Ukraine - Hungari (UA - HU), Ukrenergo NPC SE (Ukrenergo) dhe Hungarian Independent Transmission Operator Company Ltd (MAVIR)
- Ukraine - Rumani (UA - RO), Ukrenergo NPC SE (Ukrenergo) dhe Compania Natională de Transport al Energiei Electrice “Transelectrica” S.A (TEL)
- Moldavi - Rumani (MD - RO), I.S. Moldelectrica (MED) dhe Compania Natională de Transport al Energiei Electrice “Transelectrica” S.A (TEL).

REGULATION ON CAPACITY ALLOCATION AND CONGESTION MANAGEMENT

Tirana 2025

This Regulation transposes the Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management, as incorporated and adapted by the Ministerial Council Decision 2022/03/MC-EnC of 15 December 2022 on the incorporation of Regulation (EU) 2019/942, Regulation (EU) 2019/943, Regulation (EU) 2015/1222, Regulation (EU) 2016/1719, Regulation (EU) 2017/2195, Regulation (EU) 2017/2196, Regulation (EU) 2017/1485 in the Energy Community acquis, amending Annex I of the Energy Community Treaty, and on the amendments of the Ministerial Council Decisions 2021/13/MC-EnC and 2011/02/MC-EnC.

In line with the CACM version as adapted by the Ministerial Council Decision 2022/03/MC-EnC of 15 December 2022, articles 17, 37, 64, 65, 66, 67 and 83 and some subarticles throughout the act are omitted and marked accordingly as reflected in that Ministerial Council decision.

Contents

Article 1 Subject matter and scope	5
Article 2 Definitions	5
Article 3 Objectives of capacity allocation and congestion management cooperation	8
Article 4 NEMOs designation and revocation of the designation	8
Article 5 NEMOs designation in case of a national legal monopoly for trading services.....	10
Article 6 NEMO designation criteria.....	10
Article 7 NEMO tasks.....	11
Article 8 TSOs' tasks related to single day-ahead and intraday coupling	13
Article 9 Adoption of terms and conditions or methodologies	13
Article 10 Day-to-day management of the single day-ahead and intraday coupling	17
Article 11 Stakeholder involvement.....	18
Article 12 Consultation.....	18
Article 13 Confidentiality obligations.....	18
Article 14 Capacity calculation time-frames	19
Article 15 Capacity calculation regions	19
Article 16 Generation and load data provision methodology.....	20
Article 17 Common grid model methodology	20
Article 18 Scenarios.....	20
Article 19 Individual grid model	20
Article 20 Introduction of flow-based capacity calculation methodology.....	21
Article 21 Capacity calculation methodology.....	22
Article 22 Reliability margin methodology.....	23
Article 23 Methodologies for operational security limits, contingencies and allocation constraints	23
Article 24 Generation shift keys methodology	24
Article 25 Methodology for remedial actions in capacity calculation	24
Article 26 Cross-zonal capacity validation methodology	24
Article 27 General provisions	25
Article 28 Merging into the common grid model	25
Article 29 Regional calculation of cross-zonal capacity	26
Article 30 Validation and delivery of cross-zonal capacity.....	27
Article 31 Biennial report on capacity calculation and allocation.....	27
Article 32 Reviewing existing bidding zone configurations.....	28
Article 33 Criteria for reviewing bidding zone configurations	29

Article 34 Regular reporting on current bidding zone configuration.....	30
Article 35 Coordinated redispatching and countertrading	31
Article 36 General provisions	32
Article 37 Algorithm development.....	32
Article 38 Objectives of the price coupling algorithm.....	32
Article 39 Inputs and results of the price coupling algorithm.....	32
Article 40 Products accommodated.....	33
Article 41 Maximum and minimum prices	33
Article 42 Pricing of day-ahead cross-zonal capacity	33
Article 43 Methodology for calculating scheduled exchanges resulting from single day-ahead coupling	34
Article 44 Establishment of fallback procedures	34
Article 45 Arrangements concerning more than one NEMO in one bidding zone and for interconnectors which are not operated by certified TSOs	34
Article 46 Provision of input data.....	35
Article 47 Operation of single day-ahead coupling.....	35
Article 48 Delivery of results	35
Article 49 Calculation of scheduled exchanges resulting from single day-ahead coupling	36
Article 50 Initiation of fallback procedures.....	36
Article 51 Objectives of the continuous trading matching algorithm.....	36
Article 52 Results of the continuous trading matching algorithm	36
Article 53 Products accommodated.....	37
Article 54 Maximum and minimum prices	37
Article 55 Pricing of intraday capacity.....	37
Article 56 Methodology for calculating scheduled exchanges resulting from single intraday coupling	37
Article 57 Arrangements concerning more than one NEMO in one bidding zone and for interconnectors which are not operated by certified TSOs	38
Article 58 Provision of input data.....	38
Article 59 Operation of single intraday coupling	38
Article 60 Delivery of results	39
Article 61 Calculation of scheduled exchanges resulting from single intraday coupling.....	39
Article 62 Publication of market information	39
Article 63 Complementary regional auctions.....	40
Article 64 Provisions relating to explicit allocation	40
Article 65 Removal of explicit allocation.....	40
Article 66 Provisions relating to intraday arrangements	40
Article 67 Explicit requests for capacity	40
Article 68 Clearing and settlement	41

Article 69 Day-ahead firmness deadline	42
Article 70 Firmness of day-ahead capacity and allocation constraints.....	42
Article 71 Firmness of intraday capacity	42
Article 72 Firmness in the event of force majeure or emergency situations.....	42
Article 73 Congestion income distribution methodology	43
Article 74 Redispatching and countertrading cost sharing methodology.....	43
Article 75 General provisions on cost recovery	45
Article 76 Costs of establishing, amending and operating single day-ahead and intraday coupling	45
Article 77 Clearing and settlement costs	45
Article 78 Costs of establishing and operating the coordinated capacity calculation process..	46
Article 79 Costs of ensuring firmness.....	46
Article 80 Cost sharing between NEMOs and TSOs in different Member States and Contracting Parties	46
Article 81 Delegation of tasks	47
Article 82 Monitoring of the implementation of single day-ahead and intraday coupling	47
Article 83 Transitional provisions for Ireland and Northern Ireland.....	47
Article 84 Entry into force	48
Annex I Capacity Calculation Regions	48
Article 1 Subject matter and scope	48
Article 2 Capacity Calculation Regions	48
Article 3 Capacity Calculation Region: Shadow SEE CCR.....	48
Article 4 Capacity Calculation Region: ITME CCR	49
Article 5 Capacity Calculation Region: EE CCR	49

TITLE 1
GENERAL PROVISIONS

Article 1
Subject matter and scope

1. This Regulation lays down detailed guidelines on cross-zonal capacity allocation and congestion management in the day-ahead and intraday markets, including the requirements for the establishment of common methodologies for determining the volumes of capacity simultaneously available between bidding zones, criteria to assess efficiency and a review process for defining bidding zones.
2. According to Ministerial Council Decision 2022/03/MC-EnC, contracting parties have agreed that the provisions of the Regulation 2015/1222 as adapted and adopted by this Ministerial Council decision, shall apply to all transmission systems and interconnections in the Energy Community except the transmission systems which are not connected with other transmission systems via interconnections.
3. In Contracting Parties where more than one transmission system operator exists, this Regulation shall apply to all transmission system operators within that Contracting Party. Where a transmission system operator does not have a function relevant to one or more obligations under this Regulation, Contracting Parties may provide that the responsibility for complying with those obligations is assigned to one or more different, specific transmission system operators.
4. <...>
5. <...>

Article 2
Definitions

For the purposes of this Regulation, the definitions in Article 2 of Regulation (EC) No 2019/943, as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2022/03/MCEnC, Article 2 of Commission Regulation (EU) No 543/2013, as adapted and adopted by Permanent High Level Group Decision 2015/01/PHLG-EnC, and Article 2 of Directive (EU) 2019/944 of the European Parliament and of the Council, as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2021/13/MC-EnC, shall apply.

In addition, the following definitions shall apply:

1. 'individual grid model' means a data set describing power system characteristics (generation, load and grid topology) and related rules to change these characteristics during capacity calculation, prepared by the responsible TSOs, to be merged with other individual grid model components in order to create the common grid model;
2. 'common grid model' means a wide data set agreed in accordance with Article 2 No 2 of Regulation (EU) 2015/1222, and extended to TSOs of Contracting Parties;
3. 'capacity calculation region' means the geographic area in which coordinated capacity calculation is applied;
4. 'scenario' means the forecasted status of the power system for a given time-frame;
5. 'net position' means the netted sum of electricity exports and imports for each market time unit for a bidding zone;
6. 'allocation constraints' means the constraints to be respected during capacity allocation to maintain the transmission system within operational security limits and have not been translated into cross-zonal capacity or that are needed to increase the efficiency of capacity allocation;
7. 'operational security limits' means the acceptable operating boundaries for secure grid operation such as thermal limits, voltage limits, short-circuit current limits, frequency and dynamic stability limits;

8. 'coordinated net transmission capacity approach' means the capacity calculation method based on the principle of assessing and defining ex ante a maximum energy exchange between adjacent bidding zones;
9. 'flow-based approach' means a capacity calculation method in which energy exchanges between bidding zones are limited by power transfer distribution factors and available margins on critical network elements;
10. 'contingency' means the identified and possible or already occurred fault of an element, including not only the transmission system elements, but also significant grid users and distribution network elements if relevant for the transmission system operational security;
11. 'coordinated capacity calculator' means the entity or entities with the task of calculating transmission capacity, at regional level or above;
12. 'generation shift key' means a method of translating a net position change of a given bidding zone into estimated specific injection increases or decreases in the common grid model;
13. 'remedial action' means any measure applied by a TSO or several TSOs, manually or automatically, in order to maintain operational security;
14. 'reliability margin' means the reduction of cross-zonal capacity to cover the uncertainties within capacity calculation;
15. 'market time' means central European summer time or central European time, whichever is in effect;
16. 'congestion income' means the revenues received as a result of capacity allocation;
17. 'market congestion' means a situation in which the economic surplus for single day-ahead or intraday coupling has been limited by cross-zonal capacity or allocation constraints;
18. 'physical congestion' means any network situation where forecasted or realised power flows violate the thermal limits of the elements of the grid and voltage stability or the angle stability limits of the power system;
19. 'structural congestion' means congestion in the transmission system that can be unambiguously defined, is predictable, is geographically stable over time and is frequently reoccurring under normal power system conditions;
20. 'matching' means the trading mode through which sell orders are assigned to appropriate buy orders to ensure the maximisation of economic surplus for single day-ahead or intraday coupling;
21. 'order' means an intention to purchase or sell energy or capacity expressed by a market participant subject to specified execution conditions;
22. 'matched orders' means all buy and sell orders matched by the price coupling algorithm or the continuous trade matching algorithm;
23. 'nominated electricity market operator (NEMO)' means an entity designated by the competent authority to perform tasks related to single day-ahead or single intraday coupling;
24. 'shared order book' means a module in the continuous intraday coupling system collecting all matchable orders from the NEMOs participating in single intraday coupling and performing continuous matching of those orders;
25. 'trade' means one or more matched orders;
26. 'single day-ahead coupling' means the auctioning process defined by Article 2 No 26 of Regulation (EU) 2015/1222, and extended to bidding zones from Contracting Parties;
27. 'single intraday coupling' means the continuous process defined by Article 2 No 27 of Regulation (EU) 2015/1222, and extended to bidding zones from Contracting Parties;

28. 'price coupling algorithm' means the algorithm defined by Article 2 No 28 of Regulation (EU) 2015/1222, and extended to bidding zones from Contracting Parties;
29. 'continuous trading matching algorithm' means the algorithm defined by Article 2 No 29 of Regulation (EU) 2015/1222, and extended to bidding zones from Contracting Parties;
30. 'market coupling operator (MCO) function' means the task of matching orders from the day-ahead and intraday markets for different bidding zones and simultaneously allocating cross-zonal capacities;
31. 'clearing price' means the price determined by matching the highest accepted selling order and the lowest accepted buying order in the electricity market;
32. 'scheduled exchange' means an electricity transfer scheduled between geographic areas, for each market time unit and for a given direction;
33. 'scheduled exchange calculator' means the entity or entities with the task of calculating scheduled exchanges;
34. 'day-ahead market time-frame' means the time-frame of the electricity market until the day-ahead market gate closure time, where, for each market time unit, products are traded the day prior to delivery;
35. 'day-ahead firmness deadline' means the point in time after which cross-zonal capacity becomes firm;
36. 'day-ahead market gate closure time' means the point in time until which orders are accepted in the day-ahead market;
37. 'intraday market time-frame' means the time-frame of the electricity market after intraday cross-zonal gate opening time and before intraday cross-zonal gate closure time, where for each market time unit, products are traded prior to the delivery of the traded products;
38. 'intraday cross-zonal gate opening time' means the point in time when cross-zonal capacity between bidding zones is released for a given market time unit and a given bidding zone border;
39. 'intraday cross-zonal gate closure time' means the point in time where cross-zonal capacity allocation is no longer permitted for a given market time unit;
40. 'capacity management module' means a system containing up-to-date information on available cross-zonal capacity for the purpose of allocating intra-day cross-zonal capacity;
41. 'non-standard intraday product' means a product for continuous intraday coupling not for constant energy delivery or for a period exceeding one market time unit with specific characteristics designed to reflect system operation practices or market needs, for example orders covering multiple market time units or products reflecting production unit start-up costs;
42. 'central counter party' means the entity or entities with the task of entering into contracts with market participants, by novation of the contracts resulting from the matching process, and of organising the transfer of net positions resulting from capacity allocation with other central counter parties or shipping agents;
43. 'shipping agent' means the entity or entities with the task of transferring net positions between different central counter parties;
44. 'firmness' means a guarantee that cross-zonal capacity rights will remain unchanged and that a compensation is paid if they are nevertheless changed;
45. 'force majeure' means any unforeseeable or unusual event or situation beyond the reasonable control of a TSO, and not due to a fault of the TSO, which cannot be avoided or overcome with reasonable foresight and diligence, which cannot be solved by measures which are from a technical, financial or economic point of view reasonably possible for the TSO, which has actually happened and is objectively verifiable, and which makes it impossible for the TSO to fulfil, temporarily or permanently, its obligations in accordance with this Regulation;

46. 'economic surplus for the single day-ahead or intraday coupling' means the sum of (i) the supplier surplus for the single day-ahead or intraday coupling for the relevant time period, (ii) the consumer surplus for the single day-ahead or intraday coupling, (iii) the congestion income and (iv) other related costs and benefits where these increase economic efficiency for the relevant time period, supplier and consumer surplus being the difference between the accepted orders and the clearing price per energy unit multiplied by the volume of energy of the orders.

