VENDIM
Nr. 250, datë 11.12.2018

MBI MIRATIMIN E "PROPOZIMI I GJITHË OST-ve PËR NJË METODOLOGJI TË MODELIT TË PËRBASHKËT TË RRJETIT NË PËRPUTHJE ME NENET 67 (1) DHE 70 (1) TË RREGULLORES SË KOMISIONIT TË BASHKIMIT EVROPIAN (BE) 2017/1485, TË DATËS 2 GUSHT 2017 PËR KRIJIMIN E NJË UDHËZUESI MBI OPERIMIN E SISTEMIT TË TRANSMETIMIT TË ENERGJISË ELEKTRIKE"

Në mbështetje të neneve 7, 16, 56 dhe 63, të ligjit nr. 43/2015 "Për sektorin e energjisë elektrike", i ndryshuar, neneve 117; 118–130 të Kodit të Transmetimit, të miratuar me vendimin e Bordit të ERE-s nr. 186, datë 10.11.2017; neneve 67 (1) dhe 70 (1), të Rregullores së Komisionit të Bashkimit Evropian (BE) 2017/1485, të datës 2 gusht 2017; nenit 26 të "Rregullave të praktikës dhe procedurave të ERE-s", miratuar me vendimin e Bordit të ERE-s, nr. 96, datë 17.6.2016, Bordi i ERE-s, në mbledhjen e tij të datës 11.12.2018, mbasi shqyrtoi relacionin e përgatitur nga Drejtoria e Licencimit dhe Monitorimit të Tregut, mbi miratimin e "Propozimi i gjithë OST-ve për një metodologji të modelit të përbashkët të rrjetit në përputhje me nenet 67 (1) dhe 70 (1) të Rregullores së Komisionit të Bashkimit Evropian (BE) 2017/1485, të datës 2 gusht 2017 për krijimin e një udhëzuesi mbi operimin e sistemit të transmetimit të energjisë elektrike",

konstatoi se:

- Bordi i ERE-s, me vendimin nr. 238, datë 2.11.2018, ka filluar procedurën për miratimin e "Propozimit të të gjitha OST-ve për një metodologji të modelit të përbashkët të rrjetit në përputhje me nenet 67 (1) dhe 70 (1) të Rregullores së Komisionit të Bashkimit Evropian (BE) 2017/1485, të datës 2 gusht 2017, për krijimin e një udhëzuesi mbi operimin e sistemit të transmetimit të energjisë elektrike".

- ERE, me shkresën nr. 55/69 prot., datë 7.11.2018 ka bërë njoftimin e fillimit të kësaj procedure në median e shkruar dhe me shkresën nr. 422/6 prot., datë 2.11.2018, ka përcjellë njoftimin e fillimit të procedurës pranë palëve të interesit.

- Ky propozim vjen në zbatim të dispozitave të ligjit nr. 43/2015 "Për sektorin e energjisë elektrike", i ndryshuar, përkatësisht nenet 56 dhe 63, si dhe në përmbushje të detyrimeve të përcaktuara në Kodin e Transmetimit, të miratuar me vendim të ERE-s nr. 186, datë 10.11.2017, përkatësisht neni 117 "Kërkesa të përgjithshme për shkëmbimin e të dhënave", si dhe nenet 118 deri 130 të tij. Propozimi është përshtatur në shqip nga Operatori i Sistemit të Transmetimit të Energjisë Elektrike (OST sh.a.), në përputhje me nenin 25 të dokumentit origjinal.

- Dokumenti vjen nga OST sh.a., në vijim të komunikimit me shkresën nr. 7136 prot., datë 15.10.2018, me objekt: "Propozimi i gjithë OST-ve për një metodologji të modelit të përbashkët të rrjetit në përputhje me nenin 18 të Rregullores së Komisionit Bashkimit Evropian (BE) 2016/1719, të datës 26 shtator 2016, për krijimin e një udhëzuesi mbi alokimin e kapaciteteve në avancë", miratuar me vendimin e Bordit të ERE-s nr. 188, datë 20.8.2018 dhe është pjesë e të njëjtit kuadër metodologjik të Metodologjisë së Modelit të Përbashkët të Rrjetit, por i paraqitur dhe propozuar për miratim si akt më vete.

- Ky dokument është një propozim i përbashkët i krijuar nga të gjithë Operatorët e Sistemeve të Transmetimit në lidhje me krijimin e një udhëzuesi mbi operimin e sistemit të transmetimit të energjisë elektrike.

- Dokumenti i përbërë nga 25 nene, saktëson mënyrën e krijimit të modeleve individuale të rrjetit nga secili Operator i Sistemit të Transmetimit, të dhënat që duhet të përmbajnë modelet përfshirë topologjinë, ngarkesën, gjenerimin, si dhe mënyrën e bashkimit të këtyre modeleve në një të vetëm, nëpërmjet të cilit do të bëhet në nivel evropian analiza e sigurisë me qëllim përcaktimin dhe eliminimin e kongjestioneve, për operimin optimal të sistemit të transmetimit të energjisë elektrike. Gjithashtu, dokumenti përcakton krijimin e një mjedisi të të dhënave të planifikimit operativ të ENTSO-E, i cili do të shërbejë si pikë referimi ku të gjitha OST-të do të jenë të detyruara të vënë në dispozicion dhe të kenë mundësi të marrin informacionin e nevojshëm për krijimin e modeleve individuale të rrjetit.

- Në përputhje me vendimin e marrë nga ENTSO-E dhe sipas udhëzimeve të përcjella, kjo metodologji do të zbatohet për të gjitha OST-të e vendeve anëtare të Bashkimit Evropian, të cilat do ta përcjellin për miratim tek autoritet respektive rregullatore. OST-të nga një shtet joanëtar i Bashkimit Evropian inkurajohen, gjithashtu, që ta përcjellin dokumentin pranë Autoritetit Rregullator duke siguruar një përkthim të dokumentit së bashku me versionin në gjuhën angleze.

Për gjithë sa më sipër, Bordi i ERE-s

VENDOSI:

1. Të miratojë "Propozimin e të gjitha OST-ve për një metodologji të modelit të përbashkët të rrjetit në përputhje me nenet 67 (1) dhe 70 (1) të Rregullores së Komisionit të Bashkimit Evropian (BE) 2017/1485, të datës 2 gusht 2017, për krijimin e një udhëzuesi mbi operimin e sistemit të transmetimit të energjisë elektrike". (Bashkëlidhur këtij vendimi.)

2. Versioni në gjuhën e origjinës (anglisht) ka përparësi në rast mosdakordësie nga palët në interpretim të versionit shqip.

3. Drejtoria Juridike dhe e Mbrojtjes së Konsumatorit do të njoftojë palët e interesuara.

Ky vendim hyn në fuqi menjëherë.

Ky vendim botohet në Fletoren Zyrtare.

Ky vendim mund të ankimohet në Gjykatën Administrative Tiranë, brenda 30 ditëve kalendarike nga botimi në Fletoren Zyrtare.

KRYETARI
Petrit Ahmeti

Propozimi i gjithë OST-ve për një metodologji të modelit të përbashkët të rrjetit në përputhje me Nenet 67 (1) dhe 70 (1) të Rregullores së Komisionit (BE) 2017/1485 të datës 02 gusht 2017 për krijimin e një udhëzuesi mbi operimin e sistemit të transmetimit të energjisë elektrike

---

Të gjithë OST-të, duke marrë parasysh sa vijon:

ndërkohë:

1) Ky dokument është një propozim i përbashkët i krijuar nga të gjithë Operatorët e Sistemeve të Transmetimit (këtej e tutje referuar si "OST-të") në lidhje me krijimin e një propozimi për një metodologji të modelit të përbashkët të rrjetit (këtej e tutje referuar si "MMPRr").

2) Ky propozim (këtej e tutje referuar si "Propozimi MMPRR") merr parasysh parimet e përgjithshme dhe objektivat e përcaktuara në Rregulloren e Komisionit (BE) 2017/1485 të datës 02 Gusht 2017 për krijimin e një udhëzuesi mbi operimin e sistemit të transmetimit të energjisë elektrike (këtej e tutje referuar si "Rregullorja 2017/1485"), si dhe Rregulloren (KE) Nr 714/2009 e Parlamentit Evropian dhe e Këshillit e datës 13 korrik 2009 mbi kushtet për aksesin në rrjet për shkëmbimet ndërkufitare të energjisë elektrike (këtej e tutje referuar si si "Rregullorja (KE) Nr. 714/2009"). Qëllimi i Rregullores 2017/1485 është të përcaktojë udhëzime të hollësishme për kërkesat dhe parimet që lidhen me funksionimin e sistemit me qëllim sigurimin e funksionimit të sigurt të sistemit të interkonektuar. Për të lehtësuar këto synime është e nevojshme për të gjithë OST-të të përdorin një model të përbashkët të rrjetit. Një model i përbashkët i rrjetit mund të krijohet vetëm në bazë të një metodologjie të përbashkët për ndërtimin e një modeli të tillë.

3) Neni 17 i Rregullores së Komisionit (BE) 2015/1222 të 24 korrikut 2015 mbi krijimin e një udhëzuesi mbi alokimin e kapaciteteve dhe menaxhimin e kongjestionit (këtej e tutje referuar si "Rregullorja 2015/1222") i referohet Nenit 67 (1) dhe Nenit 70 (1) të Rregullores 2017/1485 dhe përcakton disa prej kërkesave specifike që Propozimi i MMPRr duhet të marrë në konsideratë:

1. Jo më vonë se 10 muaj pas hyrjes në fuqi të kësaj rregulloreje, të gjithë OST-të bashkërisht do të hartojnë një propozim mbi metodologjinë e modelit të përbashkët të rrjetit. Propozimi do t'i nënshtrohet konsultimeve në përputhje me Nenin 12.

2. Metodologjia e modelit të përbashkët të rrjetit do të mundësojë krijimin e një modeli të përbashkët rrjeti. Ai duhet të përmbajë të paktën elementet e mëposhtme:

a) përkufizimin të skenarëve, në përputhje me Nenin 18;

b) përkufizim të modeleve të veçanta të rrjetit në përputhje me Nenin 19

c) përshkrim të procesit për bashkimin e modeleve individuale të rrjetit për të formuar modelin e përbashkët rrjetit.

4) Neni 67 (1) i Rregullores 2017/1485 përbën bazën ligjore të propozimit për një metodologji të përbashkët të modelit të rrjetit sa i përket modeleve të përbashkëta të rrjetit për vitin në avancë dhe përcakton disa kërkesa shtesë:

"Jo më vonë se 6 muaj pas hyrjes në fuqi të kësaj Rregulloreje, të gjithë OST-të së bashku do të zhvillojnë një propozim për metodologjinë për ndërtimin e modeleve të përbashkëta të rrjetit për vitin në avancë nga modelet individuale të rrjetit të vendosura në përputhje me

Nenin 66 (1) dhe për ruajtjen e tyre. Metodologjia duhet të marrë parasysh dhe plotësojë aty ku është e nevojshme, kushtet operative të metodologjisë së modelit të rrjetit të përbashkët të zhvilluar në përputhje me Nenin 17 të Rregullores (BE) 2015/1222 dhe Nenin 18 të Rregullores (BE) 2016/1719, në lidhje me elementët vijues:

a) afatet për grumbullimin e modeleve individuale të rrjetit të vitit në avancë, për bashkimin e tyre në një model të përbashkët të rrjetit dhe për ruajtjen e modeleve individuale dhe të përbashkëta të rrjetit;

b) kontrollin e cilësisë së modeleve individuale dhe të përbashkëta të rrjetit që duhet të zbatohen me qëllim që të sigurohet plotësia dhe qëndrueshmëria e tyre; dhe

c) korrigjimin dhe përmirësimin e modeleve individuale dhe të përbashkëta të rrjetit, duke zbatuar së paku kontrollet e cilësisë të referuara në pikën (b)."

5) Neni 70 (1) i Rregullores 2017/1485 përbën bazën ligjore të propozimit për një metodologji të modelit të përbashkët të rrjetit për sa i përket modeleve të të përbashkëta të rrjetit të ditës përpara dhe brenda ditës dhe përmban kërkesat e mëposhtme shtesë:

" Jo më vonë se 6 muaj pas hyrjes në fuqi të kësaj Rregulloreje, të gjithë OST-të së bashku do të hartojnë një propozim për metodologjinë për ndërtimin e modeleve të rrjetit ë ditës përpara dhe brenda ditës nga modelet individuale të rrjetit dhe për ruajtjen e tyre. Kjo metodologji duhet të marrë parasysh, dhe plotësojnë aty ku është e nevojshme, kushtet operative të metodologjisë së përbashkët të modelit të rrjetit të zhvilluara në përputhje me Nenin 17 të Rregullores (BE) 2015/1222, lidhur me elementët e mëposhtëm:

a) përkufizimi i kohëzgjatjeve;

b) afatet për grumbullimin e modeleve të rrjetit individual, për bashkimin e tyre në një model të përbashkët të rrjetit dhe për ruajtjen e modeleve individuale dhe të përbashkëta të rrjetit. Afatet duhet të jenë në përputhje me proceset rajonale të krijuara për përgatitjen dhe aktivizimin e veprimeve korrigjuese;

c) kontrollin e cilësisë së modeleve të rrjetit individual dhe modelin e përbashkët të rrjetit që do të implementohet për të siguruar plotësinë dhe qëndrueshmërinë e tyre;

d) korrigjimin dhe përmirësimin e modeleve individuale dhe të zakonshme të rrjetit, duke zbatuar të paktën kontrollet e cilësisë të përmendura në pikën (c); dhe

e) trajtimi i informacionit shtesë lidhur me aranzhimet operative, të tilla si skemat e mbrojtjes ose skemat e mbrojtjes së sistemit, diagramet e linjave dhe konfigurimi i nënstacioneve për të menaxhuar sigurinë operative ".

6) Duke pasur parasysh që MMPRr -ja në pajtim me Rregulloren 2015/1222 ka për qëllim krijimin e një MPR-je me qëllim llogaritjen e kapacitetit për periudhat e ditës në avancë dhe brenda ditës dhe MPR në pajtim me Rregulloren e Komisionit (BE) 2016/1719 të datës 26 shtator 2016, udhëzimi për alokimin e kapaciteteve në avancë ka për qëllim krijimin e një MPR për llogaritjen e kapacitetit afatgjatë, Propozimi i tanishëm i MMPRr adreson ndërtimin e MPRr për proceset e ndryshme të operimit të sistemit. Meqenëse metodologjitë e kërkuara nga Neni 67 (1) dhe Neni 70 (1), respektivisht, të përmendura më lart, janë të ndërlidhura në mënyrë të natyrshme, për hir të efikasitetit ky Propozim i MMPRr është një propozim i përbashkët për të dyja metodologjitë.

7) Neni 2 (2) i Rregullores 2015/1222 përcakton modelin e përbashkët të rrjetit si:

"një sërë të dhënash të rakorduara midis OST-ve të ndryshme që përshkruajnë karakteristikat kryesore të sistemit energjetik (gjenerimin, ngarkesën dhe topologjinë e rrjetit) dhe rregullat për ndryshimin e këtyre karakteristikave gjatë procesit të llogaritjes së kapacitetit".

8) Neni 2 (4) i Rregullores 2015/1222 përcakton një skenar si:

"statusi i parashikuar i sistemit energjetik për një kohë të caktuar"

9) Neni 2 (1) i Rregullores 2015/1222 përcakton një model të rrjetit individual si:

"një grup i të dhënave që përshkruan karakteristikat e sistemit energjetik (gjenerimin, ngarkesën dhe topologjinë e rrjetit) dhe rregullat përkatëse për të ndryshuar këto karakteristika gjatë llogaritjes së kapacitetit, të përgatitura nga OST-të përgjegjëse, që të

bashkohen me kompoNentët e tjerë të modelit të rrjetit individual me qëllim krijimin e modelit të përbashkët të rrjetit ".