47. 'Member State' means a territory of the European Union referred to in Article 27 of the Treaty.

48. "Energy Regulator Authority" or "ERE" means the regulatory institution of electricity in Albania, and the designating authority, responsible for NEMO designation.

Article 3

Objectives of capacity allocation and congestion management cooperation

This Regulation aims at:

- (a) promoting effective competition in the generation, trading and supply of electricity;
- (b) ensuring optimal use of the transmission infrastructure;
- (c) ensuring operational security;
- (d) optimising the calculation and allocation of cross-zonal capacity;
- (e) ensuring fair and non-discriminatory treatment of TSOs, NEMOs, the Agency for the Cooperation of Energy Regulators, the Energy Community Regulatory Board, ERE and market participants;
- (f) ensuring and enhancing the transparency and reliability of information;
- (g) contributing to the efficient long-term operation and development of the electricity transmission system and electricity sector in the Energy Community;
- (h) respecting the need for a fair and orderly market and fair and orderly price formation;
- (i) creating a level playing field for NEMOs;
- (j) providing non-discriminatory access to cross-zonal capacity.

Article 4

NEMOs designation and revocation of the designation

1. Each Contracting Party electrically connected to a bidding zone in another Contracting Party or Member State shall ensure that one or more NEMOs are designated by six months after the entry into force of this Regulation to perform the single day-ahead and/or intraday coupling. For that purpose, domestic and non-domestic market operators may be invited to apply to be designated as a NEMO.

2. Each Contracting Party concerned shall ensure that at least one NEMO is designated in each bidding zone on its territory. NEMOs shall be designated for an initial term of four years. Except where Article 5(1) applies, Contracting Parties shall allow applications for designation at least annually.

3. Unless otherwise provided by Contracting Parties, ERE shall be the designating authority, responsible for NEMO designation, monitoring of compliance with the designation criteria and, in the case of national legal monopolies, the approval of NEMO fees or the methodology to calculate NEMO fees. Contracting Parties may provide that authorities other than the ERE be the designating authority. In these circumstances Contracting Parties shall ensure that the designating authority has the same rights and obligations as ERE in order to effectively carry out its tasks.

4. The designating authority shall assess whether NEMO candidates meet the criteria set out in Article 6. Those criteria shall apply regardless of whether one or more NEMOs are appointed. When deciding upon NEMO designations, any discrimination between applicants, notably between non-domestic and domestic applicants, shall be avoided. If the designating authority is not ERE, ERE shall give an opinion on the extent to which the applicant for designation meets the designation criteria laid down in Article 6. NEMO designations shall only be refused where the designation criteria in Article 6 are not met or in accordance with Article 5(1).

5. A NEMO designated in one Contracting Party or Member State shall have the right to offer day-ahead and intraday trading services with delivery in another Contracting Party or Member State. The trading rules in the latter Contracting Party or Member State shall apply without the need for designation as a NEMO in that Contracting Party or Member State. The designating authorities shall monitor all NEMOs performing single day-ahead and/or intra-day coupling within their Contracting Party or Member State. In accordance with Article 19 of Regulation (EC) No 714/2009, the designating authorities shall ensure compliance with this Regulation by all NEMOs performing single day-ahead and/or intra-day coupling within their Contracting Party, regardless of where the NEMOs were designated. The authorities in charge of NEMO designation, monitoring and enforcement shall exchange all information necessary for an efficient supervision of NEMO activities.

A designated NEMO must notify the designating authority of another Contracting Party or Member State if it proposes to perform single day-ahead or intraday coupling in that Contracting Party or Member State two months before commencing operation.

6. By way of exception to paragraph 5 of this Article, a Contracting Party or Member State may refuse the trading services by a NEMO designated in another Contracting Party or Member State if:

(a) a national legal monopoly for day-ahead and intraday trading services exists in the Contracting Party or Member State or bidding zone of the Contracting Party or Member State where delivery takes place in accordance with Article 5(1); or

(b) the Contracting Party or Member State where delivery takes place can establish that there are technical obstacles to delivery into that Contracting Party or Member State of electricity purchased on day-ahead and intraday markets using NEMOs designated in another Contracting Party or Member State linked to the need to ensure the objectives of this Regulation are met while maintaining operational security; or

(c) the trading rules in the Contracting Party or Member State of delivery are not compatible with the delivery into that Contracting Party or Member State of electricity purchased on the basis of day-ahead and intraday trading services provided by a NEMO designated in another Contracting Party or Member State; or

(d) the NEMO is a national legal monopoly in accordance with Article 5 in the Contracting Party or Member State where it is designated.

7. In case of a decision to refuse day-ahead and/or intraday trading services with delivery in another Contracting Party or Member State, the Contracting Party of delivery shall notify its decision to the NEMO and to the designating authority of the Contracting Party or Member State where the NEMO is designated, as well as to the Energy Community Secretariat and the Energy Community Regulatory Board and, to the extent Member States are affected, the European Commission and the Agency for the Cooperation of Energy Regulators. The refusal shall be duly justified. In the cases set out in subparagraphs 6(b) and 6(c), the decision to refuse trading services with delivery in another Contracting Party or Member State shall also set out how and by when the technical obstacles to trading can be overcome or the domestic trading rules can be made compatible with trading services with delivery in another Contracting Party or Member State. The designating authority of the Contracting Party refusing the trading services shall investigate the decision and publish an opinion on how to remove the obstacles to the trading services or how to make the trading services and the trading rules compatible.

8. The Contracting Party where the NEMO has been designated shall ensure that designation is revoked if the NEMO fails to maintain compliance with the criteria in Article 6 and is not able to restore compliance within six months of being notified of such failure by the designating authority from a Member State or Contracting Party. If ERE is not responsible for designation and monitoring, they shall be consulted on the revocation. The designating authority shall also notify the designating authority of the other Contracting Party or Member States in which that NEMO is active of its failure to maintain compliance at the same time it notifies the NEMO.

9. If a designating authority of a Contracting Party finds that a NEMO active but not designated in its country fails to maintain compliance with the criteria in Article 6 with respect to its activities in this country, it must notify the NEMO of its non-compliance. If the NEMO does not restore compliance within three months of being notified, the designating authority can suspend the right to offer intraday and day-ahead trading services in this Contracting Party until such time as the NEMO restores compliance. The designating authority shall notify the designating authority of the Contracting Party or Member State in which the NEMO is designated, as well as the Energy Community Secretariat and the Energy Community Regulatory Board and, to the extent Member States are affected, the European Commission and the Agency for the Cooperation of Energy Regulators.

10. The designating authority shall inform the Energy Community Regulatory Board of the designation and revocation of NEMOs. The Energy Community Regulatory Board shall maintain a list of designated NEMOs in the Contracting Parties, their status and where they operate on its website.

Article 5

NEMOs designation in case of a national legal monopoly for trading services

1. If a national legal monopoly for day-ahead and intraday trading services which excludes the designation of more than one NEMO already exists in a Contracting Party or Contracting Party's bidding zone at the time of the entry into force of this Regulation, the Contracting Party concerned must notify the Energy Community Secretariat within two months after entry into force of this regulation and may refuse the designation of more than one NEMO per bidding zone.

If there are several applicants to be designated as the only NEMO, the Contracting Party concerned shall designate the applicant which best meets the criteria listed in Article 6. If a Contracting Party refuses the designation of more than one NEMO per bidding zone, the competent national authority shall fix or approve the NEMO fees for trading in the day-ahead and intraday markets, sufficiently in advance of their entry into force, or specify the methodologies used to calculate them.

In accordance with Article 4(6), the Contracting Party concerned may also refuse cross-border trading services offered by a NEMO designated in another Contracting Party or Member State; however, the protection of existing power exchanges in that Contracting Party or Member State from economic disadvantages through competition is not a valid reason for refusal.

2. For the purposes of this regulation, a national legal monopoly is deemed to exist where national law expressly provides that no more than one entity within a Contracting Party or Contracting Party's bidding zone can carry out day-ahead and intraday trading services.

3. <...>

Article 6

NEMO designation criteria

1. An applicant shall only be designated as a NEMO if it complies with all of the following requirements:

- (a) it has contracted or contracts adequate resources for common, coordinated and compliant operation of single day-ahead and/or intraday coupling, including the resources necessary to fulfil the NEMO functions, financial resources, the necessary information technology, technical infrastructure and operational procedures or it shall provide proof that it is able to make these resources available within a reasonable preparatory period before taking up its tasks in accordance with Article 7;
- (b) it shall be able to ensure that market participants have open access to information regarding the NEMO tasks in accordance with Article 7;
- (c) it shall be cost-efficient with respect to single day-ahead and intraday coupling and shall in its internal accounting keep separate accounts for MCO functions and other activities in order to prevent cross-subsidisation;
- (d) it shall have an adequate level of business separation from other market participants;
- (e) if designated as a national legal monopoly for day-ahead and intraday trading services in a Contracting Party, it shall not use the fees in Article 5(1) to finance its day-ahead or intraday activities in a Contracting Party or Member State other than the one where these fees are collected;
- (f) it shall be able to treat all market participants in a non-discriminatory way;
- (g) it shall have appropriate market surveillance arrangements in place;
- (h) it shall have in place appropriate transparency and confidentiality agreements with market participants and the TSOs;
- (i) it shall be able to provide the necessary clearing and settlement services;
- (j) it shall be able to put in place the necessary communication systems and routines for coordinating with the TSOs of the Member State and Contracting Party.

2. The designation criteria set out in paragraph 1 shall be applied in such a way that competition between NEMOs is organised in a fair and non-discriminatory manner.

Article 7

NEMO tasks

1. NEMOs shall act as market operators in national or regional markets to perform in cooperation with TSOs single day-ahead and intraday coupling. Their tasks shall include receiving orders from market participants, having overall responsibility for matching and allocating orders in accordance with the single day-ahead and intraday coupling results, publishing prices and settling and clearing the contracts resulting from the trades according to relevant participant agreements and regulations.

With regard to single day-ahead and intraday coupling, NEMOs shall in particular be responsible for the following tasks:

- (a) implementing the MCO functions set out in paragraph 2 in coordination with other NEMOs;
- (b) applying the requirements for the single day-ahead and intraday coupling, requirements for MCO functions and the price coupling algorithm with respect to all matters related to electricity market functioning in accordance with paragraph 2 of this Article and Article 36;
- (c) applying maximum and minimum prices in accordance with Articles 41 and 54;
- (d) making anonymous and sharing the received order information necessary to perform the MCO functions provided for in paragraph 2 of this Article and Articles 40 and 53;
- (e) assessing the results calculated by the MCO functions set out in paragraph 2 of this Article allocating the orders based on these results, validating the results as final if they are considered correct and taking responsibility for them in accordance with Articles 48 and 60;

- (f) informing the market participants on the results of their orders in accordance with Articles 48 and 60;
- (g) acting as central counter parties for clearing and settlement of the exchange of energy resulting from single day-ahead and intraday coupling in accordance with Article 68(3);
- (h) implementing jointly with relevant NEMOs and TSOs back-up procedures for national or regional market operation in accordance with Article 36(3) if no results are available from the MCO functions in accordance with Article 39(2), taking account of fallback procedures provided for in Article 44;
- (i) jointly providing single day-ahead and intraday coupling cost forecasts and cost information to ERE and TSOs where NEMO costs for establishing, amending and operating single day-ahead and intraday coupling are to be covered by the concerned TSOs' contribution in accordance with Articles 75 to 77 and Article 80;
- (j) Where applicable, in accordance with Articles 45 and 57, coordinate with TSOs to establish arrangements concerning more than one NEMO within a bidding zone and perform single day-ahead and/or intraday coupling in line with the approved arrangements.

2. NEMOs may carry out MCO functions jointly with NEMOs from Member States. Those functions shall include the following:

- (a) Developing, maintaining and applying the algorithms, systems and procedures for single day-ahead and intraday coupling in accordance with Articles 36 and 51;
- (b) processing input data on cross-zonal capacity and allocation constraints provided by coordinated capacity calculators in accordance with Articles 46 and 58;
- (c) operating the price coupling and continuous trading matching algorithms in accordance with Articles 48 and 60;
- (d) validating and sending single day-ahead and intraday coupling results to the NEMOs in accordance with Articles 48 and 60.

3. By twelve months after the entry into force of this Regulation all NEMOs from Contracting Parties and Member States shall submit to all regulatory authorities, the Energy Community Regulatory Board and the Agency for the Cooperation of Energy Regulators a plan on integration of the NEMOs from Contracting Parties in the MCO functions set out in paragraph 2, and in the agreements between NEMOs and with third parties. The plan shall be consistent with the plan drafted in accordance with Regulation (EU) 2015/1222 and shall include a detailed description and the proposed timescale for implementation and a description of the expected impact of such integration on the performance of the MCO functions in Article 7 (2) of Regulation (EU) 2015/1222.

4. Cooperation between NEMOs shall be strictly limited to what is necessary for the efficient and secure design, implementation and operation of single day-ahead and intraday coupling. The joint performance of MCO functions shall be based on the principle of non-discrimination and ensure that no NEMO can benefit from unjustified economic advantages through participation in MCO functions.

5. The Energy Community Regulatory Board shall monitor NEMOs' progress in performing the MCO functions pursuant to paragraph 2, in particular regarding the contractual and regulatory framework and regarding technical preparedness to fulfil the MCO functions.

6. <...>

Article 8

TSOs' tasks related to single day-ahead and intraday coupling

1. In Contracting Parties electrically connected to another Contracting Party or Member State all TSOs shall participate in the single day-ahead and intraday coupling.

2. TSOs shall:

(a) jointly apply TSO requirements for the price coupling and continuous trading matching algorithms for all aspects related to capacity allocation in accordance with Article 37(1)(a) of Regulation (EU) 2015/1222;

(b) <...>

(c) establish and perform capacity calculation in accordance with Articles 14 to 30;

(d) where necessary, establish cross zonal capacity allocation and other arrangements in accordance with Articles 45 and 57;

(e) calculate and send cross zonal capacities and allocation constraints in accordance with Articles 46 and 58;

(f) verify single day-ahead coupling results in terms of validated cross-zonal capacities and allocation constraints in accordance with Articles 48(2) and 52;

(g) where required, establish scheduled exchange calculators for calculating and publishing scheduled exchanges on borders between bidding zones in accordance with Articles 49 and 56;

(h) respect the results from single day-ahead and intraday coupling calculated in accordance with Article 39 and Article 52;

(i) establish and operate fallback procedures as appropriate for capacity allocation in accordance with Article 44;

(j) apply the intraday cross-zonal gate opening and intraday cross-zonal gate closure times in accordance with Article 59;

(k) share congestion income in accordance with the methodology developed in accordance with Article 73;

(l) where so agreed, act as shipping agents transferring net positions in accordance with Article 68(6).

Article 9

Adoption of terms and conditions or methodologies

1. Where this Regulation requires TSOs and NEMOs to develop the terms and conditions or methodologies, they shall submit them for approval to the Energy Community Regulatory Board or, to the extent Member States are affected, the Agency for the Cooperation of Energy Regulators or the competent regulatory authorities within the respective deadlines set out in this Regulation. In exceptional circumstances, notably in cases where a deadline cannot be met due to circumstances external to the sphere of TSOs or NEMOs, the deadlines for terms and conditions or methodologies may be prolonged jointly by the competent regulatory authorities in procedures pursuant to paragraph 7, and by the competent regulatory authorities in procedures pursuant to paragraph 8.

Where a proposal for terms and conditions or methodologies pursuant to this Regulation needs to be developed and agreed by more than one TSO or NEMO, the participating TSOs and NEMOs shall closely cooperate. TSOs, with the assistance of the ENTSO for Electricity where feasible, and all NEMOs shall regularly inform the competent regulatory authorities, the Energy Community Regulatory Board and the Agency for the Cooperation of Energy Regulators about the progress of developing those terms and conditions or methodologies.

2. <...>

3. Except for Article 43(1), Article 44, Article 56(1), Article 63 and Article 74(1), where TSOs deciding on proposals for terms and conditions or methodologies listed in paragraph 7 are not able to reach an agreement and where the regions concerned are composed of more than five Contracting Parties and/or Member States, they shall decide by qualified majority voting. The qualified majority shall be reached within each of the respective voting classes of TSOs and NEMOs. A qualified majority for proposals for terms and conditions or methodologies listed in paragraph 7 shall require the following majority:

- (a) TSOs representing at least 72 % of the Contracting Parties and/or Member States concerned; and
- (b) TSOs representing Contracting Parties and/or Member States comprising at least 65 % of the population of the concerned region.

A blocking minority for decisions on proposals for terms and conditions or methodologies listed in paragraph 7 shall include at least the minimum number of TSOs representing more than 35 % of the population of the participating Contracting Parties and/or Member States, plus TSOs representing at least one additional Contracting Party and/or Member State concerned, failing of which the qualified majority shall be deemed attained.

TSOs deciding on proposals for terms and conditions or methodologies listed in paragraph 7 in relation to regions composed of five Contracting Parties and/or Member States or less shall decide by consensus.

For TSO decisions on proposals for terms and conditions or methodologies listed in paragraph 7, one vote shall be attributed per Contracting Party or Member State. If there is more than one TSO in the territory of a Contracting Party or Member State, the Member State shall allocate the voting powers among the TSOs.

NEMOs deciding on proposals for terms and conditions or methodologies listed in paragraph 7 shall decide by consensus.

4. If TSOs or NEMOs fail to submit an initial or amended proposal for terms and conditions or methodologies to the competent regulatory authorities or the Agency for the Cooperation of Energy Regulators in accordance with paragraphs 7, 8 or 12 within the deadlines set out in this Regulation, they shall provide the competent regulatory authorities, the Energy Community Regulatory Board and the Agency for the Cooperation of Energy Regulators, with the relevant drafts of the proposals for the terms and conditions or methodologies, and explain what has prevented an agreement. 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, all competent regulatory authorities jointly, or ERE shall take the appropriate steps for the adoption of the required terms and conditions or methodologies in accordance with paragraphs 6, 7 and 8 respectively, for instance by requesting amendments or revising and completing the drafts pursuant to this paragraph, including where no drafts have been submitted, and approve them.

5. Each regulatory authority or where applicable 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, as the case may be, shall approve the terms and conditions or methodologies used to calculate or set out the single day-ahead and intraday coupling developed by TSOs and NEMOs. They shall be responsible for approving the terms and conditions or methodologies referred to in paragraphs 7 and 8. Before approving the terms and conditions or methodologies, 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 or the competent regulatory authorities shall revise the proposals where necessary, after consulting the respective TSOs or NEMOs, in order to ensure that they are in line with the purpose of this Regulation and consistent with Regulation (EU) 2015/1222 and contribute to market integration, non-discrimination, effective competition and the proper functioning of the market.

6. TSOs and NEMOs shall apply the following terms and conditions or methodologies and any amendments thereof shall be subject to approval by the Agency for the Cooperation of Energy Regulators:

- (a) the plan on joint performance of MCO functions in accordance with Article 7(3);
- (b) the capacity calculation regions in accordance with Article 15(1), when adjusting pursuant to Article 1(2) of the Annex to this Regulation;
- (c) the generation and load data provision methodology in accordance with Article 16(1) of Regulation (EU) 2015/1222;
- (d) the common grid model methodology in accordance with Article 17(1) of Regulation (EU) 2015/1222;
- (e) the proposal for a harmonised capacity calculation methodology in accordance with Articles 9(2), 9(6) and 21(4) of Regulation (EU) 2015/1222;
- (f) back-up methodology in accordance with Article 36(3) of Regulation (EU) 2015/1222;
- (g) the algorithm submitted by NEMOs in accordance with Article 37(5) of Regulation (EU) 2015/1222, including the TSOs' and NEMOs' sets of requirements for algorithm development in accordance with Article 37(1) of Regulation (EU) 2015/1222;
- (h) products that can be taken into account by NEMOs in the single day-ahead and intraday coupling process in accordance with Articles 40(1) and 53(1) of Regulation (EU) 2015/1222;
- (i) the maximum and minimum prices in accordance with Articles 41(1) and 54(2) of Regulation (EU) 2015/1222;
- (j) the intraday capacity pricing methodology to be developed in accordance with Articles 9(2), 9(6) and 55(1) of Regulation (EU) 2015/1222;
- (k) the intraday cross-zonal gate opening and intraday cross-zonal gate closure times in accordance with Article 59(1) of Regulation (EU) 2015/1222;
- (l) the day-ahead firmness deadline in accordance with Article 69 of Regulation (EU) 2015/1222;
- (m) the congestion income distribution methodology in accordance with Article 73(1) of Regulation (EU) 2015/1222;

7. The proposals for the following terms and conditions or methodologies and any amendments thereof shall be subject to approval by all regulatory authorities of the concerned region:

- (a) the common capacity calculation methodology in accordance with Article 20(2);
- (b) decisions on the introduction and postponement of flow-based calculation in accordance with Article 20(2) to (6) and on exemptions in accordance with Article 20(7);
- (c) the methodology for coordinated redispatching and countertrading in accordance with Article 35(1);
- (d) the common methodologies for the calculation of scheduled exchanges in accordance with Articles 43(1) and 56(1);
- (e) the fallback procedures in accordance with Article 44;
- (f) complementary regional auctions in accordance with Article 63(1);
- (g) <...>
- (h) the redispatching or countertrading cost sharing methodology in accordance with Article 74(1).

8. The following terms and conditions or methodologies and any amendments thereof shall be subject to individual approval by each regulatory authority or other competent authority of the Contracting Parties concerned:

- (a) where applicable, NEMO designation and revocation or suspension of designation in accordance with Article 4(2), (8) and (9);

- (b) if applicable, the fees or the methodologies used to calculate the fees of NEMOs relating to trading in the day-ahead and intraday markets in accordance with Article 5(1);
- (c) proposals of individual TSOs for a review of the bidding zone configuration in accordance with Article 32(1)(d);
- (d) where applicable, the proposal for cross-zonal capacity allocation and other arrangements in accordance with Articles 45 and 57;
- (e) capacity allocation and congestion management costs in accordance with Articles 75 to 79;
- (f) if applicable, cost sharing of regional costs of single day-ahead and intraday coupling in accordance with Article 80(4).

9. The proposal for terms and conditions or methodologies shall include a proposed timescale for their implementation and a description of their expected impact on the objectives of this Regulation. Proposals for terms and conditions or methodologies subject to the approval by several regulatory authorities in accordance with paragraph 7 shall be submitted to 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 within 1 week of their submission to regulatory authorities. Proposals for terms and conditions or methodologies subject to the approval by one regulatory authority in accordance with paragraph 8 may be submitted to 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, within 1 month of their submission at the discretion of regulatory authority while they shall be submitted upon the request of 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 in case the proposal is considered to have a cross-border impact. Upon request by the competent regulatory authorities, 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 issue an opinion within 3 months on the proposals for terms and conditions or methodologies.

10. Where the approval of the terms and conditions or methodologies in accordance with paragraph 7 or the amendment in accordance with paragraph 12 requires a decision by more than one regulatory authority, the competent regulatory authorities shall consult and closely cooperate and coordinate with each other in order to reach an agreement. Where applicable, the competent regulatory authorities shall take into account the opinion of 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. Regulatory authorities or, where competent, 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 take decisions concerning the submitted terms and conditions or methodologies in accordance with paragraphs 7 and 8, within 6 months following the receipt of the terms and conditions or methodologies by 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 or the regulatory authority or, where applicable, by the last regulatory authority concerned. The period shall begin on the day following that on which the proposal was submitted in accordance with paragraph 9 to the last regulatory authority concerned in accordance with paragraph 7 or, where applicable, to ERE in accordance with paragraph 8.

11. Where the regulatory authorities have not been able to reach agreement within the period referred to in paragraph 10, or upon their joint request, or upon the request of 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, 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 adopt a decision concerning the submitted proposals for terms and conditions or methodologies within 6 months.

12. In the event that the Energy Community Regulatory Board and, to the extent Member States are affected, the Agency for the Cooperation of Energy Regulators, or all competent regulatory authorities jointly, or ERE request an amendment to approve the terms and conditions or methodologies submitted in accordance with paragraphs 7 and 8 respectively, the relevant TSOs or NEMOs shall submit a proposal for amended terms and conditions or methodologies for approval within 2 months following the request from the Energy Community Regulatory Board and, to the extent Member States are affected, the Agency for the Cooperation of Energy Regulators or the competent regulatory authorities or ERE. The Energy Community Regulatory Board and, to the extent Member States are affected, the Agency for the Cooperation of Energy Regulators or the competent regulatory authorities or ERE shall decide on the amended terms and conditions or methodologies within 2 months following their submission. Where the competent regulatory authorities have not been able to reach an agreement on terms and conditions or methodologies pursuant to paragraph 7 within the 2-month deadline, or upon their joint request, or upon the request of the Energy Community Regulatory Board or, to the extent Member States are affected, the Agency for the Cooperation of Energy Regulators, 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 adopt a decision concerning the amended terms and conditions or methodologies within 6 months. If the relevant TSOs or NEMOs fail to submit a proposal for amended terms and conditions or methodologies, the procedure provided for in paragraph 4 of this Article shall apply.

13. 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, or all competent regulatory authorities jointly, or ERE, where they are responsible for the adoption of terms and conditions or methodologies in accordance with paragraphs 7 and 8, may respectively request proposals for amendments of those terms and conditions or methodologies and determine a deadline for the submission of those proposals. TSOs or NEMOs responsible for developing a proposal for terms and conditions or methodologies may propose amendments to regulatory authorities and 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.

The proposals for amendment to the terms and conditions or methodologies shall be submitted to consultation in accordance with the procedure set out in Article 12 and approved in accordance with the procedure set out in this Article.

14. TSOs and NEMOs responsible for establishing the terms and conditions or methodologies in accordance with this Regulation shall publish them on the internet after approval by the Energy Community Regulatory Board, the Agency for the Cooperation of Energy Regulators or the competent regulatory authorities or, if no such approval is required, after their establishment, except where such information is considered as confidential in accordance with Article 13.

Article 10

Day-to-day management of the single day-ahead and intraday coupling

TSOs and NEMOs shall jointly contribute to organisation of the day-to-day management of the single day-ahead and intraday coupling. They shall meet regularly to discuss and decide on day-to-day operational issues. TSOs and NEMOs from Member States acting in accordance with Regulation (EU) 2015/1222 shall invite the Energy Community Regulatory Board and the Energy Community Secretariat as observers to these meetings and shall publish summary minutes of the meetings.

Article 11

Stakeholder involvement

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, in close cooperation with ENTSO for Electricity, shall organise stakeholder involvement regarding single day-ahead and intraday coupling and other aspects of the implementation of this Regulation. This shall include regular meetings with stakeholders to identify problems and propose improvements notably related to the single day-ahead and intraday coupling. This shall not replace the stakeholder consultations in accordance with Article 12.

Article 12

Consultation

1. TSOs and NEMOs responsible for submitting proposals for terms and conditions or methodologies or their amendments in accordance with this Regulation shall consult stakeholders, including the relevant authorities of each Contracting Party and Member State, on the draft proposals for terms and conditions or methodologies where explicitly set out in this Regulation. The consultation shall last for a period of not less than one month.
2. Proposals submitted by the TSOs and NEMOs at regional level shall be submitted to consultation at least at regional level. Parties submitting proposals at bilateral or at multilateral level shall consult at least the Contracting Parties and Member States concerned.
3. The entities responsible for the proposal for terms and conditions or methodologies shall duly consider the views of stakeholders resulting from the consultations undertaken in accordance with paragraph 1, prior to its submission for regulatory approval if required in accordance with Article 9 or prior to publication in all other cases. In all cases, a clear and robust justification for including or not the views resulting from the consultation shall be developed in the submission and published in a timely manner before or simultaneously with the publication of the proposal for terms and conditions or methodologies.

Article 13

Confidentiality obligations

1. Any confidential information received, exchanged or transmitted pursuant to this Regulation shall be subject to the conditions of professional secrecy laid down in paragraphs 2, 3 and 4.
2. The obligation of professional secrecy shall apply to any person subject to the provisions of this Regulation.
3. Confidential information received by the persons referred to in paragraph 2 in the course of their duties may not be divulged to any other person or authority, without prejudice to cases covered by national law, the other provisions of this Regulation or other relevant Energy Community or national legislation.
4. Without prejudice to cases covered by national law, regulatory authorities, bodies or persons which receive confidential information pursuant to this Regulation may use it only for the purpose of the performance of their functions under this Regulation.