10) Kërkesat e parashtruara në Nenin 17 janë përshkruar më hollësisht në Nenet 18 dhe 19 të Rregullores 2015/1222. Neni 18 mbi skenarët përshkruan:

1. "Të gjithë OST-të së bashku do të zhvillojnë skenarë të përbashkët për secilën kornizë të llogaritjes së kapaciteteve të referuar në Nenin 14 (1) (a) dhe (b). Skenarët e zakonshëm do të përdoren për të përshkruar një situatë specifike parashikuese për gjenerimin, ngarkesën dhe topologjinë e rrjetit për sistemin e transmetimit në modelin e përbashkët të rrjetit.

2. Një skenar për njësi kohore të tregut do të zhvillohet si për ditët në avancë ashtu edhe për afatet kohore të llogaritjes së kapaciteteve brenda ditës.

3. Për secilin skenar, të gjithë OST-të së bashku do të hartojnë rregulla të përbashkëta për përcaktimin e pozicionit neto në secilën zonë ofertuese dhe fluksin për çdo linjë të rrymës së vazhduar. Këto rregulla të përbashkëta do të bazohen në parashikimin më të mirë të pozicionit neto për secilën zonë ofertuese dhe në parashikimin më të mirë të flukseve në çdo linjë të rrymës së vazhduar për çdo skenar dhe do të përfshijnë ekuilibrin e përgjithshëm midis ngarkesës dhe gjenerimit për sistemin e transmetimit në BE. Nuk duhet të ketë diskriminim të panevojshëm ndërmjet shkëmbimeve të brendshme dhe ndër-zonale kur përcaktohen skenarët, në përputhje me pikën 1.7 të Aneksit I të Rregullores (KE) Nr 714/2009. "

1.7 i Aneksit I të Rregullores (KE) Nr 714/2009 përshkruan si në vijim:

"Në përcaktimin e zonave të përshtatshme të rrjetit dhe në mes të cilit duhet të zbatohet menaxhimi i kongjestionit, OST-të duhet të udhëhiqen nga parimet e efektivitetit të kostos dhe minimizimit të ndikimeve negative në tregun e brendshëm të energjisë elektrike. Në mënyrë specifike, OST-të nuk do të kufizojnë kapacitetin e interkoneksionit për të zgjidhin shtrëngesat brenda zonës së tyre të kontrollit, përveç arsyeve të lartpërmendura dhe arsyeve të sigurisë operative. Nëse ndodh një situatë e tillë, kjo do të përshkruhet dhe paraqitet në mënyrë transparente nga OST-të për të gjithë përdoruesit e sistemit. Një situatë e tillë do të tolerohet derisa të gjendet një zgjidhje afatgjatë. Metodologjia dhe projektet për arritjen e zgjidhjes afatgjatë duhet të përshkruhen dhe paraqiten në mënyrë transparente nga OST-të për të gjithë përdoruesit e sistemit."

11) Neni 19 i Rregullores 2015/1222 përcakton kërkesa më specifike në lidhje me modelet e rrjetit individual, blloqet bazë të modelit të rrjetit të përbashkët:

1. "Për secilën zonë ofertuese dhe për çdo skenar:

a) të gjitha OST-të në zonën ofertuese së bashku do të sigurojnë një model të vetëm të rrjetit individual, i cili është në përputhje me Nenin 18 (3); ose

b) secili OST në zonën ofertuese do të ofrojë një model të veçantë të rrjetit për zonën e tij të kontrollit, duke përfshirë interkoneksionet, me kusht që shuma e pozicioneve neto në zonat e kontrollit, përfshirë interkoneksionet, që mbulon zonën e ofertimit, është në përputhje me Nenin 18 (3).

2. Secili model individual i rrjetit duhet të paraqesë parashikimin më të mirë të mundshëm të kushteve të sistemit të transmetimit për secilin skenar të specifikuar nga OST-të në kohën kur krijohet modeli i rrjetit individual.

3. Modelet ndividuale të rrjetit mbulojnë të gjithë elementët e rrjetit të sistemit të transmetimit që përdoren në analizat rajonale të sigurisë operative për kornizën kohore përkatëse.

4. Të gjithë OST-të duhet të harmonizojnë në masën maksimale të mundshme mënyrën

në të cilën ndërtohen modelet individuale të rrjetit.

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

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

12) Neni 79 (5) i Rregullores 2017/1485 përcakton kërkesat e mëposhtme lidhur me koordinatorët rajonalë të sigurisë:

"Në përputhje me metodologjitë e përmendura në Nenet 67 (1) dhe 70 (1), dhe në përputhje me Nenin 28 të Rregullores (EU) 2015/1222, një koordinator rajonal i sigurisë do të emërohet nga të gjitha OST-të për të ndërtuar modelin e rrjetit për çdo kornizë kohore dhe ta ruajë atë në mjedisin e të dhënave të planifikimit operative të ENTSO-E".

13) Neni 6 (6) i Rregullores 2017/1485 përcakton dy detyrime të mëtejshme:

"Propozimi për termat dhe kushtet ose metodologjitë përfshin një afat kohor të propozuar për zbatimin e tyre dhe një përshkrim të ndikimit të tyre të pritshëm mbi objektivat e kësaj rregulloreje".

Impakti i pritshëm mbi objektivat është paraqitur më poshtë (pikat (13) deri (18) të kësaj Kurse Seksioni).

14) Propozimi i MMPRr kontribuon dhe në asnjë mënyrë nuk pengon arritjen e objektivave të Nenit 4 (1) të Rregullores 2017/1485. Në veçanti, Propozimi i MMPRr shërben për të përcaktuar kërkesat dhe parimet e përbashkëta të sigurisë operative duke përshkruar një metodologji të përbashkët për përgatitjen e modeleve individuale të rrjetit që do të futen në modelin e përbashkët të rrjetit pan-evropian.

15) Në përputhje me Nenin 4 (b) të Rregullores 2017/1485, dhe duke marrë parasysh metodologjitë shtesë që do të zhvillohen sipas Rregullores 2017/1485, krijimi i modelit të përbashkët të rrjetit dhe përdorimi i tij në planifikimin operativ do të kontribuojë në përcaktimin e sistemit të përbashkët të ndërlidhur parimet e planifikimit operativ duke siguruar një metodologji të përbashkët për përgatitjen e modeleve individuale të rrjetit që do të bashkohen në modelin e përbashkët pan-Evropian të rrjetit.

16) Duke patur një model të përbashkët të rrjetit të përgatitur në bazë të një metodologjie të përbashkët dhe të detyrueshme, Propozimi i MMPRr do të sigurojë që objektivi për të kontribuar në funksionimin efikas dhe zhvillimin e sistemit të transmetimit të energjisë elektrike dhe sektorit të energjisë elektrike në BE është përmbushur deri në atë masë sa që krijimi i një modeli të përbashkët të rrjetit bazohet në një metodologji të detyrueshme që i është nënshtruar konsultimit të palëve të interesuara në përputhje me Rregulloren 2017/1485 dhe që do të aprovohet nga autoritetet rregullatore para aplikimit në Bashkim.

17) Metodologjia e MPRr siguron dhe rrit transparencën dhe besueshmërinë e informacionit mbi funksionimin e sistemit të transmetimit duke siguruar monitorimin e treguesve të cilësisë dhe publikimin e treguesve dhe rezultatet e monitorimit.

18) Propozimi i MMPRr gjithashtu kontribuon në objektivin e sigurimit të kushteve për ruajtjen e sigurisë operative në të gjithë Bashkimin (Neni 4 (1) (d) i Rregullores 2017/1485) nëpërmjet sigurimit të një modeli të përbashkët të rrjetit në bazë të një metodologjie të përbashkët, inputet për përgatitjen e modeleve individuale të rrjetit të bashkohen në modelin e përbashkët pan-evropian të rrjetit.

19) Së fundi, Propozimi i MMPRr do të promovojë koordinimin e funksionimit të sistemit dhe planifikimit operativ duke siguruar krijimin e një modeli të përbashkët të rrjetit panevropian që do të përdoret në mënyrë të koordinuar në të gjithë Bashkimin (Neni 4 (1) (f) të Rregullores 2017/1485).

20) Në përfundim, Propozimi i MMPRr kontribuon në objektivat e përgjithshme të

Rregullores 2017/1485 në të mirë të të gjithë OST-ve, NEMO-ve, Agjencisë, autoriteteve rregullatore dhe pjesëmarrësve të tregut.

Paraqesin këtë Propozim mbi MMPRr për të gjitha ERE-të:

Neni 1

Lënda dhe fushëveprimi

1. Metodologjia e përbashkët e modelit të rrjetit e përshkruar në këtë propozim është propozimi i përbashkët i të gjitha OST-ve në përputhje me Nenin 67 (1) dhe Nenin 70 (1) të Rregullores 2017/1485.
2. Kjo metodologji do të zbatohet në të gjithë OST-të në zonën e përmendur në Nenin 2 (2) të Rregullores 2017/1485.
3. OST-të jashtë juridiksionit të zonës referuar në Nenin 2(2) të Rregullores 2017/1485 mund të krijojnë dhe dërgojnë MIRr të tyre, të lejojnë që ai të bashkohet në MPRr, dhe të bashkohen në procesin MPRr mbi baza vullnetare, me kusht që:
   a) të jetë teknikisht e mundur dhe në përputhje me kërkesat e Rregullores 2017/1485;
   b) të bien dakord që do të kenë të njëjtat të drejta dhe përgjegjësi me lidhje me procesin e MPRr-ve si OST-të e përmendur në paragrafin 1; në mënyrë të veçantë, të pranojnë se kjo metodologji zbatohet gjithashtu edhe për palët përkatëse në zonën e tyre të kontrollit;
   c) të pranojnë çfarëdo kushtesh të tjera që lidhen me natyrën vullnetare të pjesëmarrjes së tyre në procesin e MPRr që mund të vendosen nga OST-të e përmendur në paragrafin 1;
   d) OST-të e përmendur në paragrafin 1 kanë lidhur një marrëveshje që rregullon kushtet e pjesëmarrjes vullnetare me TSO-të e referuara në këtë paragraf;
   e) kur OST-të pjesëmarrëse mbi baza vullnetare në procesin e MPRr kanë treguar pajtueshmëri objektive me kërkesat e përcaktuara në (a), (b), (c), dhe (d), OST-të të përmendur në paragrafin 1, pas verifikimit të plotësimit të kritereve në (a), (b), (c) dhe (d), miratojnë kërkesën e OST-së që dëshiron t'i bashkohet procesit të MPRr në përputhje me procedurën e përcaktuar në Nenin 5(3) të Rregullores 2017/1485.
4. OST-të e përmendur në paragrafin 1 do të monitorojnë nëse OST-të pjesëmarrëse në procesin MPRr mbi baza vullnetare në pajtim me paragrafin 3 respektojnë detyrimet e tyre. Nëse një OST që merr pjesë në procesin e MPRr në pajtim me paragrafin 3, nuk respekton detyrimet thelbësore në mënyrë që rrezikon dukshëm zbatimin dhe funksionimin e Rregullores 2017/1485, OST-të e përmendur në paragrafin (1) do të ndërpresin pjesëmarrjen vulnetare të OST në procesin e MPRr në përputhje me procedurën e përcaktuar në Nenin 5(3) të Rregullores 2017/1485.

Neni 2

Përkufizimet dhe interpretimi

Për qëllime të këtij propozimi, termat e përdorur kanë kuptimin e përkufizimeve të përfshira në Nenin 3 të Rregullores 2017/1485 dhe termave të legjislacionit tjetër të përmendur aty, si

dhe të Nenit 2 të Metodologjisë së Modelit të Përbashkët të Rrjetit e në pajtim me Nenin 17 të Rregullores 2015/1222.

Neni 3

Skenarët

1. Kur ndërtojnë modelet individuale të rrjetit për vitin përpara sipas Nenit 66 të Rregullores 2017/1485, secili OST do të ndërtojë një MIRr për një vit përpara për çdo skenar të zhvilluar në pajtim me Nenin 65 të Rregullores 2017/1485, si dhe çdo skenar shtesë të përcaktuar në përputhje me metodologjia e përbashkët e modelit të rrjetit të zhvilluar në përputhje me Nenin 18 të Rregullores (BE) 2016/1719.
2. Kur ndërtojnë modelet individuale të rrjetit për ditën përpara për secilën njësi kohe të tregut në ditën para ditës së dorëzimit dhe gjatë ndërtimit të MIRr brenda ditës për çdo njësi kohe të ditës së dorëzimit, secili OST do të zbatojë parimet e përcaktuara në paragrafin 3.
3. Parimet e mëposhtme janë të zbatueshme për të gjithë skenarët e ditë-përpara dhe ato Brenda ditës.
   a) Situata e parashikuar për topologjinë e rrjetit
      i. ndërprerjet, pavarësisht nga arsyeja e ndërprerjes, do të modelohen pavarësisht nëse elementi i rrjetit pritet të jetë i padisponueshëm për të gjithë kohëzgjatjen e skenarit ose vetëm një pjesë të tij;
      ii. elementet e rrjetit që ndihmojnë rregullimin e tensionit do të përfshihen edhe pse ata mund të jenë të çkyçur për arsye operative;
      iii. topologjia do të pasqyrojë gjendjen operative;
   b) ku të dhënat strukturore ndryshojnë gjatë periudhës kohore me të cilën lidhet skenari
      i. elementët e rrjetit
      që janë shtuar ose hequr duhet të përfshihen të gjithë kohëzgjatjen e skenarit dhe duhet të hiqen nga topologjia MIRr në të gjitha skenarët ku ato nuk janë të disponueshme për të paktën një pjesë të kohëzgjatjes së skenarit;
      ii. ndryshimet në karakteristikat e elementeve të rrjetit do të trajtohen duke përfshirë ato karakteristika, përdorimi i të cilave është më e kujdesshme nga pikëpamja e sigurisë operative;
   c) kufijtë e operimit
      i. çdo OST do të zbatojë kufijtë e duhur që korrespondojnë me sezonin e synuar për çdo element të rrjetit;
      ii. për kufijtë termike, çdo OST do të përdorë PATL dhe TATL.
   d) në lidhje me situatën e parashikuar për gjenerimin
      i. për gjenerimin e përhershëm, çdo OST do të përdorë parashikimin më të përshtatshëm;
      ii. për gjenerimin e dispeçerueshëm, secili OST do ta bazojë parashikimin e tij në skedulet;
   e) në lidhje me situatën e parashikuar për ngarkesën;
      i. çdo OST do të përdorë parashikimin më të mirë të ngarkesës
   f) në lidhje me pozicionin neto në secilën zonë ofertuese dhe fluksin për çdo linjë me rrymë të vazhduar.
      i. secili OST do të përdorë rezultatet e fundit në dispozicion sipas Nenit 13 dhe Nenit 18.

Neni 4

Modelet individuale të rrjetit

1. Në bazë të Nenit 66 (1) të Rregullores 2017/1485, secili OST do të ndërtojë një MIRr për

një vit në avancë për secilin nga skenarët e zhvilluar në përputhje me Nenin 65 të Rregullores 2017/1485.

2. Në pajtim me Nenin 70 (2) të Rregullores 2017/1485, secili OST do të ndërtojë një MIRr për një ditë në avancë për çdo njësi kohore të tregut të ditës së dorëzimit. Pika mesatare e secilës njësi kohore të tregut do të përdoret si afati reference.

3. Në pajtim me Nenin 70 (2) të Rregullores 2017/1485, para secilës kohë referimi çdo OST do të ndërtojë një MIRr për brenda ditës për çdo njësi kohore të tregut të ditës së dorëzimit ndërmjet kohës së referencës dhe kohës tetë orësh pas kohës referente. Kohë referimi do të jetë 00: 00h, 08: 00h dhe 16: 00h. Pika e mesme e secilës njësi kohore të tregut do të përdoret si periudhë kohore reference.