TITLE II

REQUIREMENTS FOR TERMS, CONDITIONS AND METHODOLOGIES CONCERNING CAPACITY ALLOCATION AND CONGESTION MANAGEMENT

CHAPTER 1

Capacity calculation

Section 1

General requirements

Article 14

Capacity calculation time-frames

1. All TSOs shall calculate cross-zonal capacity for at least the following time-frames:
 - (a) day-ahead, for the day-ahead market;
 - (b) intraday, for the intraday market.
2. For the day-ahead market time-frame, individual values for cross-zonal capacity for each day-ahead market time unit shall be calculated. For the intraday market time-frame, individual values for cross-zonal capacity for each remaining intraday market time unit shall be calculated.
3. For the day-ahead market time-frame, the capacity calculation shall be based on the latest available information. The information update for the day-ahead market time-frame shall not start before 15:00 market time two days before the day of delivery.
4. All TSOs in each capacity calculation region as defined by Article 15(1) shall ensure that cross-zonal capacity is recalculated within the intraday market time-frame based on the latest available information. The frequency of this recalculation shall take into consideration efficiency and operational security.

Article 15

Capacity calculation regions

1. The capacity calculations regions including Contracting Parties and Member States (for their interconnections with Contracting Parties) are established by Annex 1 to this Regulation.
2. Annex 1 shall define the bidding zone borders attributed to TSOs who are members of each capacity calculation region. The following requirements shall be met:
 - (a) it shall take into consideration the capacity calculation regions defined in accordance with Article 15(1) of Regulation (EU) 2015/1222;
 - (b) each bidding zone border, or two separate bidding zone borders if applicable, through which interconnection between two bidding zones exists, shall be assigned to one capacity calculation region;
 - (c) at least those TSOs shall be assigned to all capacity calculation regions in which they have bidding zone borders.
3. Capacity calculation regions as established under this Regulation or in accordance with Article 15(1) of Regulation (EU) 2015/1222 applying a flow-based approach shall be merged into one capacity calculation region if the following cumulative conditions are fulfilled:
 - (a) their transmission systems are directly linked to each other;
 - (b) they participate in the same single day-ahead or intraday coupling area;

(c) merging them is more efficient than keeping them separate. The competent regulatory authorities may request a joint cost-benefit analysis from the TSOs concerned to assess the efficiency of the merger.

Section 2

The common grid model

Article 16

Generation and load data provision methodology

1. <...>

2. The generation and load data provision methodology shall specify which generation units and loads are required to provide information to their respective TSOs for the purposes of capacity calculation.

3. <...>

4. The methodology shall specify the deadlines applicable to generation units and loads for providing the information referred to in paragraph 5.

5. For application of the generation and load data provision methodology each TSO shall use and share with other TSOs at least the following information:

(a) information related to their technical characteristics;

(b) information related to the availability of generation units and loads;

(c) information related to the schedules of generation units;

(d) relevant available information relating to how generation units will be dispatched.

This information shall be used for capacity calculation purposes only.

6. No later than eight months after the entry into force of this Regulation, ENTSO for Electricity, acting in accordance with Article 3 of Procedural Act No 2022/01/MC-EnC shall publish:

(a) a list of the entities required to provide information to the TSOs;

(b) a list of the information referred to in paragraph 5 to be provided;

(c) deadlines for providing information.

Article 17

Common grid model methodology

<...>

Article 18

Scenarios

1. TSOs shall apply the common scenarios for each capacity calculation time-frame referred to in Article 14(1)(a) and (b) developed in line with Article 18(1) of Regulation (EU) 2015/1222.

2. TSOs shall apply the common rules developed in line with Article 18(3) of Regulation (EU) 2015/1222 for determining the net position in each bidding zone and the flow for each direct current line.

Article 19

Individual grid model

1. For each bidding zone and for each scenario:

(a) all TSOs in the bidding zone shall jointly provide a single individual grid model which complies with Article 18(3) of the Regulation (EU) 2015/1222; or

(b) each TSO in the bidding zone shall provide an individual grid model for its control area, including interconnections, provided that the sum of net positions in the control areas, including interconnections, covering the bidding zone complies with Article 18(3) of the Regulation (EU) 2015/1222.

2. Each individual grid model shall represent the best possible forecast of transmission system conditions for each scenario specified by the TSO(s) at the time when the individual grid model is created.

3. Individual grid models shall cover all network elements of the transmission system that are used in regional operational security analysis for the concerned time-frame.

4. All TSOs shall harmonise to the maximum possible extent the way in which individual grid models are built.

5. Each TSO shall provide all necessary data in the individual grid model to allow active and reactive power flow and voltage analyses in steady state.

6. Where appropriate, and upon agreement between all TSOs within a capacity calculation region, each TSO in that capacity calculation region shall exchange data between each other to enable voltage and dynamic stability analyses.

Section 3

Capacity calculation methodologies

Article 20

Introduction of flow-based capacity calculation methodology

1. For the day-ahead market time-frame and intraday market time-frame the approach used in the common capacity calculation methodologies shall be a flow-based approach, except where the requirement under paragraph 7 is met.

2. No later than 6 months after the establishment of a capacity calculation region in accordance with Annex I, all TSOs in each capacity calculation region shall submit a proposal for a common coordinated capacity calculation methodology within the respective region. The proposal shall be subject to consultation in accordance with Article 12. The proposal shall be aligned with the capacity calculation methodology applicable in the neighbouring capacity calculation regions.

3. <...>

4. No later than six months after at least all South East Europe Energy Community Contracting Parties participate in the single day-ahead coupling, the TSOs from these Contracting Parties together with the TSOs from at least Croatia, Romania, Bulgaria, Hungary and Greece shall jointly submit a proposal to introduce a common capacity calculation methodology using the flow-based approach for the day-ahead and intraday market time-frame. The proposal shall provide for an implementation date of the common capacity calculation methodology using the flow-based approach of no longer than two years after the participation of all SEE Energy Community Contracting Parties in the single day-ahead coupling. The TSOs from Contracting Parties which have borders with other regions are encouraged to join the initiatives to implement a common flow-based capacity calculation methodology with these regions.

5. At the time when two or more adjacent capacity calculation regions in the same synchronous area implement a capacity calculation methodology using the flow-based approach for the day-ahead or the intraday market time-frame, they shall be considered as one region for this purpose and the TSOs from this region shall submit within six months a proposal for applying a common capacity calculation methodology using the flow-based approach for the day-ahead or intraday market time-frame. The proposal shall provide for an implementation date of the common cross regional capacity calculation methodology of no longer than 12 months after the implementation of the flow-based approach in these regions for the methodology for the day-ahead market time-frame, and 18 months for the

methodology for the intraday time-frame. The timelines indicated in this paragraph may be adapted in accordance with paragraph 6.

The methodology in the two capacity calculation regions which have initiated developing a common capacity calculation methodology may be implemented first before developing a common capacity calculation methodology with any further capacity calculation region.

6. If the TSOs concerned are able to demonstrate that the application of common flow-based methodologies in accordance with paragraphs 4 and 5 would not yet be more efficient assuming the same level of operational security, they may jointly request the competent regulatory authorities to postpone the deadlines.

7. TSOs may jointly request the competent regulatory authorities to apply the coordinated net transmission capacity approach in regions and bidding zone borders, if the TSOs concerned are able to demonstrate that the application of the capacity calculation methodology using the flow-based approach would not yet be more efficient compared to the coordinated net transmission capacity approach and assuming the same level of operational security in the concerned region.

8. To enable market participants to adapt to any change in the capacity calculation approach, the TSOs concerned shall test the new approach alongside the existing approach and involve market participants for at least six months before implementing a proposal for changing their capacity calculation approach.

9. The TSOs of each capacity calculation region applying the flow-based approach shall establish and make available a tool which enables market participants to evaluate the interaction between cross-zonal capacities and cross-zonal exchanges between bidding zones.

Article 21

Capacity calculation methodology

1. The proposal for a common capacity calculation methodology for a capacity calculation region determined in accordance with Article 20(2) shall include at least the following items for each capacity calculation time-frame:

(a) methodologies for the calculation of the inputs to capacity calculation, which shall include the following parameters:

- (i) a methodology for determining the reliability margin in accordance with Article 22;
- (ii) the methodologies for determining operational security limits, contingencies relevant to capacity calculation and allocation constraints that may be applied in accordance with Article 23;
- (iii) the methodology for determining the generation shift keys in accordance with Article 24;
- (iv) the methodology for determining remedial actions to be considered in capacity calculation in accordance with Article 25.

(b) a detailed description of the capacity calculation approach which shall include the following:

- (i) a mathematical description of the applied capacity calculation approach with different capacity calculation inputs;
- (ii) rules for avoiding undue discrimination between internal and cross-zonal exchanges to ensure compliance with Article 16(9) of Regulation (EU) 2019/943, as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2002/03/MC-EnC;
- (iii) rules for taking into account, where appropriate, previously allocated cross-zonal capacity;
- (iv) rules on the adjustment of power flows on critical network elements or of cross-zonal capacity due to remedial actions in accordance with Article 25;
- (v) for the flow-based approach, a mathematical description of the calculation of power transfer distribution factors and of the calculation of available margins on critical network elements;

(vi) for the coordinated net transmission capacity approach, the rules for calculating cross-zonal capacity, including the rules for efficiently sharing the power flow capabilities of critical network elements among different bidding zone borders;

(vii) where the power flows on critical network elements are influenced by cross-zonal power exchanges in different capacity calculation regions, the rules for sharing the power flow capabilities of critical network elements among different capacity calculation regions in order to accommodate these flows.

(c) a methodology for the validation of cross-zonal capacity in accordance with Article 26.

2. For the intraday capacity calculation time-frame, the capacity calculation methodology shall also state the frequency at which capacity will be reassessed in accordance with Article 14(4), giving reasons for the chosen frequency.

3. The capacity calculation methodology shall include a fallback procedure for the case where the initial capacity calculation does not lead to any results.

4. All TSOs in each capacity calculation region shall, as far as possible, use harmonised capacity calculation inputs.

Article 22

Reliability margin methodology

1. The proposal for a common capacity calculation methodology shall include a methodology to determine the reliability margin. The methodology to determine the reliability margin shall consist of two steps. First, the relevant TSOs shall estimate the probability distribution of deviations between the expected power flows at the time of the capacity calculation and realised power flows in real time. Second, the reliability margin shall be calculated by deriving a value from the probability distribution.

2. The methodology to determine the reliability margin shall set out the principles for calculating the probability distribution of the deviations between the expected power flows at the time of the capacity calculation and realised power flows in real time, and specify the uncertainties to be taken into account in the calculation. To determine those uncertainties, the methodology shall in particular take into account:

(a) unintended deviations of physical electricity flows within a market time unit caused by the adjustment of electricity flows within and between control areas, to maintain a constant frequency;

(b) uncertainties which could affect capacity calculation and which could occur between the capacity calculation time-frame and real time, for the market time unit being considered.

3. In the methodology to determine the reliability margin, TSOs shall also set out common harmonised principles for deriving the reliability margin from the probability distribution.

4. On the basis of the methodology adopted in accordance with paragraph 1, TSOs shall determine the reliability margin respecting the operational security limits and taking into account uncertainties between the capacity calculation time-frame and real time, and the remedial actions available after capacity calculation.

5. For each capacity calculation time-frame, the TSOs concerned shall determine the reliability margin for critical network elements, where the flow-based approach is applied, and for cross-zonal capacity, where the coordinated net transmission capacity approach is applied.

Article 23

Methodologies for operational security limits, contingencies and allocation constraints

1. Each TSO shall respect the operational security limits and contingencies used in operational security analysis.

2. If the operational security limits and contingencies used in capacity calculation are not the same as those used in operational security analysis, TSOs shall describe in the proposal for the common capacity calculation methodology the particular method and criteria they have used to determine the operational security limits and contingencies used for capacity calculation.

3. If TSOs apply allocation constraints, they can only be determined using:

(a) constraints that are needed to maintain the transmission system within operational security limits and that cannot be transformed efficiently into maximum flows on critical network elements; or

(b) constraints intended to increase the economic surplus for single day-ahead or intraday coupling.

Article 24

Generation shift keys methodology

1. The proposal for a common capacity calculation methodology shall include a proposal for a methodology to determine a common generation shift key for each bidding zone and scenario developed in accordance with Article 18.

2. The generation shift keys shall represent the best forecast of the relation of a change in the net position of a bidding zone to a specific change of generation or load in the common grid model. That forecast shall notably take into account the information from the generation and load data provision methodology.

Article 25

Methodology for remedial actions in capacity calculation

1. Each TSO within each capacity calculation region shall individually define the available remedial actions to be taken into account in capacity calculation to meet the objectives of this Regulation.

2. Each TSO within each capacity calculation region shall coordinate with the other TSOs in that region the use of remedial actions to be taken into account in capacity calculation and their actual application in real time operation.

3. To enable remedial actions to be taken into account in capacity calculation, all TSOs in each capacity calculation region shall agree on the use of remedial actions that require the action of more than one TSO.

4. Each TSO shall ensure that remedial actions are taken into account in capacity calculation under the condition that the available remedial actions remaining after calculation, taken together with the reliability margin referred to in Article 22, are sufficient to ensure operational security.

5. Each TSO shall take into account remedial actions without costs in capacity calculation.

6. Each TSO shall ensure that the remedial actions to be taken into account in capacity calculation are the same for all capacity calculation time-frames, taking into account their technical availabilities for each capacity calculation time-frame.

Article 26

Cross-zonal capacity validation methodology

1. Each TSO shall validate and have the right to correct cross-zonal capacity relevant to the TSO's bidding zone borders or critical network elements provided by the coordinated capacity calculators in accordance with Articles 27 to 31.

2. Where a coordinated net transmission capacity approach is applied, all TSOs in the capacity calculation region shall include in the capacity calculation methodology referred to in Article 21 a rule for splitting the correction of cross-zonal capacity between the different bidding zone borders.

3. Each TSO may reduce cross-zonal capacity during the validation of cross-zonal capacity referred to in paragraph 1 for reasons of operational security.