4. Në bazë të Neneve 70 (2) dhe 76 (1) (a) të Rregullores 2017/1485, secili OST i çdo rajoni të llogaritjes së kapaciteteve duhet të ndërtojë një MIRr për brenda ditës për çdo njësi kohore të tregut të ditës së shpërndarjes midis periudhave shtesë të referencës të përcaktuara në Nenin 76 (1) (a) (nëse ka) dhe kohën T ore më vonë se koha e referencës. Të gjithë OST-të e secilës rajon të llogaritjes së kapacitetit së bashku do të përcaktojnë parametrin T si dhe afatet plotësuese të referimit sipas Nenit 76 (1) (a) të Rregullores 2017/1485 dhe do të publikojnë këtë informacion (nëse ka) në internet. Pika mesatare e secilës njësi kohore të tregut do të përdoret si afati reference.

5. Gjatë ndërtimit të MIRr, për të siguruar cilësinë, plotësinë dhe qëndrueshmërinë e tyre, secili OST do të kryejë hapat e mëposhtëm:

a) krijon një model të përditësuar të pajisjeve që përmban të dhënat strukturore të përshkruara në Nenet 5 deri 11;

b) identifikon dhe inkorporon ndryshimet strukturore në përputhje me parimet e përcaktuara në Nenin 3;

c) përfshin supozimet operative të përditësuara duke përfshirë të dhënat e ndryshueshme të përshkruara në Nenet 12 deri 16;

d) shkëmben me të gjitha OST-të e tjerë të dhënat e përshkruara në Nenin 17 nëpërmjet mjedisit të të dhënave të planifikimit operativ të ENTSI-E të përmendur në Nenin 21;

e) zbaton rregullat e përbashkëta për përcaktimin e pozicionit neto në secilën zonë ofertuese dhe fluksin për çdo linjë të rrymës së vazhduar përcaktuar në Nenet 18 dhe 19;

f) garanton që modeli të jetë në përputhje me pozicionet neto dhe flukset në linjat me rryme të vazhduar, të krijuara në përputhje me Nenet 18 dhe 19;

g) garanton se veprimet korrigjuese të aplikuara (nëse ka) janë të përfshira në model mund të identifikohet qartë siç kërkohet nga Neni 70 (4) i Rregullores 2017/1485 dhe janë në përputhje me metodologjinë për veprimet korrigjuese menaxhuar në mënyrë të koordinuar sipas Nenit 76 (1) (b) i Rregullores 2017/1485, dhe objektivit të përgjithshëm për një trajtim të drejtë dhe jodiskriminues sipas Nenit 4 (2) (a) të Rregullores 2017/1485;

h) kryen analizen e flukseve për të verifikuar që:

i. zgjidhja konvergjon;

ii. ka besueshmëri të niveleve të tensionit në nyjet e rrjetit dhe të flukseve të fuqisë reaktive dhe aktive në elementet e rrjetit;

iii. ka besueshmëri të prodhimit të fuqisë reaktive dhe aktive në secilin gjenerues;

iv. ka besueshmëri të prodhimit/konsumit të fuqisë reactive në shunt-reaktorve e lidhur në rrjet; dhe

v. ka pajtueshmëri me standardet e aplikueshme të sigurisë operative

i) nëse kërkohet, ndryshon modelin e pajisjeve dhe/ose supozimeve operative dhe përsërit hapin (h);

j) nëse zbatohet, kryen reduktimin e rrjetit në përputhje me Nenin 11;

k) siç kërkohet me Nenin 79(2) të Rregullores 2017/1485 eksporton modelin MIRr dhe e ve atë në dispozicion të krijimit të modelit të përbashkët të rrjetit nëpërmjet mjedisit të të dhënave të planifikimit operativ të ENTSO-E të përmendur në Nenin 21;

l) sigurohet që MIRr plotëson kriteret e cilësisë në përputhje me Nenin 23;

m) përsërit hapat përkatës siç kërkohen dhe në përputhje me detyrimet e tjera të përcaktuara në këtë metodologji.

6. Çdo OST do të respektojnë procesin për bashkimin e MIRr në një MPRr përshkruar në Nenin 20.

7. Çdo OST duhet të respektojë kërkesat e parashikuara në Nenin 22. Të gjitha kohët e përcaktuara në këtë Propozim MMPRr i referohen kohës së tregut, siç përcaktohet në Nenin 2 (15) të Rregullores 2015/1222.

Neni 5

Të dhënat për t'u përfshirë në MIRr-evc

1. MIRr duhet të përmbajë elementet e sistemeve të transmetimit të tensionit 220 kV dhe më të lartë, duke përfshirë sistemet HVDC. Elementet e sistemit të transmetimit me tension nën 220kV do të përfshihen nëse këto kanë ndikim të rëndësishëm në sistemin e transmetimit të OST. Në minimum, kjo kërkon përfshirjen e elementeve të rrjetit të tensionit të lartë për sa kohë që ato përdoren në analizat rajonale të sigurisë operative për kornizën përkatëse kohore si dhe të gjitha elementët shtesë të rrjetit të cilat duhet të përfshihen për një përfaqësim të duhur të pjesëve përkatëse të rrjetit duke përfshirë elementët e rrjetit të lidhur me to.
2. Një identifikues unik do të vendoset për çdo element të rrjetit të përfshirë në model.
3. Ku kjo metodologji i referohet ndarjes sipas burimeve primare të energjisë, është e nevojshme një ndarje në burimet e primare të energjisë në përputhje me ato të përdorura nga platforma e transparencës së informacionit në pajtim me Rregulloren 543/2013.
4. Nëse ndonjë nga të dhënat e kërkuara nuk është e disponueshme për ndonjë OST, në vënd të saj, OST do të përdorë parashikimin e tij më të mirë.

Neni 6

Elementet e rrjetit

1. Elementet e rrjetit të përshkruar në paragrafin 2 të këtij Neni duhet të përfshihen në çdo MIRr pavarësisht nëse këto janë të operuar nga OST ose OSSH (përfshirë OSMSh) në qoftë se këto elemente e rrjetit janë të nivelit të tensionit:
   a) 220 kV ose më lart;
   b) prej më pak se 220 kV dhe elementet e rrjetit të cilët përdoren në analizat e sigurisë operative rajonale.
2. Elementet e rëndësishëm të rrjetit dhe të dhënat që duhet të ofrohen për ta janë:
   a) Për nën-stacionet: nivelet e tensionit, seksionet e zbarrave dhe nëse është e aplikueshme metoda e modelimit e përdorur për pajisjet komutuese, lloji çelsave, thikave, izolatorëve dhe celsave të ngarkesës;
   b) Për linjat ose kabllot: karakteristikat elektrike, nën-stacionet në të cilat janë të lidhura;
   c) Për transformatorët e fuqisë përfshire transformatoret fazues: karakteristikat elektrike, nën-stacionet ku janë të lidhur, lloji i ancafkave, dhe llojin e rregullimit ku është e mundur;
   d) Për pajisjet kompensuese të fuqisë dhe sistemet e transmetimit fleksibël AC (FACTS): tipi, karakteristikat elektrike, dhe llojin e rregullimit ku është e mundur.
3. Një model apo një model ekuivalent i atyre pjesëve të rrjetit që operohen në tension më të vogël se 220 kV do të përfshihen në MIRr pavarësisht nëse janë pjesë e rrjetit OST ose OSSH (përfshirë OSMSh) nëse:
   a) këto pjesë të rrjetit kanë elemente të përdorur në analizat rajonale të sigurisë operative, ose
   b) elementet përkatës të rrjetit në këtë pjesë të rrjetit lidhin:
      i. një njësi gjeneruese ose ngarkese të modeluar në mënyrë të detajuar në përputhje me Nenin 8 ose 9 në tension 220 kV apo më të lartë;
      ii. dy nyje në tension 220 kV ose më e lartë.
4. Modelet ose modelet ekuivalente të atyre pjesëve të rrjetit të operuar në një tension më të vogël se 100 kV duhet të përfshihen në MIRr vetëm nëse është e nevojshme për një përfaqësim të përshtatshëm të pjesëve përkatëse të rrjetit duke përfshirë elementët e rrjetit të lidhur me to.
5. Pavarësisht nga niveli i tensionit, modelet dhe modelet ekuivalente sipas paragrafit 3 ose 4 duhet të përmbajnë së paku agregatët e ngarkesës të ndara nga gjenerimi dhe kapaciteti gjenerues të ndara nga burimet primare të energjisë dhe të ndara nga ngarkesa në pjesët përkatëse të rrjetit të ndara nga nënstacionet të modelit ekuivalent ose të nënstacioneve në të cilat janë lidhur pjesët përkatëse të rrjetit.

Neni 7

Pikat kufitare

1. Për secilën kufi përkatës, OST-të përkatëse do të përcaktojnë përgjegjësitë e tyre përkatëse përsa i përket modelimit të rrjetit duke rënë dakord mbi pikat kufitare përkatëse.
2. Secili OST do të përfshijë të gjitha elementet përkatëse të rrjetit në anën e saj të secilës pikë kufitare në MIRr të saj.
3. Çdo OST do të përfshijë çdo pikë kufitare në IGM-në e saj me një injektim fiktiv.

Neni 8
Gjenerimi

1. Njësitë gjeneruese përfshirë pompat dhe kapacitoret sinkron duhet të modelohen në detaje, nëse ata janë të lidhura në nivelin e tensionit:
   a) 220 kV ose më lart;
   b) më pak se 220 kV dhe t përdoren në analizat rajonale të sigurisë operative.
2. Shumë njësi gjeneruese identike apo të ngjashme mund të modelohen në detaje së bashku nëse ky modelim është i mjaftueshme në analizat rajonale të sigurisë operative. Për njësitë gjeneruese të modeluara në mënyrë të detajuar së bashku, një model ekuivalent duhet të përfshihen në MIRr.
3. Kapaciteti gjenerues i modeluar në mënyrë jo të detajuar, do të përfshihet në MIRr si shumatore e modeluar.
4. Si për njësitë gjeneruese të modeluara në mënyrë të detajuar ashtu edhe për ato të modeluara si shumatore të kapacitetit gjenerues, të ndara sipas burimeve primare të energjisë dhe të vecuar nga ngarkesa, në MIRr duhet të përfshihen të dhënat e mëposhtme:
   a) pika e lidhjes;
   b) burimi primar i energjisë.
5. Për njësitë gjeneruese të modeluara në mënyrë të detajuar, në MIRr duhet të përfshihen të dhënat e mëposhtme:
   a) vlerat maksimale dhe minimale të fuqisë aktive; të përcaktuara si vlera për të cilat njësi gjeneruese mund të rregullohet. Në rastin e pompave hidroelektrike rezervuese, do të modelohen dy cikle dhe dy të dhënat duhet të jenë të jepen (dmth, nga një për të gjenerimin dhe mënyrën e pompimit);
   b) llojin e mënyrës së kontrollit, me një nga të mëposhtme: "e padisonueshme", "në kontroll të tensionit", "në kontroll të faktorit të fuqisë", "në kontroll të fuqisë reaktive" dhe, për njësitë gjeneruese me tension të rregullueshëm, zbarat me tension të rregulluara ku ku eshtë vendour tensioni I planifikuar;
   c) vlerat maksimale dhe minimale të fuqisë reaktive kur është dhënë vlera minimale dhe maksimale e fuqisë aktive, si dhe, kurbën e aftësisë në qoftë se kjo është e nevojshme për analizën rajonale të sigurisë operative;
   d) nevoja vetjake e njësisë gjeneruese që përfaqëson kërkesën e brendëshme të njësisë gjeneruese, nëse është e nevojshme në analizat rajonale të sigurisë operative duhet të modelohet si një ngarkesë jo-konforme në pikën e lidhjes,
6. Për njësitë gjeneruese të modeluara si shumatore në MIRr duhet të përfshihen të dhënat e mëposhtme:
   a) shumatorja e kapacitetit gjenerues e ndarë sipas burimeve primare të energjisë dhe e ndarë nga ngarkesa në pjesët korresponduese të rrjetit të ndara sipas nën-stacioneve të e modelit ekuivalent apo nën-stacioneve në të cilat janë të lidhura pjesët korresponduese të rrjetit.

Neni 9
Ngarkesa

1. Ngarkesat duhet të jenë të modeluar në detaj nëse janë të lidhura në nivelet e tensionit
   a) 220 kV ose më lart;
   b) më pak se 220 kV dhe ato përdoren në analizat rajonale të sigurisë operative.
2. Shumë ngarkesa identike apo të ngjashme mund të modelohe në detaje së bashku nëse ky modelim është i mjaftueshëm për analizat rajonale të sigurisë operative. Për ngarkesat e modeluara në mënyrë të detajuar së bashku, në MIRr duhet të përfshihet një model ekuivalent.në MIRr.
3. Ngarkesa e modeluar në mënyrë jo të detajuar, do të përfshihet në modelin MIRr e modeluar si shumatore.

4. Për ngarkesat e modeluara në mënyrë të detajuar si dhe për ato të modeluara si shumatore të ndara nga gjenerimi, në MIRr duhet të përfshihen të dhënat e mëposhtme:
   a) pika e lidhjes;
   b) faktori i fuqise ose fuqia reactive
   c) flamuri I përputhshërisë (ku vlera "e vërtetë" nënkupton që konsumi i fuqisë aktive dhe reaktive i ngarkesës duhet të jetë i shkallëzuar kur shkallëzohet ngarkesa e përgjithshme).
5. Për ngarkesat e modeluara si shumatore, në MIRr duhet të përfshihen të dhënat e mëposhtme:
   a) shumatorja e ngarkeses (e ndarë nga gjenerimi) në pjesët korresponduese të rrjetit të ndara sipas nën-stacioneve të modelit ekuivalent apo nën-stacioneve në të cilat janë të lidhura pjesët korresponduese të rrjetit.

Neni 10

Lidhjet HVDC

1. Lidhjet HVDC duhet të modelohen pavarësisht nëse janë të vendosura tërësisht brenda një zone të vetme ofertuese apo nëse lidhin dy zona ofertuese.
2. OST brenda zonës(ave) ofertuese të së cilës ndodhet lidhja HVDC ose OST-të në zonat ofertuese të së cilëve janë të lidhur nëpermjet lidhjes HVDC duhet të dakortësojnë për shkallën e detajeve me të cilën do të modelohet lidhja HVDC. Ato do të bazojnë vendimin e tyre mbi funksionet për të cilat do të përdoret lidhja HVDC. Si parazgjedhje, një lidhje HVDC do të modelohet në mënyrë të detajuar dhe pjesët AC/DC e lidhjes HVDC do të shkëmbehen nga OST-ve në fjalë, pavarësisht se funksionet për të cilat do të përdoret nuk e kërkojnë këtë.
3. Për lidhjet HVDC të modeluara në mënyrë të detajuar dhe për ato të modeluara në një mënyrë të thjeshtëzuar, duhet të përfshihen të dhënat në vijim:
   a) Pikat e lidhjes.
4. Për lidhjet HVDC ndër-zonale të modeluara në detaje, OST-në fjalë do të bien dakord se cila nga ata do të ofrojë modelin e detajuar duke përfshirë atë në MIRr të tij, ose duke e vënë në dispozicion ndaras. Në rastin e lidhjeve HVDC që lidhin zonën e MPRr me një zonë ofertimi që nuk është pjesë e zonës MPRr, OST që është brenda zonës MPRr do të përfshijë modelin e detajuar në MIRr e tij. Modelet e detajuara të lidhjeve HVDC do të përfshijnë:
   a) karakteristikat elektrike;
   b) llojin dhe karakteristikat e mënyrave të komandimit.
5. Lidhjet HVDC të modeluara në mënyrë të thjeshtuar, do të përfaqësohen nga flukse ekuivalente në pikën e lidhjes.
6. Në rastin e lidhjeve HVDC që lidhin zonën e MPRr me një zonë ofertimi që nuk është pjesë e zonës MPRr, OST që është brënda zonës MPRr do të përpiqer të lidhë një marrëveshje me pronarët e lidhjes HVDC që nuk është pjesë e kësaj metodologjie me qëllim sigurimin e bashkëpunimit të tyre në përmbushjen e kërkesave të përcaktuara në këtë Nen.

Neni 11

Modelimi i rrjeteve fqinje

1. OST-të do të modelojnë lidhjet HVDC me rrjetet fqinje në pajtim me Nenin 10.
2. Çdo OST do të modelojë lidhjet AC me rrjetet fqinje siç është përshkruar në këtë Nen.
3. Në fillim të procesit të përshkruar në Nenin 4, çdo OST do të përdorë një model ekuivalent të rrjeteve fqinje në MIRr të tij.

Neni 12

Topologjia

1. Gjatë ndërtimit të MIRr të tij, çdo OST duhet të sigurojë që
   a) MIRr tregon gjendjen e kyçur/çkyçur, e hapur ose e mbyllur, të të gjitha pajisjeve komutuese të modeluara;
   b) MIRr tregon pozicionin e ancafkave në gjithë transformatoret e modeluar përfshirë transformatorët fazues;
   c) topologjia e MIRr pasqyron padisponueshmërinë e planifikuar ose të detyruar të paisjeve që janë të padisponueshme të modeluara, në përputhje me skenarët e përshkruar në Nenin 3;
   d) topologjia e IGM-së përditësohet për të pasqyruar veprimet korrigjuese të vendosura në bazë të metodologjive në pajtim me Nenin 76 (1) (b) të Rregullores 2017/1485, si dhe veprime të tjera përmirësuese topologjike nëse aplikohen;
   e) duke marrë parasysh c) dhe d), topologjia e MIRr reflekton gjendjen operative më të mirë të mundëshme;
   f) detajet e modelimit dhe statusi i lidhjes së interkonektorëve dhe linjave të lidhjeve me OST-të tjera janë në përputhje me MIRr e OST-ve fqinje përkatëse;
   g) topologjia e të gjitha MIRr të krijuara për qëllime brenda ditës duhet të pasqyrojnë mungesën e padisponueshmërisë së pajisjeve të modeluara.

Neni 13

Injektimi i energjisë dhe ngarkesat

1. Gjatë ndëtimit të MIRr, çdo OST do të respektojë parimet e përgjithshme të mëposhtme në lidhje me injektimet e energjisë dhe ngarkesat:
   a)

      Për modelin e injektimit të energjisë

      i.

         MIRr specifikon injektimin e fuqisë aktive dhe reaktive për çdo njësi gjeneruese të modeluar përfshirë kondesatorët sinkron dhe pompat dhe kjo eshtë e aplikueshme për çdo njësi gjenerimi të modeluar në mënyrë të detajuar në baza individuale ose përbëra ose modeluar si një shumatore;

      ii.

         Injektimi i specifikuar i fuqisë aktive dhe reaktive për çdo njësi gjenerimi të modeluar është në përputhje me limitet e caktuara maksimale dhe minimale të fuqisë aktive dhe reaktive dhe/ose kurbën e aftësise reaktive;

      iii.

         Injektimet e energjisë aktive lidhur me gjenerimin brënda MIRr do të jenë në përputhje me veprimet përkatëse korrigjuese në përputhje me Nenin 76 (1) (b) të Rregullores 2017/1485 dhe masave të tjera të nevojshme për të ruajtur sistemin brenda kufijve të sigurisë operative, duke përfshirë por pa u kufizuar në sigurimin e rezervave të mjaftueshme të sipërme dhe të poshtme të fuqisë aktive që kërkohet për menaxhmin e frekuencës;

   b)

      Për modelin e ngarkesës

      i.

         MIRr specifikon konsumin e fuqisë aktive dhe reaktive nga çdo ngarkesë dhe

pompë në shërbim të modeluar;

ii. Shuma e tërheqjes së fuqisë aktive nga ngarkesat dhe pompat në shërbim të modeluara duhet të përputhet me ngarkesën totale të skenarit të marrë në konsideratë.

2. Gjatë ndërtimit të MIRr, çdo OST do të respektojë parimet e përgjithshme të mëposhtme në lidhje me injektimet e energjisë:

a) Në mënyrë që të krijojë modelin e injektimeve për skenarin përkatës, OST do të zvogëlojë ose përndryshe do të modifikojë individualisht injeksionet e fuqisë aktive që lidhen me njësitë gjeneruese të modeluara;

b) Për njësitë gjeneruese të modeluara në mënyrë të detajuar, gjëndja e disponueshmërisë do të marrë në konsideratë pikat në vijim, në përputhje me skenarët e përshkruar në Nenin 3:

i. Planet e ndërprerjeve;

ii. Profilet e testimit;

iii. Padisponueshmërinë e planifikuar;

iv. çdo kufizim të kapacitetit të fuqisë aktive;

c) për njësitë gjeneruese të dispeçerueshme të modeluara në mënyrë të detajuar, modeli do të marrë në konsideratë sa më poshtë në përputhje me skenarët e përshkruara në Nenin 3:

i. për të gjithë skenarët
   1. statusin e disponueshmërisë;
   2. politikat dhe marrveshjet e aplikueshme me prioritet dispeçerimin);

ii. dispeçerimin më të mirë të parashikuar i bazuar në përzgjedhjen e:
   1. të dhënave përkatëse aktuale, historike ose të parashikuara mbi baza komerciale/të tregut;
   2. dallimin midis gjenerimit të ngarkesës bazë dhe gjenerimit marxhinal;
   3. NKGj (ndryshimi kryesor i gjenerimit), renditjes sipas merit order ose faktorëve të pjesëmarrjes;
   4. çdo informacion tjetër të përshtatshëm;

d) për njësitë gjeneruese të dispeçerueshme të modeluara si shumatore, modeli I dispecerimit të modeluar do të marrë në konsideratë sa më poshtë

i. për të gjithë skenarët modelin me të mirë të parashikuar të dispeçerimit bazuar në përzgjedhjen e:
   1. të dhënave përkatëse aktuale, historike ose të parashikuara mbi baza komerciale/të tregut;
   2. dallimit midis gjenerimit bazë dhe gjenerimin marxhinal;
   3. NKGj (ndryshimi kryesor i gjenerimit), renditjen sipas merit order

ose faktorët e pjesëmarrjes;

4. Të dhënat e kapacitetit gjenerues modeluar si shumator i veçuar nga burimet primare të energjisë dhe nga ngarkesa dhe i menaxhuar nga një agregator, të dhënat e të cilit janë përdorur në analizën rajonale të sigurisë së operimit, të ndara nga nën-stacionet e modelit ekuivalent apo nën-stacionet në të cilat janë të lidhura pjesët përkatëse të rrjetit.
5. çdo informacion tjetër të përshtashëm;

e)

për të gjitha njësitë gjeneruese të përhershme, të modeluara në mënyrë të detajuar ose të modeluara si shumatore, modeli i dispeçerimit të modeluar duhet të marrë parasysh statusin e disponueshmërisë në përputhje me skenarët e përshkruar në Nenin 3 skenarët më të përshtatshëm;

f)

për të gjitha njësitë gjeneruese të përhershme nëse modeluar në detaje ose modeluar si shumatore, modeli i dispeçerimit të modeluar duhet të marrë në konsideratë, në përputhje me skenarët e përshkruar në Nenin 3 parashikimin më të përshtatshëm.

3.

Gjatë ndërtimit të MIRr, çdo OST do të respektojë parimet e përgjithshme të mëposhtme në lidhje me ngarkesat:

a)

Në mënyrë që të krijojë modelin e ngarkesës për skenarin përkatës, OST do të shkallëzojë ose do të modifikojë individualisht tërheqjet e fuqisë aktive dhe reaktive të nyjeve që lidhen me ngarkesat dhe pompat e modeluara;

b)

Për të gjithë skenarët kjo do të bazohet në përzgjedhjet e mëposhtme

i. të dhënat referuese përfajqësuese historike, për sezonin përkatës, ditën, kohën përkatëse, dhe të dhëna të përshtatshme;

ii. SCADA dhe/ose të dhënat e matura;

iii. të dhënat e vlerësuara të gjendjes;

iv. analizat statistikore të të dhënave ose në të dhëna e parashikuara;

v. aallimin mes ngarkesave konforme dhe atyre konforme;

vi. ndërprerjet e planifikuara të paktën për ngarkesa të modeluara në mënyrë të detajuar;

vii. për ngarkesat e modeluara në detaje konsumin maksimal të fuqisë aktive dhe karakteristikat e kontrollit të fuqisë reaktive, ku këto janë të instaluara, si dhe fuqinë aktive maksimale dhe minimale e disponueshme për menaxhim të kërkeses dhe kohëzgjatjen maksimale dhe minimale të çdo përdorimi potencial të kësaj fuqie për menaxhim të kërkesës;

viii. për ngarkesa të modeluara si shumatore dhe të menaxhuara nga një aggregator, të dhënat të cilat janë përdorur në analizën rajonale të sigurisë së operimit, shumatoret e fuqisë aktive maksimale dhe minimale në dispozicion për menaxhim të kërkesës, të veçuara nga gjenerimi, dhe kohëzgjatjen maksimale dhe minimale të përdorimit potencial të kësaj fuqie, të disponueshme për menaxhimin e kërkesës së menaxhuar nga agregatori në pjesën përkatëse të rrjetit , të ndarë nga nën-stacionet e modelit ekuivalent

ose nën-stacionet në të cilat janë lidhur pjesët përkatëse të rrjetit;

ix. për ngarkesat e modeluara si shumatore dhe të menaxhuara nga një aggregator, të dhënat e të cilit janë përdorur në analizën rajonale të sigurisë së operimit, një parashikim i fuqisë aktive të pakufizuar, të disponueshme për menaxhim të kërkesës dhe çdo përgjigje të planifikuar të kërkesës;

x. çdo informacion tjetër të përshtatshëm;

Neni 14

Monitorimi

1. Gjatë ndërtimit të MIRr, çdo OST do të respektojnë rregullat e përcaktuara në këtë Nen në lidhje me kufijtë e monitorimit operativ për të gjithë elementet e modeluar të rrjetit.

2. Për çdo skenar të gjithë kufijtë operativ duhet të jenë në përputhje me kushtet operative, duke përfshirë, por jo kufizuar nga sezoni dhe faktorët përkatës të tjerë mjedisorë dhe meteorologjikë.

3. Për çdo skenar, çdo OST do të sigurojë

që a) MIRr specifikon, për çdo linjë transmetimi të modeluar në mënyrë eksplicite, kabllin, transformatorin dhe elementët përkatës të pajisjeve DC, ose

i. një PATL, nëse vlerësimi nuk varet nga kushtet meteorologjike ose defekteve; ose

ii. vlerësimin më të mirë të parashikuar nëse vleresimi varet nga kushtet meteorologjike ose para defektit;

b) MIRr specifikon, për asetet përkatëse, një ose më shumë TATL, për sezonin përkatës dhe bazuar në PATL në fuqi, për çdo linjë transmetimi të modeluar në mënyrë eksplicite, kabllin, transformatorin dhe elementët përkatës të pajisjes DC.

c) MIRr përcakton kohëzgjatjen e një TATL për të gjithë elementët e pajisjeve të transmetimit, për të cilat është specifikuar kohëzgjatja e një TATL, për çdo TATL të specifikuar;

d) MIRr specifikon rrymën e çkycjes për çdo pjesë përkatëse të pajisjeve të transmetimit të modeluar në mënyrë eksplicite, nëse është e mundur;

e) MIRr në mënyrë të përshtatshme reflekton vlerat maksimale dhe minimale të pranueshme të tensionit në çdo nivel të tensionit nominal, në bazë të kodeve, standardeve, liçensave, politikave dhe marrëveshjeve përkatëse lokale në zbatim;

f) Kufijtë e monitorimit operativ që zbatohen për interkonektorët dhe linjat lidhëse me OST-të e tjerë janë në përputhje me ato të specifikuara në MIRr e OST-ve përkatëse fqinje;

g) Kufijtë e monitorimit operativ të specifikuara në MIRr janë në përputhje me limitet e sigurisë operative;

h)

MIRr specifikon kufinj artificial të PATL dhe TATL mbi elementët individual përkatës ose grupeve të elementëve të paisjeve të transmetimit të modeluar në mënyrë që të përfshijë kufizimet lokale të transmetimit, që nuk janë të lidhura me sigurinë e termike ose qëndrueshmërinë e tensionit, duke përfshirë kufizimet që lidhen me gjendjen kalimtare apo qëndrueshmërinë e tensionit;

i)

për të gjitha modelet ekuivalente të pajisjeve të transmetimit dhe për elementët e modeluar të pajisjeve që nuk operohen nga OST, duke përfshirë rrjetet e shpërndarjes, që janë të rëndësishme në lidhje me analizën e sigurisë operative dhe llogaritjen e kapacitetit ndër-zonal, MIRr përcakton limitet e duhura operative ekuivalente.

Neni 15

Parametrat e komandimit

1.

Gjatë ndërtimit të çdo MIRr, çdo OST do të përcaktojë parametrat e duhur të kontrollit për të paktën elementet e mëposhtëm të pajisjeve rregulluese, ku janë modeluar dhe janë me rëndësi:

a)

transformatorët e fuqisë dhe ancafkat e tyre;

b)

transformatorët e fazues dhe ancafkat e tyre;

c)

Pajisjet kompenuese të energjisë reaktive, duke përfshirë por jo kufizuar në:

i.

shunt- kompensatorët, përfshirë shunt-kapacitoret ose shunt-reaktoret ose bankat e shunt-reaktorëve ose kapacitorëve që kyçen në mënyre diskrete

ii.

kompensatoret statike VAR;

iii.

kondesatorët sinkron;

iv.

kompensatoret statike sinkron (STATCOM) dhe pajisje të tjera fleksibël AC (FACTS);

d)

gjeneratorët që marrin pjesë në rregullim tensioni ;

e)

pajisje DC.

2.

Në rastin e elementeve të pajisjeve të përmendura në pikat (a), (b), (c), dhe (d) të paragrafit 1, çdo MIRr duhet të përfshijë informacionin e mëposhtëm, kur është e nevojshme:

a)

gjëndja e rregullimit - në punë / jashtë pune;

b)

mënyra e rregullimit - tensioni, fuqia aktive, fuqia reaktive, faktori i fuqisë, rryma, ose mënyra të tjetëra të aplikueshme;

c)

Objektivi i rregullimit ose synimi i intervalit në kV, MR, MVAr, p.u, ose njësitë e tjera të përshtatshme;

d)
objektivi i rregullimit në bandë;
e)
rregullimi i faktorit të pjesëmarrjes;
f)
nyjet balancuese.

3. Në rastin e elementëve të përmendurë në pikën (e) të paragrafit 1, çdo MIRr duhet të përfshijë informacionin e mëposhtëm, kur është e nevojshme:
a)
regjimin e punës - inverter / shndërrues;
b)
mënyra e kontrollit - tensioni, fuqia aktive, fuqia reaktive, faktori i fuqisë, rryma, ose mënyra të tjeta të aplikueshme;
c)
fuqia aktive e synuar;
d)
tensioni i synuar;
e)
nyjet balancuese.

4. Kur një element i modeluar i pajisjes DC është pjesë e një interkonektori, çdo OST do të sigurojë që flukset rezultante në interkonektor janë në përputhje me flukset e rëna dakord për linjat e rrymës së vazhduar për skenarin përkatës në përputhje me Nenin 18.

5. Çdo OST do të sigurojë që tensionet e synuara dhe diapazoni synuar i tensionit janë pasqyruese të skenarit përkatës dhe të politikave në fuqi të zbatueshme për menaxhim të tensionit dhe limiteve operative të sigurisë.