4. Each coordinated capacity calculator shall coordinate with the neighbouring coordinated capacity calculators during capacity calculation and validation.
5. Each coordinated capacity calculator shall, every three months, report all reductions made during the validation of cross-zonal capacity in accordance with paragraph 3 to all regulatory authorities of the capacity calculation region. This report shall include the location and amount of any reduction in cross-zonal capacity and shall give reasons for the reductions.
6. All the regulatory authorities of the capacity calculation region shall decide whether to publish all or part of the report referred to in paragraph 5.

Section 4

The capacity calculation process

Article 27

General provisions

1. <...>
2. No later than six months after the establishment of the capacity calculation regions referred to in Article 15(1), all the TSOs in each capacity calculation region shall jointly set up the coordinated capacity calculators and establish rules governing their operations.
3. All TSOs of each capacity calculation region shall review the quality of data submitted within the capacity calculation every second year as part of the biennial report on capacity calculation and allocation produced in accordance with Article 31.
4. Using the latest available information, all TSOs shall regularly and at least once a year review and update:
 - (a) the operational security limits, contingencies and allocation constraints used for capacity calculation;
 - (b) the probability distribution of the deviations between expected power flows at the time of capacity calculation and realised power flows in real time used for calculation of reliability margins;
 - (c) the remedial actions taken into account in capacity calculation;
 - (d) the application of the methodologies for determining generation shift keys, critical network elements and contingencies referred to in Articles 22 to 24.

Article 28

Merging into the common grid model

1. For each capacity calculation time-frame referred to in Article 14(1), each generator or load unit subject to Article 16 shall provide the data specified in the generation and load data provision methodology to the TSO responsible for the respective control area within the specified deadlines.
2. Each generator or load unit providing information pursuant to Article 16(5) shall deliver the most reliable set of estimations practicable.
3. For each capacity calculation time-frame, each TSO shall establish the individual grid model for each scenario in accordance with Article 19, in order to merge individual grid models into a common grid model.
4. Each TSO shall deliver to the TSOs responsible for merging the individual grid models into a common grid model the most reliable set of estimations practicable for each individual grid model.
5. For each capacity calculation time-frame a single common grid model as referred to Article 9(6)(d) is created.

Article 29

Regional calculation of cross-zonal capacity

1. For each capacity calculation time-frame, each TSO shall provide the coordinated capacity calculators and all other TSOs in the capacity calculation region with the following items: operational security limits, generation shift keys, remedial actions, reliability margins, allocation constraints and previously allocated cross-zonal capacity.
2. Each coordinated capacity calculator shall perform an operational security analysis applying operational security limits by using the common grid model created for each scenario in accordance with Article 28(5).
3. When calculating cross-zonal capacity, each coordinated capacity calculator shall:
 - (a) use generation shift keys to calculate the impact of changes in bidding zone net positions and of flows on direct current lines;
 - (b) ignore those critical network elements that are not significantly influenced by the changes in bidding zone net positions according to the methodology set out in Article 21; and,
 - (c) ensure that all sets of bidding zone net positions and flows on direct current lines not exceeding cross-zonal capacity comply with reliability margins and operational security limits in accordance with Article 21(1)(a)(i) and (ii), and take into account previously allocated cross-zonal capacity in accordance with Article 21(1)(b)(iii).
4. Each coordinated capacity calculator shall optimise cross-zonal capacity using available remedial actions taken into account in capacity calculation in accordance with Article 21(1)(a)(iv).
5. Each coordinated capacity calculator shall apply the sharing rules established in accordance with Article 21(1)(b)(vi).
6. Each coordinated capacity calculator shall respect the mathematical description of the applied capacity calculation approach established in accordance with Article 21(1)(b)(i).
7. Each coordinated capacity calculator applying the flow-based approach shall:
 - (a) use data on operational security limits to calculate the maximum flows on critical network elements;
 - (b) use the common grid model, generation shift keys and contingencies to calculate the power transfer distribution factors;
 - (c) use power transfer distribution factors to calculate the flows resulting from previously allocated cross-zonal capacity in the capacity calculation region;
 - (d) calculate flows on critical network elements for each scenario (taking into account contingencies), and adjust them by assuming no cross-zonal power exchanges within the capacity calculation region, applying the rules for avoiding undue discrimination between internal and cross-zonal power exchanges established in accordance with Article 21(1)(b)(ii);
 - (e) calculate the available margins on critical network elements, taking into account contingencies, which shall equal the maximum flows reduced by adjusted flows referred to in point (d), reliability margins, and flows resulting from previously allocated cross-zonal capacity;
 - (f) adjust the available margins on critical network elements or power transfer distribution factors using available remedial actions to be considered in capacity calculation in accordance with Article 25.
8. Each coordinated capacity calculator applying the coordinated net transmission capacity approach shall:
 - (a) use the common grid model, generation shift keys and contingencies to calculate maximum power exchange on bidding zone borders, which shall equal the maximum calculated exchange between two bidding zones on either side of the bidding zone border respecting operational security limits;

- (b) adjust maximum power exchange using remedial actions taken into account in capacity calculation in accordance with Article 25;
 - (c) adjust maximum power exchange, applying rules for avoiding undue discrimination between internal and cross-zonal exchanges in accordance with Article 21(1)(b)(ii);
 - (d) apply the rules set out in accordance with Article 21(1)(b)(vi) for efficiently sharing the power flow capabilities of critical network elements among different bidding zone borders;
 - (e) calculate cross-zonal capacity, which shall be equal to maximum power exchange adjusted for the reliability margin and previously allocated cross-zonal capacity.
9. Each coordinated capacity calculator shall cooperate with the neighbouring coordinated capacity calculators. Neighbouring TSOs shall ensure such cooperation by exchanging and confirming information on interdependency with the relevant regional coordinated capacity calculators, for the purposes of capacity calculation and validation. Neighbouring TSOs shall provide information on interdependency to the coordinated capacity calculators before capacity calculation. An assessment of the accuracy of this information and corrective measures shall be included in the biennial report drafted in accordance with Article 31, where appropriate.
10. Each coordinated capacity calculator shall set:
- (a) flow-based parameters for each bidding zone within the capacity calculation region, if applying the flow-based approach; or
 - (b) cross-zonal capacity values for each bidding zone border within the capacity calculation region, if applying the coordinated net transmission capacity approach.
11. Each coordinated capacity calculator shall submit the cross-zonal capacity to each TSO within its capacity calculation region for validation in accordance with Article 21(1)(c).

Article 30

Validation and delivery of cross-zonal capacity

1. Each TSO shall validate the results of the regional capacity calculation for its bidding zone borders or critical network elements, in accordance with Article 26.
2. Each TSO shall send its capacity validation and allocation constraints to the relevant coordinated capacity calculators and to the other TSOs of the relevant capacity calculation regions.
3. Each coordinated capacity calculator shall provide the validated cross-zonal capacities and allocation constraints for the purposes of allocating capacity in accordance with Articles 46 and 58.

Section 5

Biennial report on capacity calculation and allocation

Article 31

Biennial report on capacity calculation and allocation

1. Within three years after the entry into force of this Regulation, ENTSO for Electricity, acting in accordance with Article 3 of Procedural Act No 2022/01/MC-EnC, shall include the Contracting Parties' bidding zones in the report on capacity calculation and allocation drafted in accordance with Article 31(1) of Regulation (EU) 2015/1222.
2. <...>
3. For each bidding zone, bidding zone border and capacity calculation region, the report on capacity calculation and allocation shall contain at least:
 - (a) the capacity calculation approach used;

- (b) statistical indicators on reliability margins;
 - (c) statistical indicators of cross-zonal capacity, including allocation constraints where appropriate for each capacity calculation time-frame;
 - (d) quality indicators for the information used for the capacity calculation;
 - (e) where appropriate, proposed measures to improve capacity calculation;
 - (f) for regions where the coordinated net transmission capacity approach is applied, an analysis of whether the conditions specified in Article 20(7) are still fulfilled;
 - (g) indicators for assessing and following in the longer term the efficiency of single day-ahead and intraday coupling, including the merging of capacity calculation regions in accordance with Article 15(3) where relevant;
 - (h) recommendations for further development of single day-ahead and intraday coupling, including further harmonisation of methodologies, processes and governance arrangements.
4. After consulting the Energy Community Regulatory Board and, to the extent Member States are affected, the Agency for the Cooperation of Energy Regulators, all TSOs shall jointly agree on the statistical and quality indicators for the report. The Energy Community Regulatory Board and the Agency for the Cooperation of Energy Regulators may require the amendment of those indicators, prior to the agreement by the TSOs or during their application.
5. <...>

CHAPTER 2

Bidding zone configuration

Article 32

Reviewing existing bidding zone configurations

1. A review of an existing bidding zone configuration may be launched by:
- (a) the Energy Community Regulatory Board and, to the extent Member States are affected, the Agency for the Cooperation of Energy Regulators, in accordance with Article 34(7);
 - (b) several regulatory authorities, pursuant to a recommendation from the Energy Community Regulatory Board or the Agency for the Cooperation of Energy Regulators in accordance with Article 34;
 - (c) TSOs of a capacity calculation region, together with all concerned TSOs whose control areas, including interconnectors, are within the geographic area in which the bidding zone configuration shall be assessed in accordance with paragraph 2(a);
 - (d) one single regulatory authority or TSO with the approval of ERE, for the bidding zones inside the TSO's control area, if the bidding zone configuration has negligible impact on neighbouring TSOs' control areas, including interconnectors, and the review of bidding zone configuration is necessary to improve efficiency, or to maintain operational security;
 - (e) Member States and Contracting Parties in a capacity calculation region.
2. If a review is launched in accordance with paragraph 1(a),(b), (c) or (e), the entity launching the review shall specify:
- (a) the geographic area in which bidding zone configuration shall be assessed and the neighbouring geographic areas for which impacts shall be taken into account;
 - (b) the participating TSOs;
 - (c) the participating regulatory authorities.
3. If a review is launched in accordance with paragraph 1(d), the following conditions shall apply:

- (a) the geographic area in which bidding zone configuration is assessed shall be limited to the control area of the relevant TSO, including interconnectors;
- (b) the TSO of the relevant control area shall be the only TSO participating in the review;
- (c) ERE shall be the only regulatory authority participating in the review;
- (d) the relevant TSO and ERE, respectively, shall give the neighbouring TSOs and regulatory authorities mutually agreed prior notice of the launch of the review, giving reasons; and
- (e) the conditions for the review shall be specified, and the results of the review and proposal for the relevant regulatory authorities shall be published.

4. The review process shall consist of two steps.

- (a) In the first step, the TSOs participating in a review of bidding zone configuration shall develop the methodology and assumptions that will be used in the review process and propose alternative bidding zone configurations for the assessment.

The proposal on methodology and assumptions and alternative bidding zone configuration shall be submitted to the participating regulatory authorities, which shall be able to require coordinated amendments within three months.

- (b) In the second step, the TSOs participating in a review of bidding zone configuration shall:
 - (i) assess and compare the current bidding zone configuration and each alternative bidding zone configuration using the criteria specified in Article 33;
 - (ii) hold a consultation in accordance with Article 12 and a workshop regarding the alternative bidding zone configuration proposals compared to the existing bidding zone configuration, including timescales for implementation, unless the bidding zone configuration has negligible impact on neighbouring TSOs' control areas;
 - (iii) submit a joint proposal to maintain or amend the bidding zone configuration to the participating Contracting Parties and Member States (for their interconnections with Contracting Parties) and the participating regulatory authorities within 15 months of the decision to launch a review.
- (c) On receiving the joint proposal to maintain or to amend the bidding zone configuration in accordance with point (iii) above, the participating Member States and Contracting Parties or, where provided by Member States and Contracting Parties, the regulatory authorities shall within six months reach an agreement on the proposal to maintain or amend the bidding zone configuration.

5. NEMOs or market participants shall, if requested by TSOs, provide the TSOs participating in a review of a bidding zone with information to enable them to assess bidding zone configurations. This information shall be shared only between the participating TSOs for the sole purpose of assessing bidding zone configurations.

6. The initiative for the review of the bidding zones configuration and its results shall be published by ENTSO for Electricity, acting in accordance with Article 3 of Procedural Act No 2022/01/MC-EnC, or if the review was launched in accordance with paragraph 1(d), by the participating TSO.

Article 33

Criteria for reviewing bidding zone configurations

1. If a review of bidding zone configuration is carried out in accordance with Article 32, at least the following criteria shall be considered:

- (a) in respect of network security:
 - (i) the ability of bidding zone configurations to ensure operational security and security of supply;
 - (ii) the degree of uncertainty in cross-zonal capacity calculation.

(b) in respect of overall market efficiency:

- (i) any increase or decrease in economic efficiency arising from the change;
- (ii) market efficiency, including, at least the cost of guaranteeing firmness of capacity, market liquidity, market concentration and market power, the facilitation of effective competition, price signals for building infrastructure, the accuracy and robustness of price signals;
- (iii) transaction and transition costs, including the cost of amending existing contractual obligations incurred by market participants, NEMOs and TSOs;
- (iv) the cost of building new infrastructure which may relieve existing congestion;
- (v) the need to ensure that the market outcome is feasible without the need for extensive application of economically inefficient remedial actions;
- (vi) any adverse effects of internal transactions on other bidding zones to ensure compliance with Article 16(9) of Regulation (EU) 2019/943, as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2002/03/MC-EnC;
- (vii) the impact on the operation and efficiency of the balancing mechanisms and imbalance settlement processes.

(c) in respect of the stability and robustness of bidding zones:

- (i) the need for bidding zones to be sufficiently stable and robust over time;
- (ii) the need for bidding zones to be consistent for all capacity calculation time-frames;
- (iii) the need for each generation and load unit to belong to only one bidding zone for each market time unit;
- (iv) the location and frequency of congestion, if structural congestion influences the delimitation of bidding zones, taking into account any future investment which may relieve existing congestion.

2. A bidding zone review in accordance with Article 32 shall include scenarios which take into account a range of likely infrastructure developments throughout the period of 10 years starting from the year following the year in which the decision to launch the review was taken.

Article 34

Regular reporting on current bidding zone configuration

1. 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 assess the efficiency of current bidding zone configuration every three years.