6. Çdo OST duhet të specifikojë të paktën një nyje referuese në çdo MIRr për menaxhimin e mospërputhjes mes prodhimit total dhe kërkesës gjatë kryerjes së një analize të flukseve.

Neni 16

Supozime mbi rrjetet fqinje

1. Gjatë ndërtimit të MIRr, çdo OST do të përditësojë supozimet operative në lidhje me rrjetet fqinje me grupin më të besueshëm të vlerësimeve praktike. Pas përfundimit të suksesshëm të kontrolleve të përshkruara në Nenin 4 (5) (h), modelet ekuivalente të rrjeteve fqinje do të hiqen dhe zëvendësohet me injeksionet ekuivalente në pikat përkatëse kufitare.

2. Për çdo MIRr shuma e injeksioneve në pikat kufitare do të jetë e barabartë me pozicionin neto korrespondues.

Neni 17
Informacion i lidhur

1. Për të bërë të mundur aplikimin e rregullave për ndryshimin e karakteristikave të modeleve individuale të rrjetit gjatë llogaritjes së kapaciteteve dhe proceset e tjera përkatëse, çdo OST do të vendosë në dispozicion informacionin e mëposhtëm për të gjithë OST-të nëpërmjet platformës së informacionit të përmendur në Nenin 21:
a)
NKGj (ndryshimi kryesor i gjenerimit [*(GSK) generation shfit key*].

Neni 18

Pozicioni neto dhe flukset në linjat me rrymë të vazhduar

1. Për të gjithë skenarët e llogaritjes së kapacitetit për peridhën një vit në avancë në pajtim të Nenit 3, çdo OST do të ndjekë procedurën e rregullimit të MPRr të përshkruar në Nenin 19.

2. Për të gjithë skenarët e llogaritjes së kapacitetit për peridhën një ditë në avancë në pajtim të Nenit 3"

a)

parashikimi më i mirë i pozicionit neto për secilën zonë ofertuese dhe flukset në çdo linjë të rrymës së vazhduar duhet të bazohet në shkëmbimet e planifikuara të përputhura të vërtetuara;

b)

secili OST do të ndajë me të gjithë OST-të tjera pozicionin neto për zonën e ofertimit dhe vlerat e flukseve në çdo linjë të të rrymës së vazhduar të përdorur në MIRr të saj nëpërmjet mjedisit të të dhënave të planifikimit operativ të ENTSO-E të përshkruar në Nenin 21 në përputhje me Procesi i MPRr përshkruar në Nenin 22.

3. Për të gjitha skenarët sipas Nenit 3 në rast të zonave të ofertave të lidhura me më shumë se një linjë të rrymës së vazhduar, OST-të e interesuara do të bien dakord mbi vlerat e qëndrueshme për flukset në linjat e rrymës së vazhduar që do të përdoren në çdo MIRr të OST-së. Këto gjithashtu do të jenë vlerat që OST-të i vënë në dispozicion të të gjithë OST-ve të tjera.

Neni 19

Rregullimi i MPRr

1. Për çdo skenar për llogaritjen e kapacitetit për periudhën një vit në avancë në pajtim me Nenin 3, çdo OST do të përgatisë dhe ndajë me të gjitha OST-ve të tjerë nëpërmjet mjedisit të të dhënave të planifikimit operativ të ENTSO-E të përmendur në Nenin 21, në përputhje me përshkrimin e procesit MPRr përcaktuar në Nenin 22 parashikimin e saj më të mirë të:
   a) pozicionit neto për zonën e tij ofertuese, duke qenë ky pozicioni neto paraprak;
   b) fluksit për çdo linjë të rymës së vazhduar në zoNen e tij ofertuese duke qenë ky flukset paraprake në çdo linjë të rymës së vazhduar;
   c) çdo të dhënë tjetër që kërkohet nga algoritmi në pajtim me paragrafin 2.
2. Të gjithë OST-të bashkërisht do të përcaktojnë një algoritëm për secilin skenar dhe për të gjitha zonat ofertuese rregullimet e pozicioneve neto paraprake dhe flukset paraprake në çdo linjë të rrymës së vazhduar në një mënyrë të tillë që pas përshtatjes nga algoritmi:

a)

shuma e pozicioneve neto të rregulluara për të gjitha zonat e ofertimit në zonën MPRr balancon pozicionin neto të synuar për zonën MPRr;

b)

për të gjitha zonat ofertuese të lidhura me të paktën një linjë të rrymës së vazhduar, shuma e flukseve në të gjitha linjat e rrymës së vazhduar është reciprokisht në përputhje për të dy zonat ofertuese në fjalë.

3. Algoritmi do të ketë vetitë ose veçoritë vijuese për të siguruar që nuk ka diskriminim të panevojshëm ndërmjet shkëmbimeve të brendshme dhe ndër-zonale:

a)

regullimet e pozicioneve paraprake neto dhe flukset paraprake në çdo linjë të rrymës së vazhduar do të perdoren në të gjitha zonat ofertese dhe asnjë zonë ofertuese nuk do të përfitojë nga trajtimi preferencial apo statusi i privilegjuar në lidhje me funksionimin e algoritmit;

b)

në funksionin e tij objektiv, algoritmi duhet të japë peshën e duhur për sa vijon gjatë

përcaktimit të përshtatjeve të kërkuara:

i. shkallës së rregullimeve të nevojshme për çdo pozicion neto paraprak dhe flukseve paraprake në çdo linjë të rrymës së vahduar, që duhen minimizuar;

ii. aftësisë së një zone ofertuese për të rregulluar pozicionin neto paraprak dhe flukset paraprake në çdo linjë të rrymës së vazhduar, bazuar në kritere objektive dhe transparente;

c) algoritmi duhet të përcaktojë kriteret objektive dhe transparente dhe kriteret e cilësisë të të dhënave që duhet të përmbushë çdo OST;

d) algoritmi duhet të jetë i aftë mjaftueshëm për të siguruar rezultatet sipas paragrafit 2, në të gjitha rrethanat nëpërmjet të ddënave që i janë ofruar.

4. OST-të do të bien dakord mbi procedurat për:

a) të zvogëluar vlerën absolute të shumës së pozicioneve neto paraprake për të gjitha zonat e ofertimit në zonën MPRr; dhe

b) të ofruar të dhëna të përditësuara nëse është e nevojshme; dhe

c) të marrë parasysh kapacitetet rezervë dhe limitet e qëndrueshmërisë në qoftë se është e nevojshme për përditësimin e të dhënave.

5. OST-të do të shqyrtojnë rregullisht dhe nëse është e nevojshme, përmirësojnë algoritmin.

6. OST-të do të publikojnë algoritmin si pjesë të të dhënave që do të sigurohen në pajtim me Nenin 31 (3) të Rregullores 2015/1222 dhe Nenit 26 (3) të Rregullores 2016/1719. Nëse algoritmi është modifikuar gjatë periudhës raportuese, OST-të duhet të deklarojnë qartë se cili algoritëm ishte në përdorim gjatë së cilës periudhë dhe ata duhet të shpjegojnë arsyet për modifikimin e algoritmit.

7. Të gjithë OST-të së bashku do të sigurojnë që algoritmi të jetë në dispozicion për palët përkatëse nëpërmjet mjedisit të të dhënave të planifikimit operativ të ENTSO-E të referuar në Nenin 21.

8. Çdo OST do të caktojë një koordinator rajonal të sigurisë i cili do të kryejë, në emër të OST, detyrat e mëposhtme në përputhje me procesin e përshkruar në Nenin 22:

a) të kontrollojë plotësinë dhe cilësinë e të dhënave të dhëna sipas paragrafit 1 dhe nëse është e nevojshme, të zëvendësojë të dhënat e munguara ose ato me cilësi të pamjaftueshme me të dhëna zëvendësuese;

b) të aplikojë algoritmin në mënyrë që të llogarisë për çdo skenar dhe zonë ofertuese pozicionet neto të rregulluara dhe flukset e rregulluara në të gjitha linjat e rrymes së vazhduar që plotësojnë kriteret e përcaktuara në paragrafin 2 dhe u'a vë këto në dispozicion të gjitha OST nëpërmjet mjedisit të të dhënave të planifikimit operativ të ENTSO-E të përmendur në Nenin 21;

c) të sigurojë që rezultatet e arritura janë në përputhje me ato të marra nga të gjithë operatorët rregullues (nëse ka).

9. Në bazë të Nenit 4 (5) (f), secili OST do të sigurojë që IGM-ja e saj është në përputhje me pozicionin neto të përafërt dhe flukset e përafruara në linjat me rrymë të vazhduar të siguruara nga koordinatori rajonal i sigurisë.

Neni 20

Modeli i përbashkët i rrjetit

1. Në përputhje me Nenin 77 (1) (a) të Rregullores 2017/1485 secili OST do të caktojë një koordinator rajonal të sigurisë i cili do të kryejë, në emër të OST, detyrat e mëposhtme sipas procesit të përshkruar në Nenin 22:

a) Kontrollon përputhjen e MIRr-ve të ofruara nga OST kundrejt kritereve të cilësisë të përcaktuara në pajtim me Nenin 23;

b) në qoftë se një MIRr nuk ka cilësinë e përmendur në (a), ose krijohet një MIRr i ri cilësor nga OST përgjegjëse ose zëvendësohet me një MIRr alternativë në përputhje me rregullat e zëvendësimit të përmendura në paragrafin 4 dhe vihet në dispozicion nëpërmjet mjedisit të të dhënave të planifikimit operativ të ENTSO-E i përmendur në Nenin 21;

c) të zbatojë kërkesat në përputhje me paragrafin 2 në mënyrë që të bashkojë të gjitha MIRr në një MPRr në përputhje me Nenin 79 të Rregullores 2017/1485 dhe të bëjë MPRr rezultuese të disponueshme për të gjitha OST-të mjedisit të të dhënave të planifikimit operativ të ENTSO-E i përmendur në Nenin 21

d) siguron që çdo MPRr i krijuar është në përputhje me ato të marrë nga gjithë agjentët e bashkimit (nëse ka);

e) identifikon cënimet e limiteve të sigurisë operative në MPRr;

f) merr nga OST-të MIRr-të përkatëse të përditësuara nën dritën masave e dakortësuara, nëse ka dhe përsërit hapat nga (a) deri (e) siç kërkohet;

g) vlerëson MIRr-të rezultuese duke kontrolluar se është në përputhje me ato të fituara nga të gjithë koordinatorët e tjerë të sigurisë rajonale (nëse ka) dhe e vijnë në dispozicion nëpërmjet mjedisit të të dhënave të planifikimit operativ të ENTSO-E i përmendur në Nenin 21;

2. Të gjithë OST-të së bashku do të përcaktojnë kërkesat e zbatueshme për koordinatorët rajonalë të sigurisë dhe procesin e bashkimit në përputhje me Nenin 23.

3. Çdo agjent bashkimi duhet të plotësojë kërkesat e përmendura në paragrafin 2 dhe do të zbatojë kërkesat e aplikueshme për procesin e bashkimit të përmendur në paragrafin 2.

4. Të gjithë OST-të do të përcaktojnë bashkërisht rregullat e zëvendësimit të aplikueshme në MIRr që nuk plotësojnë kriteret e cilësisë të përcaktuara në Nenin 23.

5. Çdo OST do të sigurojë të dhënat e kërkuara nga rregullat e zëvendësimit të përmendura në paragrafin 4 nëpërmjet mjedisit të të dhënave të planifikimit operative të ENTSO-E të përmendur në Nenin 21.

Neni 21

Mjedisi i të dhënave të planifikimit operativ të ENTSO-E

1. Të gjithë OST-të do të delegojnë detyrën e zbatimit dhe administrimit të një mjedisi të të dhënave të planifikimit operativ të ENTSO-E që ofron të paktën shërbimet e përshkruara në paragrafin 2 në përputhje me Nenin 114 të Rregullores 2017/1485.

2.

Mjedisi i të dhënave të planifikimit operativ të ENTSO-E duhet të mbështesë minimalisht procesin e MPRr në mënyrat e mëposhtme dhe do të ketë të gjitha tiparet e kërkuara për këtë qëllim:

a)

modelet e vitit në avancë - secili OST duhet të jetë në gjendje të përdorë mjedisin e të dhënave të planifikimit operativ të ENTSO-E për të ndarë me të gjitha OST-të e tjera sipas procesit të MPRr të përshkruar në Nenin 22 parashikimin më të mirë të tij

i. pozicionit neto për zonën e tij ofertuese, përfshirë pozicionin neto paraprak;

ii. flukset në çdo linjë me rrymë të vazhduar të lidhura në zonën e tij të ofertimit duke përfshirë flukset paraprake në linjat me rrymë të vazhduar;

iii. çdo të dhënë tjetër që kërkohet nga algoritmi i përcaktuar në Nenin 19 (2);

b)

algoritmi, në pajtim me Nenin 19 (2), do të jetë i arritshëm nëpërmjet mjedisit të të dhënave të planifikimit operativ të ENTSO-E;

c)

koordinatori rajonal i sigurisë duhet të jetë në gjendje të bëjë pozicionet neto të përafruara dhe flukset e përafruara në linjat e rrymës së vazhduar që plotësojnë kërkesat e përcaktuara në Nenin 19 (2) të disponueshme për të gjithë OST-të nëpërmjet mjedisit të të dhënave të planifikimit operativ të ENTSO-E;

d)

modelet e ditës në avancë dhe ato brenda ditës - secili OST duhet të jetë në gjendje të përdorë mjedisin e të dhënave të planifikimit operativ të ENTSO-E me qëllim që të ndajë me të gjithë OST-të pozicionin neto për zonën e saj të ofertimit dhe vlerat e flukseve në çdo linjë të rrymës së vazhduar të përdorur në MIRr të saj sipas procesit të MPRr të përshkruar në Nenin 22;

e)

mjedisi i të dhënave të planifikimit operativ të ENTSO-E do të lejojë që të gjitha informacionet mbi shkëmbimet e planifikuara të jenë në dispozicion nga mjedisi i të dhënave të planifikimit operativ të ENTSO-E;

f)

Secili OST do të jetë në gjendje të bëjë informacionin e lidhur në Nenin 17 të disponueshëm për të gjitha OST-të nëpërmjet mjedisit të të dhënave të planifikimit operativ të ENTSO-E;

g)

secili OST do të jetë në gjendje të bëjë të gjitha MIRr të disponueshme për të gjitha OST-të nëpërmjet mjedisit të të dhënave të planifikimit operativ të ENTSO-E;

h)

për secilin OST dhe secilin skenar, të gjitha të dhënat e kërkuara nga rregullat e zëvendësimit të referuara në Nenin 20 (5) do të jenë në dispozicion nëpërmjet mjedisit të të dhënave të planifikimit operativ të ENTSO-E;

i)

Mjedisit të të dhënave të planifikimit operativ të ENTSO-E duhet të jetë në gjendje të ofrojë informacion mbi statusin e cilësisë së MIRr-ve të dorëzuara duke përfshirë zëvendësimet e nevojshme të bëra;

j)

të gjithë koordinatorët rajonalë të sigurisë do të jenë në gjendje të venë MPRr në dispozicion për të gjithë OST-të nëpërmjet mjedisit të të dhënave të planifikimit operativ të ENTSO-E;

k)

të gjitha informatat e kërkuara në lidhje me pikat kufitare sipas Nenit 7 do të jenë të disponueshme nëpërmjet mjedisit të të dhënave të planifikimit operativ të ENTSO-E;

l)

pikat e mëposhtme të informacionit dhe/ose të të dhënave duhet të jenë në dispozicion të të gjithë OST-ve nëpërmjet mjedisit të të dhënave të planifikimit operativ të ENTSO-E:

i.

NKGj (ndryshimi kryesor i gjenerimit)

Neni 22

Procesi i MPRr

1.

Gjatë përgatitjes së MPRr-ve për vitin në avancë, të gjitha OST-të dhe koordinatorët rajonalë të sigurisë duhet të plotësojnë hapat e mëposhtëm:

a)

deri në 15 korrik plus tre ditë pune të vitit që paraprin vitin e dorëzimit, secili OST do të vejë në dispozicion për të gjithë OST-të pozicionet paraprake neto, flukset paraprake në linjat e rrymës së vazhduar, si dhe të gjitha inputet e tjera të kërkuara për procesin e bashkimit të MPRr në mjedisin e të dhënave të planifikimit operativ të ENTSO-E të referuar në Nenin 21;

b)

deri në 15 korrik plus pesë ditë pune të vitit që i paraprin vitit të dorëzimit, koordinatori rajonal i sigurisë do të kontrollojë plotësinë dhe cilësinë e inputeve të ofruara sipas Nenit 19 (1) dhe, nëse është e nevojshme, të zëvendësojë të dhënat e munguara ose të dhënat me cilësi të pamjaftueshme me të dhëna zëvendësuese;

c)

deri më 15 korrik, plus gjashtë ditë pune të vitit që i paraprin vitit të dorëzimit, koordinatori rajonal i sigurisë do të zbatojë algoritmin për të llogaritur për secilin skenar dhe çdo zonë ofertuese pozicionet neto të përafruara dhe flukset e përafruara në linjat e rrymës së vazhduar që plotësojnë kërkesat e përcaktuara në Nenin 19 (2);

d)

deri më 15 korrik plus nëntë ditë pune të vitit që i paraprin vitit të dorëzimit, koordinatori rajonal i sigurisë do të bëjë këto pozicione neto të përafërta dhe flukset e përafruara në linjat rrymës së vazhduar të disponueshme për të gjithë OST-të nëpërmjet mjedisit të të dhënave të planifikimit operativ të ENTSO-E të referuar në Nenin 21;

e)

Nga 01 shtatori, secili OST do ta bëjë MIRr të tij të disponueshëm nëpërmjet mjedisit të të dhënave të planifikimit operativ të ENTSO-E të referuar në Nenin 21; në pajtim me Nenin 4 (5) (f), OST do të sigurojë që MIRr i tij të jetë në përputhje me pozicionin neto të përafërt dhe flukset e përafruara në linjat me rrymë të vazhduar të siguruara nga koordinatori rajonal i sigurisë;

f)

deri më 01 shtator plus pesë ditë pune koordinatori rajonal i sigurisë së OST-së do të

i. kontrollon përputhshmërinë e MIRr të ofruar nga OST kundrejt kritereve të cilësisë të përcaktuara në pajtim me Nenin 23;

ii. nëse një MIRr dështon në kontrollin e cilësisë të përmendur në (i), ose duhet marrë një MIRr i ri me kualitetit të mjaftueshëm nga OST përgjegjës ose të zëvendësohet me një MIRr alternative në përputhje me rregullat e zëvendësimit të referuara në Nenin 20 (4) dhe të bëjë këtë MIRr të vlefshëm të disponueshëm nëpërmjet mjedisit të të dhënave të planifikimit operativ të ENTSO-E të referuar në Nenin 21;

g) deri më 01 shtator plus dhjetë ditë pune koordinatori rajonal i sigurisë së OST-të do të

i. zbatojnë kërkesat në përputhje me Nenin 20 (3) me qëllim që të bashkojnë të gjitha MIRr-të në një MPRr në pajtim me Nenin 79 (5) të Rregullores 2017/1485 dhe të vejë MPRr-të rezultuese në dispozicion të të gjitha palëve përkatëse mjedisit të të dhënave të planifikimit operativ të ENTSO-E të referuar në Nenin 21;

ii. vlerësojë çdo MPRr të përftuar dhe sigurojë pajtueshmërinë me ato të përftuara nga të gjithë agjentët e bashkimit (nese ka).

2. Sipas Nenit 68 (1) të Rregullores 2017/1485, kur është e zbatueshme, OST-të do të dërgojnë modelet e përditësuara deri në datën e fundit 1 Shtatori i çdo viti dhe në përputhje me Nenin 68 (2) të Rregullores 2017/1485 koordinatorët rajonalë të sigurisë të përgatisin MPRr-të e përditësuara deri në datën e fundit 01 Shtator plus dhjetë ditë pune të çdo viti.

3. Afatet e përcaktuara në paragrafin 1 zbatohen për përgatitjen e MPRr të një viti përpara që mbulon një vit të plotë kalendarik që fillon më 01 Janari dhe përfundon më 31 Dhjetor. Kur horizonti kohor i synuar për MPRr të vitit në avancë ndryshon nga kjo, afatet duhet të ndryshojnë në përputhje me rrethanat. Të gjithë OST-të mund të bien dakord së bashku për të shkurtuar afatet në mënyrë të tillë që të lejohet më pak kohë për përfundimin e një ose më shumë detyrave të renditura në paragrafin 1.

4. T0 është përcaktuar si ajo pikë në procesin e MPRr të ditës përpara, në të cilën secili OST duhet të ketë dorëzuar MIRr të tij për ditën përpara, në mënyrë që procesi MPRr të përparojë në kohën e duhur duke marrë parasysh të gjitha hapat e mëvonshëm në proces. T3 është përcaktuar si ajo pikë në procesin e ardhshëm MPRr në të cilin një MPRr bazuar në të paktën një përsëritje të plotë; dmth., bazuar në një set të MIRr-ve të përditësuara në dritën e një versioni të mëparshëm të MPRr; duhet të jetë në dispozicion për të lejuar përfundimin e të gjitha hapave të mëvonshëm në proces në kohën e duhur. T5 është përcaktuar si ajo pikë në procesin e ardhshëm MPRr në të cilin të gjitha gjetjet dhe vendimet e bazuara në analizën e koordinuar të sigurisë të ndërtimit në MPRr janë konsoliduar dhe komunikuar dhe procesi përfundon. Gjatë përgatitjes së MPRr të njëpasnjëshme, të gjithë OST-të dhe koordinatorët rajonalë të sigurisë duhet të plotësojnë hapat e mëposhtëm:

a) në kohën T0 minus 95 minuta në ditën para ditës së dorëzimit secili OST do të bëjë pozicionin e tij neto dhe flukset në linjat e rrymës së vazhduar për çdo skenar të ardhshëm të disponueshëm nëpërmjet mjedisit të të dhënave të planifikimit operativ te ENTSO-E të referuar në Nenin 21. Këto pozicionet neto dhe flukset në linjat e rrymës së vazhduar do të reflektojnë shkëmbimet ndër-zonale nga koha T0 minus 120 minuta. OST-të në zonat e ofertave ku tregu brënda ditës ndër-zonal për ditën e

ardhshme hapet para kohës T0 minus 90 minuta duhet të përdorin të dhënat e kohës T0 minus 120 minuta;

b)

nga koha T0 minus 90 minuta në ditën para ditës së dorëzimit pozicionet neto të përafruara dhe flukset në linjat e rrymës së vazhduar për çdo skenar të diës përpara do të jenë të disponueshme për të gjithë OST-të nëpërmjet mjedisit të të dhënave të planifikimit operativ të ENTSO-E të referuar në Nenin 21.

c)

menjëherë pas kohës T0 minus 15 minuta në ditën para ditës së dorëzimit, pozicionet neto të përditësuara dhe flukset në linjat e rrymës së vazhduar për skenarin e çdo dite të ardhshme do të vihen në dispozicion të të gjithë OST-ve nëpërmjet mjedisit të të dhënave të planifikimit operativ të referuar në nenin 21 nga ato OST-të, pozicionet neto të të cilave dhe flukset në linjat e rrymës së vazhduar në krahasim me vlerat e përcaktuara në T0 minus 120 minuta për shkak të veprimeve përmirësuese parandaluese të aktivizuara nga këto OST-të. Pozicionet dhe flukset neto të përditësuara në linjat aktuale direkte do të pasqyrojnë shkëmbimet ndër-zonale nga T0 minus 120 minuta, si dhe transaksionet e OST-OST të lidhura ndërmjet asaj kohe dhe T0 minus 20 minuta me qëllim të aktivizimit të veprimeve përmirësuese parandaluese.

d)

në kohën T0 minus 10 minuta në ditën para ditës së dorëzimit, pozicionet e përditësuara të azhurnuara dhe flukset e linjave të rrymës së vazhduar për çdo skenar të ardhshëm do të jenë në dispozicion për të gjithë OST-të nëpërmjet mjedisit të të dhënave të planifikimit operativ të ENTSO-E të referuar në Nenin 21.

e)

nga koha T0 në ditën para ditës së dorëzimit, secili OST do ta bëjë MIRr-në e tij në dispozicion nëpërmjet mjedisit të të dhënave të planifikimit operativ të ENTSO-E në përputhje me Nenin 21; në pajtim me Nenin 4 (5) (f) OST do të sigurojë që MIRr-ja e saj të jetë në përputhje me shkëmbimet e planifikuara të përmendura në Nenin 22 (4) (d), si dhe veprimet korrigjuese të vendosura në kornizën e mëparshme;

f)

nga koha T plus 50 minuta në ditën para ditës së dorëzimit, koordinatori rajonal i sigurisë së OST-së do të

i.

kontrollojë përputhshmërinë e MIRr të ofruar nga OST-ja kundrejt kritereve të cilësisë të përcaktuara në pajtim me Nenin 23;

ii.

nëse një MIRr nuk arrin kontrollin e cilësisë të referuar në (i), ose do të marrë një MIRr të ri të kualitetit të mjaftueshëm nga OST i ngarkuar ose do ta zëvendësojë me një MIRr alternative në përputhje me rregullat e zëvendësimit të referuara në Nenin 20 (4) dhe ta vejë këtë MIRr të vlefshëm në dispozicion nëpërmjet mjedisit të të dhënave të planifikimit operativ të energjisë elektrike të ENTSO-E të referuar në Nenin 21;

g)

me kohën T0 plus 60 minuta në ditën para ditës së dorëzimit, koordinatori rajonal i sigurisë së OST-së do të

i.

zbatojë kërkesat e specifikuara në nenin 20 (2) me qëllim që të bashkojë të gjitha MIRr-të në një MPRr në pajtim me Nenin 79 (5) të Rregullores 2017/1485 dhe të vejë MPRr-të rezultuese në dispozicion të të gjitha palëve përkatëse nëpërmjet mjedisit të të dhënave të planifikimit operativ referuar në Nenin 21;

ii. vërtetoni secilën MPRr të marra për të siguruar që është në përputhje me ato të fituara nga të gjithë koordinatorët e tjerë të sigurisë rajonale (nëse ka);

h) pas vlefshmërisë së MPRr në kohën T0 plus 60 minuta në ditën para ditës së dorëzimit

i. OST-të dhe koordinatorët rajonalë të sigurisë do të kryejnë analiza të koordinuara të sigurisë operative siç kërkohet nga metodologjia për koordinimin e analizave të sigurisë operative në përputhje me Nenin 75 (1) të Rregullores 2017/1485, dispozitat e përbashkëta për koordinimin rajonal të sigurisë operative në përputhje me nenin 76 (1) dhe procedura dhe marrëveshje të tjera relevante;

ii. koordinatori rajonal i sigurisë, kur është e zbatueshme, do të vë në dispozicion një MPRr të përditësuar, duke përfshirë çdo veprim përmirësues të miratuar nga koha T3;

i) procesi do të përsëritet në mes të kohës T0 dhe kohës T5 siç kërkohet nga metodologjia për koordinimin e analizës operative të sigurisë sipas Nenit 75 (1) të Rregullores 2017/1485.

5. Të gjithë OST-të së bashku do të përcaktojnë kohën T0 dhe T3 dhe T5 në përputhje me metodologjinë për koordinimin e analizave operative të sigurisë sipas Nenit 75 (1) të Rregullores 2017/1485 dhe publikojnë këto kohë në faqen e internetit të ENTSO-E. Të gjithë OST-të mund të bien dakord së bashku për të shkurtuar afatet në mënyrë të tillë që të lejohet më pak kohë për përfundimin e një ose më shumë detyrave të renditura në paragrafin 4.

6. Gjatë përgatitjes së MPRr-ve brenda ditës, të gjithë OST-të dhe koordinatorët rajonalë të sigurisë duhet të plotësojnë hapat e mëposhtëm:

a) nga 1 orë 35 minuta para kohës së referencës secili OST do të vejë pozicionin e tij neto dhe flukset në linjat e rrymës së vazhduar për secilin skenar brenda ditës të disponueshme për të gjithë OST-të nëpërmjet mjedisit të të dhënave të planifikimit operativ të ENTSO-E të referuar në Nenin 21. Këto pozicione neto dhe flukset në linjat e rrymës së vazhduar do të pasqyrojnë shkëmbimet ndër-zonale nga koha e referencës minus 2 orë;

b) nga 1 orë e 30 minuta para kohës së referencës, pozicionet neto të përafruara dhe flukset në linjat e rrymës së vazhduar për secilin OST dhe për çdo skenar brenda ditës duhet të jenë në dispozicion të të gjithë OST-ve nëpërmjet mjedisit të të dhënave të planifikimit operativ të ENTSO-E të referuar në Nenin 21;

c) nga 1 orë përpara kohës së referencës secili OST do të bëjë MIRr-në e tij për secilën njësi kohore të tregut midis kohës së referencës dhe kohës tetë orë më vonë se koha referuese e disponueshme nëpërmjet mjedisit të të dhënave të planifikimit operativ të ENTSO-E të referuar në Nenin 21; në pajtim me Nenin 4 (5) (f), OST-të do të sigurojë që MIRr të jetë në përputhje me shkëmbimet e planifikuara të përmendura në Nenin 22 (6) (b), si dhe veprimet korrigjuese të dakorduara të përcaktuara në kornizën kohore të mëparshme;

d) nga 55 minuta para kohës së referencës, koordinatori rajonal i sigurisë së OST-ve do të

i. kontrollojë qëndrueshmërinë e MIRr të ofruar nga OST kundrejt kritereve të cilësisë të përcaktuara në përputhje me nenin 23;

ii. nëse një MIRr nuk arrin kontrollin e cilësisë të përmendur në (i), ose duhet të marrë një MIRr të ri me kualitetit të mjaftueshëm nga OST përgjegjëse ose ta zëvendësojë me një MIRr alternative në përputhje me rregullat e zëvendësimit të referuara në Nenin 20 (4) dhe të bëjë këtë MIRr të vërtetuar të disponueshëm nëpërmjet mjedisit të të dhënave të planifikimit operativ të ENTSO-E të referuar në Nenin 21;

e) nga 45 minuta para kohës së referencës, koordinatori rajonal i sigurisë së OST-ve do të

i. zbatojë kërkesat e specifikuara në nenin 20 (2) me qëllim që të bashkojë të gjitha MIRr-të në një MPRr në pajtim me nenin 79 (5) të Rregullores 2017/1485 dhe të vejë MPRr-të rezultuese në dispozicion të të gjitha palëve përkatëse nëpërmjet mjedisin e të dhënave të planifikimit operativ të ENTSO-E të referuar në Nenin 21;

ii. vlerëson secilin MIRr të marra për tu siguruar që është në përputhje me ato të fituara nga të gjithë koordinatorët e tjerë të sigurisë rajonale (nëse ka);

f) pa vonesa të panevojshme, pas vlefshmërisë së MPRr 45 minuta para kohës së referencës

i. koordinatori rajonal i sigurisë, kur është e zbatueshme, do të vejë në dispozicion një MPRr të përditësuar bazuar në MIRr të përditësuara që do të sigurohen nga secili OST, duke përfshirë çdo veprim përmirësues të rënë dakord në përputhje me metodologjinë për koordinimin e analizave të sigurisë operative në përputhje me nenin 75 (1) të Rregullores 2017 / 1485, dispozitat e përbashkëta për koordinimin rajonal të sigurisë operacionale në pajtim me nenin 76 (1) dhe procedurat dhe marrëveshjet e tjera përkatëse.