They shall:

(a) request ENTSO for Electricity, acting in accordance with Article 3 of Procedural Act No 2022/01/MC-EnC and Article 14 of Regulation (EU) 2019/943, as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2022/03/MC-EnC, to extend the technical report on current bidding zone configuration drafted in accordance with Article 34(1)(a) of Regulation (EU) 2015/1222 to include the Contracting Parties and

(b) draft a market report evaluating the impact of current bidding zone configuration on market efficiency.

2. The technical report referred to in paragraph 1 second subparagraph point (a) shall include at least:

(a) a list of structural congestion and other major physical congestion, including locations and frequency;

(b) an analysis of the expected evolution or removal of physical congestion resulting from investment in networks or from significant changes in generation or in consumption patterns;

(c) an analysis of the share of power flows that do not result from the capacity allocation mechanism, for each capacity calculation region, where appropriate;

(d) congestion incomes and firmness costs;

(e) a scenario encompassing a ten year time-frame.

3. Each TSO shall provide data and analysis to allow the technical report on current bidding zone configuration to be produced in a timely manner.

4. ENTSO for Electricity shall deliver to the Energy Community Regulatory Board and, to the extent Member States are affected, the Agency for the Cooperation of Energy Regulators, the technical report on current bidding zone configuration no later than nine months after the request by the Energy Community Regulatory Board or the Agency for the Cooperation of Energy Regulators.

5. Where feasible, the report under this Regulation shall be aligned with the technical report delivered pursuant to Article 34(3) of Regulation (EU) 2015/1222, and shall cover the last three full calendar years preceding the request by the Energy Community Regulatory Board or the Agency for the Cooperation of Energy Regulators.

6. Without prejudice to the confidentiality obligations provided for in Article 13, ENTSO for Electricity shall make the technical report available to the public.

7. If the technical or market report reveals inefficiencies in the current bidding zone configuration, the Energy Community Regulatory Board and, to the extent Member States are affected, the Agency for the Cooperation of Energy Regulators, may request TSOs to launch a review of an existing bidding zone configuration in accordance with Article 32(1).

CHAPTER 3

Redispatching and countertrading

Article 35

Coordinated redispatching and countertrading

1. Within 16 months upon entry into force of this Regulation, all the TSOs in each capacity calculation region shall develop a proposal for a common methodology for coordinated redispatching and countertrading. The proposal shall be subject to consultation in accordance with Article 12.

2. The methodology for coordinated redispatching and countertrading shall include actions of cross-border relevance and shall enable all TSOs in each capacity calculation region to effectively relieve physical congestion irrespective of whether the reasons for the physical congestion fall mainly outside their control area or not. The methodology for coordinated redispatching and countertrading shall address the fact that its application may significantly influence flows outside the TSO's control area.

3. Each TSO may redispatch all available generation units and loads in accordance with the appropriate mechanisms and agreements applicable to its control area, including interconnectors.

By 26 months upon entry into force of this Regulation, all TSOs in each capacity calculation region shall develop a report, subject to consultation in accordance with Article 12, assessing the progressive coordination and harmonisation of those mechanisms and agreements and including proposals. The report shall be submitted to their respective regulatory authorities for their assessment. The proposals in the report shall prevent these mechanisms and agreements from distorting the market.

4. Each TSO shall abstain from unilateral or uncoordinated redispatching and countertrading measures of cross-border relevance. Each TSO shall coordinate the use of redispatching and countertrading resources taking into account their impact on operational security and economic efficiency.

5. The relevant generation units and loads shall give TSOs the prices of redispatching and countertrading before redispatching and countertrading resources are committed.

Pricing of redispatching and countertrading shall be based on:

(a) prices in the relevant electricity markets for the relevant time-frame; or

(b) the cost of redispatching and countertrading resources calculated transparently on the basis of incurred costs.

6. Generation units and loads shall ex-ante provide all information necessary for calculating the redispatching and countertrading cost to the relevant TSOs. This information shall be shared between the relevant TSOs for redispatching and countertrading purposes only.

CHAPTER 4

Algorithm development

Article 36

General provisions

1. All NEMOs shall apply:

(a) the price coupling algorithm, and

(b) the continuous trading matching algorithm developed in accordance with Article 37 of Regulation (EU) 2015/1222.

2. NEMOs shall ensure that the price coupling algorithm and the continuous trading matching algorithm meet the requirements provided for in Articles 39 and 52 respectively.

3. Upon integration into the single day-ahead coupling, NEMOs shall in cooperation with TSOs apply back-up methodology referred to Article 9(6)(f).

4. Where possible, NEMOs shall use already agreed solutions to efficiently implement the objectives of this Regulation.

Article 37

Algorithm development

<...>

CHAPTER 5

Single day-ahead coupling

Section 1

The price coupling algorithm

Article 38

Objectives of the price coupling algorithm

1. The price coupling algorithm shall produce the results set out in Article 39(2), in a manner which:

(a) aims at maximising economic surplus for single day-ahead coupling for the price-coupled region for the next trading day;

(b) uses the marginal pricing principle according to which all accepted bids will have the same price per bidding zone per market time unit;

(c) facilitates efficient price formation;

(d) respects cross-zonal capacity and allocation constraints;

(e) is repeatable and scalable.

2. The price coupling algorithm shall be developed in such a way that it would be possible to apply it to a larger or smaller number of bidding zones.

Article 39

Inputs and results of the price coupling algorithm

1. In order to produce results, the price coupling algorithm shall use:

- (a) allocation constraints established in accordance with Article 23(3);
 - (b) cross-zonal capacity results validated in accordance with Article 30;
 - (c) orders submitted in accordance with Article 40.
2. The price coupling algorithm shall produce at least the following results simultaneously for each market time unit:
- (a) a single clearing price for each bidding zone and market time unit in EUR/MWh;
 - (b) a single net position for each bidding zone and each market time unit;
 - (c) the information which enables the execution status of orders to be determined.
3. All NEMOs shall ensure the accuracy and efficiency of results produced by the single price coupling algorithm.
4. All TSOs shall verify that the results of the price coupling algorithm are consistent with cross-zonal capacity and allocation constraints.

Article 40

Products accommodated

1. NEMOs shall ensure that orders resulting from the products available to the price coupling algorithm are expressed in euros and make reference to the market time.
2. All NEMOs shall ensure that the price coupling algorithm is able to accommodate orders resulting from these products covering one market time unit and multiple market time units.
3. By two years after the entry into force of this Regulation and in every second subsequent year, all NEMOs shall consult, in accordance with Article 12:
- (a) market participants, to ensure that available products reflect their needs;
 - (b) all TSOs, to ensure products take due account of operational security;
 - (c) all regulatory authorities, to ensure that the available products comply with the objectives of this Regulation.
4. All NEMOs shall amend the products if needed pursuant to the results of the consultation referred to in paragraph 3.

Article 41

Maximum and minimum prices

1. Upon integration into the single day-ahead coupling, NEMOs shall, in cooperation with the relevant TSOs, apply the maximum and minimum prices referred to in Article 9(6)(i).
2. <...>

Article 42

Pricing of day-ahead cross-zonal capacity

1. The day-ahead cross-zonal capacity charge shall reflect market congestion and shall amount to the difference between the corresponding day-ahead clearing prices of the relevant bidding zones.
2. No charges, such as imbalance fees or additional fees, shall be applied to day-ahead cross-zonal capacity except for the pricing in accordance with paragraph 1.

Article 43

Methodology for calculating scheduled exchanges resulting from single day-ahead coupling

1. Within 16 months after the entry into force of this regulation, TSOs which intend to calculate scheduled exchanges resulting from single day-ahead coupling shall develop a proposal for a common methodology for this calculation. The proposal shall be subject to consultation in accordance with Article 12.
2. The methodology shall describe the calculation and shall list the information which shall be provided by the relevant NEMOs to the scheduled exchange calculator established in accordance with Article 8(2)(g) and the time limits for delivering this information. The time limit for delivering information shall be no later than 15.30 market time day-ahead.
3. The calculation shall be based on net positions for each market time unit.
4. No later than two years after the approval by the regulatory authorities of the concerned region of the proposal referred to in paragraph 1, TSOs applying scheduled exchanges shall review the methodology. Thereafter, if requested by the competent regulatory authorities, the methodology shall be reviewed every two years.

Article 44

Establishment of fallback procedures

By 16 months after the entry into force of this Regulation, each TSO, in coordination with all the other TSOs in the capacity calculation region, shall develop a proposal for robust and timely fallback procedures to ensure efficient, transparent and non-discriminatory capacity allocation in the event that the single day-ahead coupling process is unable to produce results.

The proposal for the establishment of fallback procedures shall be aligned with the procedure established under Article 44 of Regulation (EU) 2015/1222 and shall be subject to consultation in accordance with Article 12.

Article 45

Arrangements concerning more than one NEMO in one bidding zone and for interconnectors which are not operated by certified TSOs

1. TSOs in bidding zones where more than one NEMO is designated and/or offers trading services, or where interconnectors which are not operated by TSOs certified according to Article 51 of Regulation (EC) No 2019/943 as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2022/03/MC-EnC exist, shall develop a proposal for cross-zonal capacity allocation and other necessary arrangements for such bidding zones in cooperation with concerned TSOs, NEMOs and operators of interconnectors who are not certified as TSOs to ensure that the relevant NEMOs and interconnectors provide the necessary data and financial coverage for such arrangements. These arrangements must allow additional TSOs and NEMOs to join these arrangements.
2. The proposal shall be submitted to the relevant national regulatory authorities for approval within twelve months after more than one NEMO has been designated and/or allowed to offer trading services in a bidding zone or if a new interconnector is not operated by a certified TSO. For existing interconnectors which are not operated by certified TSOs the proposal shall be submitted within twelve months after entry into force of this Regulation.

Section 2

The single day-ahead coupling process

Article 46

Provision of input data

1. Each coordinated capacity calculator shall ensure that cross-zonal capacity and allocation constraints shall be provided to relevant NEMOs in time to ensure the publication of cross-zonal capacity and of allocation constraints to the market no later than 11.00 market time day-ahead.
2. If a coordinated capacity calculator is unable to provide for cross-zonal capacity and allocation constraints one hour prior to the day-ahead market gate closure time, that coordinated capacity calculator shall notify the relevant NEMOs. These NEMOs shall immediately publish a notice for market participants.

In such cases, cross-zonal capacity and allocation constraints shall be provided by the coordinated capacity calculator no later than 30 minutes before the day-ahead market gate closure time.

Article 47

Operation of single day-ahead coupling

1. The day-ahead market gate opening time shall be at the latest 11:00 market time day-ahead.
2. The day-ahead market gate closure time in each bidding zone shall be noon market time day-ahead. TSOs or NEMOs may set a different gate closure time they have joined single day-ahead coupling.
3. Market participants shall submit all orders to the relevant NEMOs before day-ahead market gate closure time, in accordance with Articles 39 and 40.
4. Each NEMO shall submit the orders received in accordance with paragraph 3 to perform the MCO functions in accordance with Article 7(2) in line with the price coupling algorithm applied in accordance with Article 36.
5. Orders matched in single day-ahead coupling shall be considered firm.
6. MCO functions shall ensure anonymity of submitted orders.

Article 48

Delivery of results

1. All NEMOs performing MCO functions shall deliver the single day-ahead coupling results:
 - (a) to all TSOs, all coordinated capacity calculators and all NEMOs, for the results specified in Article 39(2)(a) and (b);
 - (b) to all NEMOs, for the results specified in Article 39(2)(c).
2. Each TSO shall verify that the single day-ahead coupling results of the price coupling algorithm referred to in Article 39(2)(b) have been calculated in accordance with the allocation constraints and validated cross-zonal capacity.
3. Each NEMO shall verify that the single day-ahead coupling results of the price coupling algorithm referred to in Article 39(2)(c) have been calculated in accordance with the orders.
4. Each NEMO shall inform market participants on the execution status of their orders without unjustifiable delay.

Article 49

Calculation of scheduled exchanges resulting from single day-ahead coupling

1. Each scheduled exchange calculator shall calculate scheduled exchanges between bidding zones for each market time unit in accordance with the methodology established in Article 43.
2. Each scheduled exchange calculator shall notify relevant NEMOs, central counter parties, shipping agents and TSOs of the agreed scheduled exchanges.

Article 50

Initiation of fallback procedures

1. In the event that all NEMOs performing MCO functions are unable to deliver part or all of the results of the price coupling algorithm applied in accordance with Article 36, the fallback procedures established in accordance with Article 44 shall apply.
2. In cases where there is a risk that all NEMOs performing MCO functions are unable to deliver part or all of the results within the deadline, all NEMOs shall notify all TSOs as soon as the risk is identified. All NEMOs performing MCO functions shall immediately publish a notice to market participants that fallback procedures may be applied.

CHAPTER 6

Single intraday coupling

Section 1

Objectives, conditions and results of single intraday coupling

Article 51

Objectives of the continuous trading matching algorithm

1. From the intraday cross-zonal gate opening time until the intraday cross-zonal gate closure time, the continuous trading matching algorithm shall determine which orders to select for matching such that matching:
 - (a) aims at maximising economic surplus for single intraday coupling per trade for the intraday market time-frame by allocating capacity to orders for which it is feasible to match in accordance with the price and time of submission;
 - (b) respects the allocation constraints provided in accordance with Article 58(1);
 - (c) respects the cross-zonal capacity provided in accordance with Article 58(1);
 - (d) respects the requirements for the delivery of results set out in Article 60;
 - (e) is repeatable and scalable.
2. The continuous trading matching algorithm shall produce the results provided for in Article 52 and correspond to the product capabilities and functionalities set out in Article 53.

Article 52

Results of the continuous trading matching algorithm

1. All NEMOs, as part of their MCO function, shall ensure that the continuous trading matching algorithm produces at least the following results:
 - (a) the execution status of orders and prices per trade;
 - (b) a single net position for each bidding zone and market time unit within the intraday market.

2. All NEMOs shall ensure the accuracy and efficiency of results produced by the continuous trading matching algorithm.
3. All TSOs shall verify that the results of the continuous trading matching algorithm are consistent with cross-zonal capacity and allocation constraints in accordance with Article 58(2).