7. Kohët referuese të përmendura në paragrafin 6 fillimisht duhet të jenë 00: 00h, 08: 00h, 16: 00h. Të gjithë OST-të mund të bien dakord bashkërisht për të përcaktuar afate shtesë të referencës dhe / ose për shkurtimin e afateve në mënyrë të tillë që të lejohet më pak kohë për përfundimin e një ose më shumë nga detyrat e renditura në paragrafin 6. Në përputhje me nenin 76 (1) (a) të Rregullores 2017/1485 si dhe Nenit 4 (4), të gjitha OST-të e një rajoni për llogaritjen e kapaciteteve mund të bien dakord së bashku për të përcaktuar kohë referuese shtesë të zbatueshme vetëm për OST-të e rajonit të llogaritjes së kapacitetit si dhe rregullat zëvendësuese të zëvendësimit.

8. Të gjithë OST-të duhet të sigurojnë që procesi i bashkimit dhe MPRr të përfundojnë në kohë për afatet përkatëse operative të përcaktuara në legjislacionin në fuqi dhe metodologjitë përkatëse që duhet të përmbushen dhe që modeli më i saktë dhe më i fundit i mundshëm të mund të dorëzohet për secilën kornizë kohore.

Neni 23

Monitorimi i cilësisë

1. Të gjithë OST-të përcaktojnë bashkërisht kriteret e cilësisë që MIRr duhet të përmbushë në mënyrë që të bashkohen në një model të përbashkët të rrjetit. Një MIRr që nuk i plotëson këto kritere të cilësisë duhet të zëvendësohet me një MIRr zëvendësues.

2. Të gjithë OST-të përcaktojnë bashkërisht kriteret e cilësisë që MPRr duhet të përmbushë përpara se të vihen në dispozicion nëpërmjet mjedisit të të dhënave të
3. planifikimit operativ.

Të gjithë OST-të së bashku do të përcaktojnë kriteret që duhet të përmbushin pozicionet paraprake neto dhe flukset paraprake në linjat e rrymës së vazhduar si dhe të dhënat e tjera hyrëse të kërkuara për procesin e shtrirjes së MPRr sipas Nenit 19. Grupet e të dhënave që nuk i plotësojnë këto kritere zëvendësohen me të dhëna zëvendësuese.

4. Të gjithë OST-të së bashku do të përcaktojnë indikatorë cilësorë që bëjnë të mundur aksesin në të gjitha fazat e procesit të MPRr, duke përfshirë në veçanti procesin e shtrirjes së MPRr-së të përshkruar në Nenin 19. Ata do të monitorojnë këto tregues të cilësisë dhe do të publikojnë treguesit dhe rezultatet e monitorimit si pjesë e të dhënave që do të sigurohen në pajtim me Nenin 31(3) të Rregullores 2015/1222 si dhe Nenin 26(3) të Rregullores 2016/1719.

Neni 24

Afati kohor i zbatimit

1. Pas miratimit të metodologjisë së tanishme çdo OST do të publikojë atë në internet, në përputhje me Nenin 8 (1) të Rregullores 2017/1485.

2. Të gjithë OST-të së bashku do të zhvillojnë një kornizë qeverisjeje për mjedisin e të dhënave të planifikimit operativ të ENTSO të referuar në Nenin 21, i cili në minimum duhet të adresojë temat e pronësisë, pritjes, shpërndarjes së kostos, kërkesave të licencimit dhe përgjegjësisë operacionale. Kjo kornizë e qeverisjes do të përgatitet në një mënyrë të mjaftueshme për të lejuar që të gjithë OST-të të përmbushin afatin e përcaktuar në paragrafin 3.

3. Jo më vonë se tre muaj pas miratimit të metodologjisë së modelit të përbashkët të rrjetit të dorëzuar në përputhje me Nenet 67 (1) dhe 70 (1) të Rregullores 2017/1485, të gjithë OST-të do të organizojnë procesin e bashkimit të modeleve individual të rrjetit duke plotësuar detyrat e mëposhtme:

a) të gjithë OST-të së bashku do të zhvillojnë kornizën e qeverisjes të përmendur në paragrafin 2;

b) secili OST do të formalizojë marrëveshjen e delegimit me koordinatorin rajonal të sigurisë të referuar në Nenin 19;

c) të gjithë OST-të së bashku do të specifikojnë dhe zhvillojnë algoritmin e referuar në Nenin 19 dhe gjithashtu duhet të specifikojnë rregullat dhe procesin e lidhur me algoritmin e lartpërmendur. Të gjithë OST-të do të publikojnë në internet specifikimet, rregullat dhe procesi i lidhur me algoritmin e përmendur në Nenin 19;

d) të gjithë OST-të së bashku do të përcaktojnë kriteret e cilësisë dhe treguesit e cilësisë të referuara në nenin 23;

e) të gjitha OST-të së bashku do të formulojnë kërkesat në lidhje me koordinatorët rajonalë të sigurisë dhe procesin e bashkimit të referuar në nenin 20 (2), si dhe rregullat e zëvendësimit të referuara në nenin 20.4;

f) secili OST do të formalizojë marrëveshjen e delegimit me koordinatorin rajonal të sigurisë të përmendur në nenin 20.

4. Jo më vonë se gjashtë muaj pas miratimit të metodologjisë së modelit të përbashkët të rrjetit të paraqitur në përputhje me Nenet 67 (1) dhe 70 (1) të Rregullores 2017/1485, mjedisi i të dhënave të planifikimit operativ të ENTSO-E i referuar në Nenin 21 do të jetë funksional. Të gjithë OST-të dhe të gjithë koordinatorët rajonalë të sigurisë duhet të jenë të lidhur me mjedisin e të dhënave të planifikimit operativ te ENTSO-E dhe duhet të jenë në gjendje të përdorin të gjitha funksionet e tij siç përshkruhet në metodologjinë aktuale. Të gjithë OST-të së bashku do të sigurojnë që procesi MPRr është funksional dhe i disponueshëm për përdorim nga të gjitha palët përkatëse.

5. Të gjithë OST-të së bashku do të publikojnë të dhënat në dispozicion lidhur me monitorimin e cilësisë në baza vjetore pas zbatimit të OPDE.

Neni 25

Gjuha

Gjuha e referencës për këtë propozim MMPRr do të jetë Anglisht. Për shmangien e pasigurive, kur OST-të duhet të përkthejnë këtë propozim në gjuhën e tyre kombëtare, në rast të mospërputhjeve midis versionit në gjuhën angleze të botuar nga OST-të në përputhje me Nenin 8 (1) të Rregullores 2017/1485 dhe dhe versionit në një gjuhë tjetër, OST-të përkatëse, në përputhje me legjislacionin kombëtar, do t'u sigurojnë autoriteteve përkatëse kombëtare rregullatore një përkthim të përditësuar të propozimit.

All TSOs' proposal for a common grid model methodology in accordance with Articles 67(1) and 70(1) of Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 02 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation

12 February 2018

TSOs, taking into account the following:

Whereas

(1) This document is a common proposal developed by all Transmission System Operators (hereafter referred to as "TSOs") regarding the development of a proposal for a common grid model methodology (hereafter referred to as "CGMM").

(2) This proposal (hereafter referred to as the "CGMM Proposal") takes into account the general principles and goals set in Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 02 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation (hereafter referred to as "Regulation 2017/1485") as well as Regulation (EC) No 714/2009 of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity (hereafter referred to as "Regulation (EC) No 714/2009"). The goal of Regulation 2017/1485 is to lay down detailed guidelines on requirements and principles concerning system operation with the aim of ensuring the safe operation of the interconnected system. To facilitate this aim, it is necessary for all TSOs to use a common grid model. A common grid model can only be created on the basis of a common methodology for building such a model.

(3) Article 17 of Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management (hereafter referred to as "Regulation 2015/1222") is referred to in Article 67(1) and Article 70(1) of Regulation 2017/1485 and defines several specific requirements that the CGMM Proposal should take into account:

"1. By 10 months after the entering into force of this Regulation all TSOs shall jointly develop a proposal for a common grid model methodology. The proposal shall be subject to consultation in accordance with Article 12.

2. The common grid model methodology shall enable a common grid model to be established. It shall contain at least the following items:

(a) a definition of scenarios in accordance with Article 18;

(b) a definition of individual grid models in accordance with Article 19;

(c) a description of the process for merging individual grid models to form the common grid model."

(4) Article 67(1) of Regulation 2017/1485 constitutes the legal basis for the proposal for a common grid model methodology as far as year-ahead common grid models are concerned and sets out several additional requirements:

"By 6 months after entry into force of this Regulation, all TSOs shall jointly develop a proposal for the methodology for building the year-ahead common grid models from the individual grid models established in accordance with Article 66(1) and for saving them. The methodology shall take into account, and complement where necessary, the operational conditions of the common grid model methodology developed in accordance with Article 17 of Regulation (EU) 2015/1222 and Article 18 of Regulation (EU) 2016/1719, as regards the following elements:

(a) deadlines for gathering the year-ahead individual grid models, for merging them into a common grid model and for saving the individual and common grid models;

(b) quality control of the individual and common grid models to be implemented in order to ensure their completeness and consistency; and

(c) correction and improvement of individual and common grid models, implementing at least the quality controls referred to in point (b)."

(5) Article 70(1) of Regulation 2017/1485 constitutes the legal basis for the proposal for a common grid model methodology as far as day-ahead and intraday common grid models are concerned and contains the following additional requirements:

"By 6 months after entry into force of this Regulation, all TSOs shall jointly develop a proposal for the methodology for building the day-ahead and intraday common grid models from the individual grid models and for saving them. That methodology shall take into account, and complement where necessary, the operational conditions of the common grid model methodology developed in accordance with Article 17 of Regulation (EU) 2015/1222, as regards the following elements:

(a) definition of timestamps;

(b) deadlines for gathering the individual grid models, for merging them into a common grid model and for saving individual and common grid models. The deadlines shall be compatible with the regional processes established for preparing and activating remedial actions;

(c) quality control of individual grid models and the common grid model to be implemented to ensure their completeness and consistency;

(d) correction and improvement of individual and common grid models, implementing at least the quality controls referred to in point (c); and

(e) handling additional information related to operational arrangements, such as protection setpoints or system protection schemes, single line diagrams and configuration of substations in order to manage operational security."

(6) Whereas the CGMM pursuant to Regulation 2015/1222 aims at establishing a CGM for the purpose of calculating capacity for the day-ahead and intraday capacity calculation time frames and the CGMM pursuant to Commission Regulation (EU) 2016/1719 of 26 September 2016 establishing a guideline on forward capacity allocation aims at establishing a CGM for the purpose of calculating long-term capacity, the present CGMM Proposal addresses the building of CGMs for various system operation processes. Since the methodologies required by Article 67(1) and Article 70(1), respectively, referred to above are inherently linked, for the sake of efficiency this CGMM Proposal is a joint proposal for both methodologies.

(7) Article 2(2) of Regulation 2015/1222 defines the common grid model as:

"a Union-wide data set agreed between various TSOs describing the main characteristic (sic) of the power system (generation, loads and grid topology) and rules for changing these characteristics during the capacity calculation process"

(8) Article 2(4) of Regulation 2015/1222 defines a scenario as:

"the forecasted status of the power system for a given time-frame"

(9) Article 2(1) of Regulation 2015/1222 defines an individual grid model as:

"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"

(10) The requirements set out in Article 17 are spelt out in more detail in Articles 18 and 19 of Regulation 2015/1222. Article 18 on scenarios outlines the following:

"1.All TSOs shall jointly develop common scenarios for each capacity calculation time-frame referred to in Article 14(1)(a) and (b). The common scenarios shall be used to describe a

specific forecast situation for generation, load and grid topology for the transmission system in the common grid model.

2.One scenario per market time unit shall be developed both for the day-ahead and the intraday capacity calculation time-frames.

3.For each scenario, all TSOs shall jointly draw up common rules for determining the net position in each bidding zone and the flow for each direct current line. These common rules shall be based on the best forecast of the net position for each bidding zone and on the best forecast of the flows on each direct current line for each scenario and shall include the overall balance between load and generation for the transmission system in the Union. There shall be no undue discrimination between internal and cross-zonal exchanges when defining scenarios, in line with point 1.7 of Annex I to Regulation (EC) No 714/2009."

1.7 of Annex I to Regulation (EC) No 714/2009 outlines the following:

"When defining appropriate network areas in and between which congestion management is to apply, TSOs shall be guided by the principles of cost-effectiveness and minimisation of negative impacts on the internal market in electricity. Specifically, TSOs shall not limit interconnection capacity in order to solve congestion inside their own control area, save for the abovementioned reasons and reasons of operational security. If such a situation occurs, this shall be described and transparently presented by the TSOs to all the system users. Such a situation shall be tolerated only until a long-term solution is found. The methodology and projects for achieving the long-term solution shall be described and transparently presented by the TSOs to all the system users."

(11) Article 19 of Regulation 2015/1222 sets out more specific requirements with respect to individual grid models, the basic building blocks of the common 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); 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).

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."

(12) Article 79(5) of Regulation 2017/1485 sets out the following requirement with respect to regional security coordinators:

" In accordance with the methodologies referred to in Articles 67(1) and 70(1), and in accordance with Article 28 of Regulation (EU) 2015/1222, a regional security coordinator shall

be appointed by all TSOs to build the common grid model for each time-frame and store it on the ENTSO for Electricity operational planning data environment."

(13) Article 6(6) of Regulation 2017/1485 sets out two further obligations:

"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."

The expected impact on the objectives is presented below (points (13) to (18) of this Whereas Section).

(14) The CGMM Proposal contributes to and does not in any way hamper the achievement of the objectives of Article 4(1) of Regulation 2017/1485. In particular, the CGMM Proposal serves the objective of determining common operational security requirements and principles by prescribing a common methodology for the preparation of individual grid models to be merged into the common pan-European grid model.

(15) In accordance with Article 4(b) of Regulation 2017/1485, and taking into account the additional methodologies to be developed under Regulation 2017/1485, the creation of the common grid model and use thereof in operational planning will contribute to determining common interconnected system operational planning principles by ensuring a common methodology for the preparation of individual grid models to be merged into the common pan-European grid model.

(16) By having a common grid model prepared on the basis of a common, binding methodology, the CGMM Proposal will ensure that the objective of contributing to the efficient operation and development of the electricity transmission system and electriciy sector in the Union is met insofar as the creation of a common grid model is based on a binding methodology that has been subject to stakeholder consultation in accordance with Regulation 2017/1485 and that will be approved by regulatory authorities prior to application in the Union.

(17) The CGM Methodology ensures and enhances the transparency and reliability of information on transmission system operation by providing for monitoring of quality indicators and publishing the indicators and the results of the monitoring.

(18) The CGMM Proposal also contributes to the objective of ensuring the conditions for maintaining operational security throughout the Union (Article 4(1)(d) of Regulation 2017/1485) through the provision of a common grid model on the basis of a common methodology specifying inputs for the preparation of individual grid models to be merged into the common pan-European grid model.

(19) Finally, the CGMM Proposal will promote the coordination of system operation and operational planning by virtue of providing for the establishment of a common model of the pan-European grid that will be used in a coordinated manner throughout the Union (Article 4(1)(f) of Regulation 2017/1485).

(20) In conclusion, the CGMM Proposal contributes to the general objectives of Regulation 2017/1485 to the benefit of all TSOs, NEMOs, the Agency, regulatory authorities and market participants.