Article 53

Products accommodated

1. NEMOs shall ensure that all orders resulting from the products available to the MCO functions to be performed in accordance with Article 7 are expressed in euros and make reference to the market time and the market time unit.
2. All NEMOs shall ensure that orders resulting from these products are compatible with the characteristics of cross-zonal capacity, allowing them to be matched simultaneously.
3. All NEMOs shall ensure that the continuous trading matching algorithm is able to accommodate orders covering one market time unit and multiple market time units.
4. By two years after the entry into force of this Regulation and in every second subsequent year, all NEMOs shall consult in accordance with Article 12:
 - (a) market participants, to ensure that available products reflect their needs;
 - (b) all TSOs, to ensure products take due account of operational security;
 - (c) all regulatory authorities, to ensure that the available products comply with the objectives of this Regulation.
5. All NEMOs shall amend the products if needed pursuant to the results of the consultation referred to in paragraph 4.

Article 54

Maximum and minimum prices

1. NEMOs shall, in cooperation with the relevant TSOs, apply the maximum and minimum prices referred to in Article 9(6)(i).
2. <...>
3. <...>

Article 55

Pricing of intraday capacity

1. <...>
2. <...>
3. All TSOs shall apply the single methodology for pricing intraday cross-zonal capacity referred to in Article 9(6)(j).
4. No charges, such as imbalance fees or additional fees, shall be applied to intraday cross-zonal capacity except for the pricing in accordance with the Article 55(1, 2 and 3) of Regulation (EU) 2015/1222.

Article 56

Methodology for calculating scheduled exchanges resulting from single intraday coupling

1. By 16 months after the integration into single intraday coupling, the TSOs which intend to calculate scheduled exchanges resulting from single intraday coupling shall develop a proposal for a common methodology for this calculation.
- The proposal shall be subject to consultation in accordance with Article 12.

2. The methodology shall describe the calculation and, where required, shall list the information which the relevant NEMOs shall provide to the scheduled exchange calculator and the time limits for delivering this information.
3. The calculation of scheduled exchanges shall be based on net positions as specified in Article 52(1)(b).
4. No later than two years after the approval by the regulatory authorities of the concerned region of the proposal referred to in paragraph 1, the relevant TSOs shall review the methodology. Thereafter, if requested by the competent regulatory authorities, the TSOs shall review the methodology every two years.

Article 57

Arrangements concerning more than one NEMO in one bidding zone and for interconnectors which are not operated by certified TSOs

1. TSOs in bidding zones where more than one NEMO is designated and/or offers trading services, or where interconnectors which are not operated by TSOs certified according to Article 51 of Regulation (EC) No 2019/943 as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2022/03/MC-EnC exist, shall develop a proposal for cross-zonal capacity allocation and other necessary arrangements for such bidding zones in cooperation with concerned TSOs, NEMOs and operators of interconnectors who are not certified as TSOs to ensure that the relevant NEMOs and interconnectors provide the necessary data and financial coverage for such arrangements. These arrangements must allow additional TSOs and NEMOs to join these arrangements.
2. The proposal shall be submitted for approval by the relevant national regulatory authorities within twelve months of more than one NEMO being designated and/or allowed to offer trading services in a bidding zone or if a new interconnector is not operated by a certified TSO. For existing interconnectors which are not operated by certified TSOs the proposal shall be submitted within twelve months after entry into force of this Regulation.

Section 2

The single intraday coupling process

Article 58

Provision of input data

1. Each coordinated capacity calculator shall ensure that cross-zonal capacity and allocation constraints are provided to the relevant NEMOs no later than 15 minutes before the intraday cross-zonal gate opening time.
2. If updates to cross-zonal capacity and allocation constraints are required, due to operational changes on the transmission system, each TSO shall notify the coordinated capacity calculators in its capacity calculation region. The coordinated capacity calculators shall then notify the relevant NEMOs.
3. If any coordinated capacity calculator is unable to comply with paragraph 1, that coordinated capacity calculator shall notify the relevant NEMOs. These NEMOs shall publish a notice to all market participants without unjustifiable delay.

Article 59

Operation of single intraday coupling

1. TSOs shall apply the intraday cross-zonal gate opening and intraday cross-zonal gate closure times referred to in Article 9(6)(k).
2. The intraday cross-zonal gate closure time shall be set in such a way that it:
 - (a) maximises market participants' opportunities for adjusting their balances by trading in the intraday market time-frame as close as possible to real time; and

(b) provides TSOs and market participants with sufficient time for their scheduling and balancing processes in relation to network and operational security.

3. One intraday cross-zonal gate closure time shall be established for each market time unit for a given bidding zone border. It shall be at most one hour before the start of the relevant market time unit and shall take into account the relevant balancing processes in relation to operational security.

4. The intraday energy trading for a given market time unit for a bidding zone border shall start at the latest at the intraday cross-zonal gate opening time of the relevant bidding zone borders and shall be allowed until the intraday cross-zonal gate closure time.

5. Before the intraday cross-zonal gate closure time, market participants shall submit to relevant NEMOs all the orders for a given market time unit. All NEMOs shall submit the orders for a given market time unit for single matching immediately after the orders have been received from market participants.

6. Orders matched in single intraday coupling shall be considered firm.

7. MCO functions shall ensure the anonymity of orders submitted via the shared order book.

Article 60

Delivery of results

1. All NEMOs performing MCO functions shall deliver the continuous trading matching algorithm results:

(a) to all other NEMOs, for results on the execution status per trade specified in Article 52(1)(a);

(b) to all TSOs and scheduled exchange calculators, for results single net positions specified in Article 52(1)(b).

2. If, in accordance with paragraph 1(a), any NEMO, for reasons outside its responsibility, is unable to deliver these continuous trading matching algorithm results, it shall notify all other NEMOs.

3. If, in accordance with paragraph 1(b), any NEMO, for reasons outside its responsibility, is unable to deliver these continuous trading matching algorithm results, it shall notify all TSOs and each scheduled exchange calculator as soon as reasonably practicable. All NEMOs shall notify the market participants concerned.

4. All NEMOs shall send, without undue delay, the necessary information to market participants to ensure that the actions specified in Articles 68 and 73(3) can be undertaken.

Article 61

Calculation of scheduled exchanges resulting from single intraday coupling

1. Each scheduled exchange calculator shall calculate scheduled exchanges between bidding zones for each market time unit in accordance with the methodology established in accordance with Article 56.

2. Each scheduled exchange calculator shall notify the relevant NEMOs, central counter parties, shipping agents, and TSOs of the agreed scheduled exchanges.

Article 62

Publication of market information

1. As soon as the orders are matched, each NEMO shall publish for relevant market participants at least the status of execution of orders and prices per trade produced by the continuous trading matching algorithm in accordance with Article 52(1)(a).

2. Each NEMO shall ensure that information on aggregated executed volumes and prices is made publicly available in an easily accessible format for at least 5 years.

Article 63

Complementary regional auctions

1. The relevant NEMOs and TSOs on bidding zone borders may jointly submit a common proposal for the design and implementation of complementary regional intraday auctions. The proposal shall be consistent with the proposals submitted pursuant to Article 63(1) of Regulation (EU) 2015/1222 on complementary regional intraday auctions and Article 55(1) on intraday capacity pricing.

The proposal shall be subject to consultation in accordance with Article 12.

2. Complementary regional intraday auctions may be implemented within or between bidding zones in addition to the single intraday coupling solution referred to in Article 51. In order to hold regional intraday auctions, continuous trading within and between the relevant bidding zones may be stopped for a limited period of time before the intraday cross-zonal gate closure time, which shall not exceed the minimum time required to hold the auction and in any case 10 minutes.

3. For complementary regional intraday auctions, the methodology for pricing intraday cross-zonal capacity may differ from the methodology established in accordance with Article 55(3) but it shall nevertheless meet the principles provided for in Article 55(1) of Regulation (EU) 2015/1222.

4. The competent regulatory authorities may approve the proposal for complementary regional intraday auctions if the following conditions are met:

(a) regional auctions shall not have an adverse impact on the liquidity of the single intraday coupling;

(b) all cross-zonal capacity shall be allocated through the capacity management module;

(c) the regional auction shall not introduce any undue discrimination between market participants from adjacent regions;

(d) the timetables for regional auctions shall be consistent with single intraday coupling to enable market participants to trade as close as possible to real-time;

(e) regulatory authorities shall have consulted the market participants in the Contracting Parties and Member States concerned.

5. At least every two years after the decision on complementary regional auctions, the regulatory authorities of the Contracting Parties and Member States concerned shall review the compatibility of any regional solutions with single intraday coupling to ensure that the conditions above continue to be fulfilled.

Section 3

Transitional intraday arrangements

Article 64

Provisions relating to explicit allocation

<...>

Article 65

Removal of explicit allocation

<...>

Article 66

Provisions relating to intraday arrangements

<...>

Article 67

Explicit requests for capacity

<...>

CHAPTER 7

Clearing and settlement for single day-ahead and intraday coupling

Article 68

Clearing and settlement

1. The central counter parties shall ensure clearing and settlement of all matched orders in a timely manner. The central counter parties shall act as the counter party to market participants for all their trades with regard to the financial rights and obligations arising from these trades.
2. Each central counter party shall maintain anonymity between market participants.
3. Central counter parties shall act as counter party to each other for the exchange of energy between bidding zones with regard to the financial rights and obligations arising from these energy exchanges.
4. Such exchanges shall take into account:
 - (a) net positions produced in accordance with Articles 39(2)(b) and 52(1)(b);
 - (b) scheduled exchanges calculated in accordance with Articles 49 and 61.
5. Each central counter party shall ensure that for each market time unit:
 - (a) across all bidding zones, taking into account, where appropriate, allocation constraints, there are no deviations between the sum of energy transferred out of all surplus bidding zones and the sum of energy transferred into all deficit bidding zones;
 - (b) electricity exports and electricity imports between bidding zones equal each other, with any deviations resulting only from considerations of allocation constraints, where appropriate.
6. Notwithstanding paragraph 3, a shipping agent may act as a counter party between different central counter parties for the exchange of energy, if the parties concerned conclude a specific agreement to that effect. If no agreement is reached, the shipping arrangement shall be decided by the regulatory authorities responsible for the bidding zones between which the clearing and settlement of the exchange of energy is needed.
7. All central counter parties or shipping agents shall collect congestion incomes arising from the single day-ahead coupling specified in Articles 46 to 48 and from the single intraday coupling specified in Articles 58 to 60.
8. All central counter parties or shipping agents shall ensure that collected congestion incomes are transferred to the TSOs no later than two weeks after the date of settlement.
9. If the timing of payments is not harmonised between two bidding zones, the Contracting Parties and Member States concerned shall ensure that an entity is appointed to manage the timing mismatch and to bear the relevant costs.

CHAPTER 8

Firmness of allocated cross-zonal capacity

Article 69

Day-ahead firmness deadline

TSOs shall apply a single day-ahead firmness deadline, which shall not be shorter than half an hour before the day-ahead market gate closure time.

Article 70

Firmness of day-ahead capacity and allocation constraints

1. Prior to the day-ahead firmness deadline, each coordinated capacity calculator may adjust cross-zonal capacity and allocation constraints provided to relevant NEMOs.
2. After the day-ahead firmness deadline, all cross-zonal capacity and allocation constraints shall be firm for day-ahead capacity allocation unless the requirements of Article 46(2) are met, in which case cross-zonal capacity and allocation constraints shall be firm as soon as they are submitted to relevant NEMOs.
3. After the day-ahead firmness deadline, cross-zonal capacity which has not been allocated may be adjusted for subsequent allocations.

Article 71

Firmness of intraday capacity

Cross-zonal intraday capacity shall be firm as soon as it is allocated.

Article 72

Firmness in the event of force majeure or emergency situations

1. In the event of force majeure or an emergency situation, where the TSO shall act in an expeditious manner and redispatching or countertrading is not possible, each TSO shall have the right to curtail allocated cross-zonal capacity. In all cases, curtailment shall be undertaken in a coordinated manner following liaison with all directly concerned TSOs.
2. A TSO which invokes force majeure or an emergency situation shall publish a notice explaining the nature of the force majeure or the emergency situation and its probable duration. This notice shall be made available to the market participants concerned through NEMOs. If capacity is allocated explicitly to market participants, the TSO invoking force majeure or an emergency situation shall send notice directly to contractual parties holding cross-zonal capacity for the relevant market time-frame.
3. If allocated capacity is curtailed because of force majeure or an emergency situation invoked by a TSO, the TSO shall reimburse or provide compensation for the period of force majeure or the emergency situation, in accordance with the following requirements:
 - (a) if there is implicit allocation, central counter parties or shipping agents shall not be subject to financial damage or financial benefit arising from any imbalance created by such curtailment;
 - (b) in the event of force majeure, if capacity is allocated via explicit allocation, market participants shall be entitled to reimbursement of the price paid for the capacity during the explicit allocation process;
 - (c) in an emergency situation, if capacity is allocated via explicit allocation, market participants shall be entitled to compensation equal to the price difference of relevant markets between the bidding zones concerned in the relevant time-frame; or

(d) in an emergency situation, if capacity is allocated via explicit allocation but the bidding zone price is not calculated in at least one of the two relevant bidding zones in the relevant timeframe, market participants shall be entitled to reimbursement of the price paid for capacity during the explicit allocation process.

4. The TSO invoking force majeure or an emergency situation shall limit the consequences and duration of the force majeure situation or emergency situation.

5. Where a Contracting Party has so provided, upon request by the TSO concerned ERE shall assess whether an event qualifies as force majeure.

TITLE III

COSTS

CHAPTER 1

Congestion income distribution methodology for single day-ahead and intraday coupling

Article 73

Congestion income distribution methodology

1. TSOs shall apply the methodology for sharing congestion income referred to in Article 9(6)(m).

2. The methodology from paragraph 1 shall:

(a) facilitate the efficient long-term operation and development of the electricity transmission system and the efficient operation of the electricity market of the Energy Community;

(b) comply with the general principles of congestion management provided for in Article 16 of Regulation (EC) No 2019/943;

(c) allow for reasonable financial planning;

(d) be compatible across time-frames;

(e) establish arrangements to share congestion income deriving from transmission assets owned by parties other than TSOs.

3. TSOs shall distribute congestion incomes in accordance with the methodology in paragraph 1 as soon as reasonably practicable and no later than one week after the congestion incomes have been transferred in accordance with Article 68(8).

CHAPTER 2

Redispatching and countertrading cost sharing methodology for single day-ahead and intraday coupling

Article 74

Redispatching and countertrading cost sharing methodology

1. No later than 16 months after the decision on the capacity calculation regions is taken, all TSOs in each capacity calculation region shall develop a proposal for a common methodology for redispatching and countertrading cost sharing.

2. The redispatching and countertrading cost sharing methodology shall include cost-sharing solutions for actions of cross-border relevance.

3. Redispatching and countertrading costs eligible for cost sharing between relevant TSOs shall be determined in a transparent and auditable manner.

4. The redispatching and countertrading cost sharing methodology shall at least:

- (a) determine which costs incurred from using remedial actions, for which costs have been considered in the capacity calculation and where a common framework on the use of such actions has been established, are eligible for sharing between all the TSOs of a capacity calculation region in accordance with the capacity calculation methodology set out in Articles 20 and 21;
- (b) define which costs incurred from using redispatching or countertrading to guarantee the firmness of cross-zonal capacity are eligible for sharing between all the TSOs of a capacity calculation region in accordance with the capacity calculation methodology set out in Articles 20 and 21;
- (c) set rules for region-wide cost sharing as determined in accordance with points (a) and (b).

5. The methodology developed in accordance with paragraph 1 shall include:

- (a) a mechanism to verify the actual need for redispatching or countertrading between the TSOs involved;
- (b) an ex post mechanism to monitor the use of remedial actions with costs;
- (c) a mechanism to assess the impact of the remedial actions, based on operational security and economic criteria;
- (d) a process allowing improvement of the remedial actions;
- (e) a process allowing monitoring of each capacity calculation region by the competent regulatory authorities.

6. The methodology developed in accordance with paragraph 1 shall also:

- (a) provide incentives to manage congestion, including remedial actions and incentives to invest effectively;
- (b) be consistent with the responsibilities and liabilities of the TSOs involved;
- (c) ensure a fair distribution of costs and benefits between the TSOs involved;
- (d) be consistent with other related mechanisms, including at least:
 - (i) the methodology for sharing congestion income set out in Article 73;
 - (ii) the inter-TSO compensation mechanism, as set out in Article 49 of Regulation (EC) No 2019/943 as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2022/03/MC-EnC and Commission Regulation (EU) No 838/2010 as adapted and adopted by Permanent High Level Group Decision 2013/01-PHLG-EnC;
- (e) facilitate the efficient long-term development and operation of the pan-European interconnected system and the efficient operation of the pan-European electricity market;
- (f) facilitate adherence to the general principles of congestion management as set out in Article 16 and 19 of Regulation (EC) No 2019/943 as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2022/03/MC-EnC;
- (g) allow reasonable financial planning;
- (h) be compatible across the day-ahead and intraday market time-frames; and
- (i) comply with the principles of transparency and non-discrimination.

7. TSOs of each capacity calculation region shall further harmonise as far as possible between the regions the redispatching and countertrading cost sharing methodologies applied within their respective capacity calculation region.

CHAPTER 3

Capacity allocation and congestion management cost recovery

Article 75

General provisions on cost recovery

1. Costs relating to the obligations imposed on TSOs in accordance with Article 8, including the costs specified in Article 74 and Articles 76 to 79, shall be assessed by the competent regulatory authorities. Costs assessed as reasonable, efficient and proportionate shall be recovered in a timely manner through network tariffs or other appropriate mechanisms as determined by the competent regulatory authorities.
2. Contracting Parties' share of the common costs referred to in Article 80(2)(a), regional costs referred to in Article 80(2)(b) and national costs referred to in Article 80(2)(c) assessed as reasonable, efficient and proportionate shall be recovered through NEMO fees, network tariffs or other appropriate mechanisms as determined by the competent regulatory authorities.
3. If requested by the regulatory authorities, relevant TSOs, NEMOs and delegates in accordance with Article 78 shall, within three months of the request, provide information necessary to facilitate the assessment of the costs incurred.

Article 76

Costs of establishing, amending and operating single day-ahead and intraday coupling

1. NEMOs from Contracting Parties shall contribute to bearing the following costs:
 - (a) common, regional and national costs of establishing, updating or further developing the price coupling algorithm and single day-ahead coupling;
 - (b) common, regional and national costs of establishing, updating or further developing the continuous trading matching algorithm and single intraday coupling;
 - (c) common, regional and national costs of operating single day-ahead and intraday coupling.
2. Subject to agreement with the NEMOs concerned, TSOs may make a contribution to the costs provided for in paragraph 1 subject to approval by the relevant regulatory authorities. In such cases, within two months of receiving a forecast from the NEMOs concerned, each TSO shall be entitled to provide a cost contribution proposal to ERE for approval.
3. The NEMOs concerned shall be entitled to recover costs in accordance with paragraph 1 which have not been borne by TSOs in accordance with paragraph 2 by means of fees or other appropriate mechanisms only if the costs are reasonable and proportionate, through national agreements with ERE.

Article 77

Clearing and settlement costs

1. All costs incurred by central counter parties and shipping agents shall be recoverable by means of fees or other appropriate mechanisms if they are reasonable and proportionate.
2. The central counter parties and shipping agents shall seek efficient clearing and settlement arrangements avoiding unnecessary costs and reflecting the risk incurred. The cross-border clearing and settlement arrangements shall be subject to approval by the relevant national regulatory authorities.

Article 78

Costs of establishing and operating the coordinated capacity calculation process

1. Each TSO shall individually bear the costs of providing inputs to the capacity calculation process.
2. All TSOs shall bear jointly the costs of merging the individual grid models. All TSOs in each capacity calculation region shall bear the costs of establishing and operating the coordinated capacity calculators.
3. Any costs incurred by market participants in meeting the requirements of this Regulation shall be borne by those market participants.

Article 79

Costs of ensuring firmness

The costs of ensuring firmness in accordance with Articles 70(2) and 71 shall be borne by the relevant TSOs, to the extent possible in accordance with Article 19(2)(a) of Regulation (EC) No 2019/943 as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2022/03/MC-EnC. These costs shall include the costs from compensation mechanisms associated with ensuring the firmness of cross-zonal capacities as well as the costs of redispatching, countertrading and imbalance associated with compensating market participants.

Article 80

Cost sharing between NEMOs and TSOs in different Member States and Contracting Parties

1. All relevant NEMOs and TSOs shall provide a yearly report to the regulatory authorities in which the costs of establishing, amending and operating single day-ahead and intraday coupling are explained in detail. This report shall be published by the Agency for the Cooperation of Energy Regulators taking due account of sensitive commercial information. Costs directly related to single day-ahead and intraday coupling shall be clearly and separately identified and auditable. The report shall also provide full details of contributions made to NEMO costs by TSOs in accordance with Article 76(2).
2. The costs referred to in paragraph 1 shall be broken down into:
 - (a) common costs resulting from coordinated activities of all NEMOs or TSOs from Contracting Parties and Member States (for their interconnection with Contracting Parties), participating in the single day-ahead and intraday coupling;
 - (b) regional costs resulting from activities of NEMOs or TSOs cooperating in a certain region;
 - (c) national costs resulting from activities of the NEMOs or TSOs in that Contracting Party.
3. Common costs referred to in paragraph 2(a) shall be shared among the TSOs and NEMOs in Member States and Contracting Parties in accordance with Article 80(3) of Regulation (EU) 2015-1222.
4. NEMOs and TSOs cooperating in a certain region shall jointly agree on a proposal for the sharing of regional costs in accordance with paragraph 2(b). The proposal shall then be individually approved by the competent national authorities of each of the Contracting Party and Member States in the region. NEMOs and TSOs cooperating in a certain region may alternatively use the cost sharing arrangements.
5. The cost sharing principles shall apply to costs incurred from the entry into force of this Regulation. This is without prejudice to existing solutions used for the development of single day-ahead and intraday coupling and costs incurred prior to the entry into force of this Regulation shall be shared among the NEMOs and TSOs based on the existing agreements governing such solutions.

TITLE IV

DELEGATION OF TASKS AND MONITORING

Article 81

Delegation of tasks

1. A TSO or NEMO may delegate all or part of any task assigned to it under this Regulation to one or more third parties in the case the third party can carry out the respective function at least as effectively as the delegating entity. The delegating entity shall remain responsible for ensuring compliance with the obligations under this Regulation, including ensuring access to information necessary for monitoring by ERE.
2. Prior to the delegation, the third party concerned shall have clearly demonstrated to the delegating party its ability to meet each of the obligations of this Regulation.
3. In the event that all or part of any task specified in this Regulation is delegated to a third party, the delegating party shall ensure that suitable confidentiality agreements in accordance with the confidentiality obligations of the delegating party have been put in place prior to delegation.

Article 82

Monitoring of the implementation of single day-ahead and intraday coupling

1. The entity or entities performing the MCO functions shall be monitored by the regulatory authorities or relevant authorities of the territory where they are located. Other regulatory authorities or relevant authorities, 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, shall contribute to the monitoring where adequate. The regulatory authorities or relevant authorities primarily responsible for monitoring a NEMO and the MCO functions shall fully cooperate and shall provide access to information for other regulatory authorities, the Energy Community Regulatory Board and the Agency for the Cooperation of Energy Regulators and in order to ensure proper monitoring of single day-ahead and intraday coupling in accordance with Article 61 of Directive 2019/944 as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2021/13/MC-EnC.
2. Monitoring of the implementation of the Contracting Party integration into single day-ahead and intraday coupling by the Agency for the Cooperation of Energy Regulators, acting in accordance with Article 2 of Procedural Act No 2022/01/MC, shall be performed in coordination with the Energy Community Secretariat.
3. <...>
4. <...>
5. All TSOs shall submit to the Agency for the Cooperation of Energy Regulators and the Energy Community Secretariat the information required to perform the tasks in accordance with paragraph 2.
6. NEMOs, market participants and other relevant organisations regarding single day-ahead and intraday coupling shall, at the joint request of the Energy Community Regulatory Board or, to the extent Member States are affected, the Agency for the Cooperation of Energy Regulators and the ENTSO for Electricity, acting in accordance with Articles 2 and 3 of Procedural Act No 2022/01/MC, submit to the ENTSO for Electricity the information required for monitoring in accordance with paragraph 2, except for information already obtained by the regulatory authorities, the Energy Community Regulatory Board, the Agency for the Cooperation of Energy Regulators or the ENTSO for Electricity in the context of their respective implementation monitoring tasks.

TITLE V

TRANSITIONAL AND FINAL PROVISIONS

Article 83

Transitional provisions for Ireland and Northern Ireland

<...>

Article 84

Entry into force

This Regulation enters into force upon its adoption by the ERE.

Annex I

Capacity Calculation Regions

Article 1

Subject matter and scope

1. The capacity calculation regions (CCRs) cover all existing bidding zone borders between the Contracting Parties and Contracting Parties and Member States as defined in this Annex.
2. Adjustments of the configuration of the CCRs listed in this Annex shall be subject to a proposal of all transmission system operators pursuant to Article 15 paragraphs 2 and 3 of Regulation (EU) 2015/1222 in consultation with the TSOs from Contracting Parties to the Agency for the Cooperation of Energy Regulators.

Article 2

Capacity Calculation Regions

The following are defined as the CCRs of the Energy Community:

- Capacity Calculation Region Shadow South-East Europe (Shadow SEE CCR)
- Capacity Calculation Region Italy-Montenegro (ITME CCR)
- Capacity Calculation Region Eastern Europe (EE CCR)

Article 3

Capacity Calculation Region: Shadow SEE CCR

The Shadow South-East Europe CCR shall include bidding zone borders between Contracting Parties:

- Bosnia and Hercegovina – Serbia (BA-RS), Nezavisni operator sistema u Bosni i Hercegovini (NOS BiH) and Elektromreza Srbije AD (EMS)
- Montenegro – Bosnia and Hercegovina (ME-BA), Crnogorski elektroprenosni sistem AD (CGES) and Nezavisni operator sistema u Bosni i Hercegovini (NOS BiH)
- Montenegro – Albania (ME-AL), Crnogorski elektroprenosni sistem AD (CGES) and Operatori i Sistemit te Transmetimit sh.a. (OST)
- Albania – North Macedonia (AL-MK), Operatori i Sistemit te Transmetimit sh.a. (OST) and Makedonski Elektroprenosen Sistem Operator AD (MEPSO)
- Serbia – North Macedonia (RS-MK), Elektromreza Srbije AD (EMS) and Makedonski Elektroprenosen Sistem Operator AD (MEPSO)
- Montenegro – Serbia (ME-RS), Crnogorski elektroprenosni sistem AD (CGES) and Elektromreza Srbije AD (EMS)
- Montenegro – Kosovo (ME-KS), Crnogorski elektroprenosni sistem AD (CGES) and Operator Sistemi, Transmisioni dhe Tregu Sh.A. (KOSTT)
- Albania – Kosovo (AL-KS), Operatori i Sistemit te Transmetimit sh.a. (OST) and Operator Sistemi, Transmisioni dhe Tregu Sh.A. (KOSTT)
- North Macedonia – Kosovo (MK-KS), Makedonski Elektroprenosen Sistem Operator AD (MEPSO) and Operator Sistemi, Transmisioni dhe Tregu Sh.A. (KOSTT)

- Serbia – Kosovo (RS-KS), Elektromreza Srbije AD (EMS) and Operator Sistemi, Transmisioni dhe Tregu Sh.A. (KOSTT).

All TSOs of the Shadow SEE CCR shall by 6 months after the entry into force of this Regulation conclude an agreement with the TSOs of the EU SEE CCR as a basis for the cooperation of the TSOs of Member States and Contracting Parties in the SEE Shadow CCR. This agreement shall apply to the following TSOs for the following borders:

- 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 Națională 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)

Article 4

Capacity Calculation Region: ITME CCR

The ITME CCR shall include the bidding zone border between Italy and Montenegro (IT-ME), TERN Rete Elettrica Nazionale S.p.A (TERNA) and Crnogorski elektroprenosni sistem AD (CGES)

Article 5

Capacity Calculation Region: EE CCR

The Eastern Europe CCR shall include bidding zone border between Ukraine and Moldova (UA - MD), Ukrenergo NPC SE (Ukrenergo) and I.S. Moldelectrica (MED).

With regards to bidding zone borders between Contracting Parties and Member States, all TSOs of the EE CCR shall by 6 months after the entry into force of this Regulation conclude an agreement with the TSOs of EU SEE CCR setting the basis for the cooperation of the EU and non-EU TSOs in the EE CCR. This should apply to the following TSOs for the following borders:

- 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 sústava, 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 Națională de Transport al Energiei Electrice “Transelectrica” S.A (TEL)

- Moldova - Romania (MD - RO), I.S. Moldelectrica (MED) and Compania Natională de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" S.A (TEL).