SUBMIT THE FOLLOWING CGMM PROPOSAL TO ALL REGULATORY AUTHORITIES:

Article 1

Subject matter and scope

1. The common grid model methodology described in this proposal is the common proposal of all TSOs in accordance with Article 67(1) and Article 70(1) of Regulation 2017/1485.
2. This methodology shall apply to all TSOs in the area referred to in Article 2(2) of Regulation 2017/1485.
3. TSOs from jurisdictions outside the area referred to in Article 2(2) of Regulation 2017/1485 may provide their IGM, allow it to be merged into the CGM, and join the CGM process on a voluntary basis, provided that
    a. for them to do so is technically feasible and compatible with the requirements of Regulation 2017/1485;
    b. they agree that they shall have the same rights and responsibilities with respect to the CGM process as the TSOs referred to in paragraph 1; in particular, they shall accept that this methodology applies to the relevant parties in their control area as well;
    c. they accept any other conditions related to the voluntary nature of their participation in the CGM process that the TSOs referred to in paragraph 1 may set;
    d. the TSOs referred to in paragraph 1 have concluded an agreement governing the terms of the voluntary participation with the TSOs referred to in this paragraph;
    e. once TSOs participating in the CGM process on a voluntary basis have demonstrated objective compliance with the requirements set out in (a), (b), (c), and (d), the TSOs referred to in paragraph 1, after checking that the criteria in (a), (b), (c), and (d) are met, have approved an application from the TSO wishing to join the CGM process in accordance with the procedure set out in Article 5(3) of Regulation 2017/1485.
4. The TSOs referred to in paragraph 1 shall monitor that TSOs participating in the CGM process on a voluntary basis pursuant to paragraph 3 respect their obligations. If a TSO participating in the CGM process pursuant to paragraph 3 does not respect its essential obligations in a way that significantly endangers the implementation and operation of Regulation 2017/1485, the TSOs referred to in paragraph 1 shall terminate that TSO's voluntary participation in the CGM process in accordance with the procedure set out in Article 5(3) of Regulation 2017/1485.

Article 2

Definitions and interpretation

For the purposes of this proposal, the terms used shall have the meaning of the definitions included in Article 3 of Regulation 2017/1485 and the other items of legislation referenced therein as well as Article 2 of the Common Grid Model Methodology pursuant to Article 17 of Regulation 2015/1222.

Article 3

Scenarios

1. When building year-ahead IGMs pursuant to Article 66 of Regulation 2017/1485, each TSO shall build a year-ahead IGM for each of the scenarios developed pursuant to Article 65 of Regulation 2017/1485 as well as any additional scenarios defined pursuant to the common grid model methodology developed in accordance with Article 18 of Regulation (EU) 2016/1719.

2. When building day-ahead IGMs for each market time unit on the day before the day of delivery and when building intraday IGMs for each future market time unit of the day of delivery, each TSO shall apply the principles set out in paragraph 3.
3. The following principles are applicable to all day-ahead and intraday scenarios:
    a. forecast situation for grid topology
        i. outages, irrespective of the reason for the outage, shall be modelled regardless of whether the network element is expected to be unavailable for the entire duration of the scenario or only part thereof;
        ii. network elements that support voltage control shall be included although they may be switched off for operational reasons;
        iii. the topology shall reflect the operational situation.
    b. where structural data change during the time period that the scenario relates to
        i. network elements being added or removed shall be included for the entire duration of the scenario and shall be removed from the IGM topology in all scenarios where they are not available for at least part of the duration of the scenario;
        ii. changes in the characteristics of network elements shall be handled by including those characteristics the use of which is most conservative from the point of view of operational security;
    c. operational limits
        i. each TSO shall apply the appropriate limits corresponding to Article 14(3) to each network element;
        ii. for thermal limits, each TSO shall use both PATLs and TATLs.
    d. with respect to the forecast situation for generation
        i. for intermittent generation each TSO shall use the latest forecast of intermittent generation;
        ii. for dispatchable generation: each TSO shall base its forecast on schedules;
    e. with respect to the forecast situation for load
        i. each TSO shall base its forecast on the best forecast of load;
    f. with respect to the net position in each bidding zone and the flow for each direct current line
        i. each TSO shall use the latest available results pursuant to Article 13 and Article 18.

Article 4
Individual Grid Models

1. Pursuant to Article 66(1) of Regulation 2017/1485, each TSO shall build a year-ahead IGM for each of the scenarios developed pursuant to Article 65 of Regulation 2017/1485.
2. Pursuant to Article 70(2) of Regulation 2017/1485, each TSO shall build a day-ahead IGM for each market time unit of the day of delivery. The mid-point of each market time unit shall be used as the reference timestamp.
3. Pursuant to Article 70(2) of Regulation 2017/1485, prior to each reference time each TSO shall build an intraday IGM for each market time unit of the day of delivery between the reference time and the time eight hours later than the reference time. The reference times shall be 00:00h,

08:00h, and 16:00h. The mid-point of each market time unit shall be used as the reference timestamp.

4. Pursuant to Articles 70(2) and 76(1)(a) of Regulation 2017/1485, each TSO of each capacity calculation region shall build an intraday IGM for each market time unit of the day of delivery between the additional reference times defined pursuant to Article 76(1)(a) (if any) and the time T hours later than the reference time. All TSOs of each capacity calculation region shall jointly define the parameter T as well as the additional reference times pursuant to Article 76(1)(a) of Regulation 2017/1485 and publish this information (if any) on the internet. The mid-point of each market time unit shall be used as the reference timestamp.
5. When building IGMs, in order to ensure their quality, completeness and consistency each TSO shall complete the following steps:
    a. create an up-to-date equipment model comprising the structural data described in Articles 5 to 11;
    b. identify and incorporate structural changes pursuant to the principles set out in Article 3;
    c. incorporate up-to-date operating assumptions by including the variable data described in Articles 12 to 16 in the model;
    d. exchange with all other TSOs the data described in Article 17 via the ENTSO for Electricity operational planning data environment referred to in Article 21;
    e. apply the common rules for determining the net position in each bidding zone and the flow for each direct current line set out in Articles 18 and 19;
    f. ensure that the model is consistent with the net positions and flows on direct current lines established in accordance with Articles 18 and 19;
    g. ensure that remedial actions already decided (if any) are included in the model, can be clearly identified as required by Article 70(4) of Regulation 2017/1485 and are consistent with, inter alia, the methodology for the preparation of remedial actions managed in a coordinated way pursuant to Article 76(1)(b) of Regulation 2017/1485 and the general objective of non-discriminatory treatment pursuant to Article 4(2)(a) of Regulation 2017/1485;
    h. perform a load flow solution in order to verify
        i. solution convergence;
        ii. plausibility of nodal voltages and active and reactive power flows on grid elements;
        iii. plausibility of the active and reactive power outputs of each generator;
        iv. plausibility of the reactive power output / consumption of shunt-connected reactive devices; and
        v. compliance with applicable operational security standards;
    i. if required, modify the equipment model and / or operating assumptions and repeat step (h);
    j. if applicable, carry out network reduction pursuant to Article 11;
    k. as required by Article 79(2) of Regulation 2017/1485 export the IGM and make it available for merging into a common grid model via the ENTSO for Electricity operational planning data environment referred to in Article 21;
    l. ensure that the IGM meets the quality criteria pursuant to Article 23;
    m. repeat relevant steps as required and in accordance with the other obligations specified in this methodology.
6. Each TSO shall respect the process for merging IGMs into a CGM described in Article 20.

7. Each TSO shall respect the requirements set out in Article 22. All times stated in this CGMM Proposal refer to market time as defined in Article 2(15) of Regulation 2015/1222.

Article 5

Data to be included in IGMs

1. IGMs shall contain the elements of the 220 kV and higher voltage transmission systems, including HVDC systems. Elements of the transmission system with voltage below 220kV shall be included if these have significant impact on the TSO's transmission system. At a minimum, this requires including the elements of the high-voltage network insofar as these are used in regional operational security analysis for the concerned time-frame as well as all additional grid elements which it is necessary to include for an appropriate representation of the corresponding parts of the grid including the grid elements connected to these.
2. A unique identifier shall be provided for each network element included.
3. Where this methodology refers to a breakdown by primary energy sources, a breakdown into primary energy sources consistent with those used by the central information transparency platform pursuant to Regulation 543/2013 is required.
4. If any of the data required are not available to the TSO, the TSO shall use its best estimate instead.

Article 6

Grid elements

1. The grid elements described in paragraph 2 of this Article shall be included in each IGM regardless of whether these are operated by the TSO or a DSO (including CDSO) if these grid elements are of a voltage level
    a. of 220 kV or above;
    b. of less than 220 kV and the grid elements of which are used in regional operational security analysis.
2. The relevant grid elements and the data to be provided for these are
    a. sub-stations: voltage levels, busbar sections and if applicable to the modelling approach used by the TSO switching devices, to include switching device identifier and switching device type, comprising either breaker, isolator or load break switch;
    b. lines or cables: electrical characteristics, the sub-stations to which these are connected;
    c. power transformers including phase-shifting power transformers: electrical characteristics, the sub-stations to which these are connected, the type of tap changer, and type of regulation, where applicable;
    d. power compensation devices and flexible AC transmission systems (FACTS): type, electrical characteristics, and type of regulation where applicable.
3. A model or an equivalent model of those parts of the grid operated at a voltage of less than 220 kV shall be included in the IGM regardless of whether these parts of the grid are operated by the TSO or a DSO (including CDSO) if
    a. these parts of the grid have elements which are used in regional operational security analysis, or
    b. the relevant grid elements in those parts of the grid are connecting

i. a generation unit or load modelled in detail in accordance with Article 8 or 9 to the 220 kV or higher voltage level;
ii. two nodes at the 220 kV or higher voltage level.

4. Models or equivalent models of those parts of the grid operated at a voltage of less than 100 kV shall only be included in IGMs insofar as this is necessary for an appropriate representation of the corresponding parts of the grid including the grid elements connected to these.
5. Regardless of voltage level, models and equivalent models pursuant to paragraph 3 or 4 shall contain at least aggregates of load separated from generation and generation capacity separated by primary energy sources and separated from load in the corresponding parts of the grid broken down by sub-stations of the equivalent model or the sub-stations to which the corresponding parts of the grid are connected.

Article 7
Boundary points

1. For each relevant border the TSOs concerned shall demarcate their respective responsibilities as far as the modelling of the network is concerned by agreeing on the corresponding boundary points.
2. Each TSO shall include all relevant network elements on its side of each boundary point in its IGM.
3. Each TSO shall include each boundary point in its IGM with a fictitious injection.

Article 8
Generation

1. Generation units including synchronous condensers and pumps shall be modelled in detail if they are connected at a voltage level
   a. of 220 kV or above;
   b. of less than 220 kV and they are used in regional operational security analysis.
2. Several identical or similar generation units may be modelled in detail on a composite basis if this modelling approach is sufficient with respect to regional operational security analysis. For generation units modelled in detail on a composite basis an equivalent model shall be included in the IGM.
3. Generation capacity not modelled in detail shall be included in the IGM modelled as aggregates.
4. For both generation units modelled in detail and for aggregates of generation capacity, separated by primary energy sources and separated from load, the following data shall be included in the IGM:
   a. connection point;
   b. primary energy source.
5. For generation units modelled in detail the following data shall be included in the IGM:
   a. maximum active power and minimum active power; defined as those values which the generation unit can regulate to. In the case of hydroelectric pumped storage generation units, two cycles shall be modelled and two records have to be provided (i.e., one each for the generating and the pumping mode);
   b. the type of control mode, being one of the following: "disabled", "voltage control", "power factor control", "reactive power control" and, for voltage-controlled generation units, the regulated buses where the scheduled voltage is set up;

c. maximum and minimum values of reactive power when the minimum and maximum active power is delivered as well as, if this is required for regional operational security analysis, the associated capability curve;

d. the auxiliary load of the generation unit representing the internal demand of the generation unit shall be modelled as a non-conforming load at the connection point of the generation unit if this is required for regional operational security analysis.

6. For generation units modelled as aggregates the following data shall be included in the IGM:

a. aggregates of generation capacity separated by primary energy sources and separated from load in the corresponding parts of the grid broken down by sub-stations of the equivalent model or the sub-stations to which the corresponding parts of the grid are connected.

Article 9

Load

1. Loads shall be modelled in detail if they are connected at a voltage level

a. of 220 kV or above;

b. of less than 220 kV and they are used in regional operational security analysis.

2. Several identical or similar loads may be modelled in detail on a composite basis if this modelling approach is sufficient with respect to regional operational security analysis. For loads modelled in detail on a composite basis an equivalent model shall be included in the IGM.
3. Loads not modelled in detail shall be included in the IGM modelled as aggregates.
4. For both loads modelled in detail and for aggregates of loads separated from generation the following data shall be included in the IGM:

a. connection point;

b. power factor or reactive power;

c. conforming flag (where the value "true" means that the active and reactive power consumption of the load shall be scaled when scaling the overall load).

5. For loads modelled as aggregates the following data shall be included in the IGM:

a. aggregates of loads (separated from generation) in the corresponding parts of the grid broken down by sub-stations of the equivalent model or the sub-stations to which the corresponding parts of the grid are connected.

Article 10

HVDC links

1. HVDC links shall be modelled regardless of whether these are located entirely within a single bidding zone or they connect two bidding zones.
2. The TSO within whose bidding zone(s) the HVDC link is located or the TSOs whose bidding zones are connected by the HVDC link shall decide on the degree of detail with which the HVDC link is to be modelled. They shall base their decision on the functions for which the HVDC link is to be used. By default an HVDC link shall be modelled in detail and the AC/DC part of the HVDC link shall be exchanged by the TSOs concerned unless the functions that it is used for do not require this.
3. For both HVDC links modelled in detail and for those modelled in a simplified manner, the following data shall be included:

a. connection points.

4. For cross-zonal HVDC links modelled in detail, the TSOs concerned shall agree on which of them is to provide the detailed model by either including it in its IGM or by making it available separately. In the case of HVDC links that connect the CGM area with a bidding zone that is not part of the CGM area, the TSO that is within the CGM area shall include the detailed model in its IGM. Detailed models of HVDC links shall include
    a. electrical characteristics;
    b. type and characteristics of supported control modes.
5. HVDC links modelled in a simplified manner shall be represented by equivalent injections at the connection points.
6. In the case of HVDC links that connect the CGM area with a bidding zone that is not part of the CGM area, the TSO that is within the CGM area shall endeavour to conclude an agreement with the owners of HVDC links not bound by this methodology with the aim of ensuring their cooperation in meeting the requirements set out in this Article.

Article 11
Modelling of adjacent grids

1. Each TSO shall model HVDC links with adjacent grids pursuant to Article 10.
2. Each TSO shall model AC links with adjacent grids as described in this Article.
3. At the start of the process described in Article 4, each TSO shall make use of an equivalent model of the adjacent grids in its IGM.

Article 12
Topology

1. When building its IGM, each TSO shall ensure that
    a. the IGM indicates the switched state, either open or closed, of all modelled switching devices;
    b. the IGM indicates the tap position of all modelled power transformers with tap changers including phase-shifting transformers;
    c. the topology of the IGM reflects the planned or forced unavailability of modelled items of equipment that are known to be unavailable in line with the scenarios described in Article 3;
    d. the topology of the IGM is updated to reflect remedial actions decided on the basis of the methodologies pursuant to Article 76(1)(b) of Regulation 2017/1485 as well as other topological remedial actions if applicable;
    e. taking into account c) and d), the topology of the IGM reflects the best forecast operational situation;
    f. the details of modelling and the connectivity status of interconnectors and tie-lines to other TSOs are consistent with the IGMs of the relevant neighbouring TSOs;
    g. the topology of all IGMs created for intraday purposes shall reflect the forced unavailability of modelled equipment.

Article 13

Energy injections and loads

1. When building its IGM, each TSO shall respect the following general principles with respect to energy injections and loads:
    a. For the energy injections pattern
        i. the IGM specifies an active and reactive power injection for each modelled in-service generation unit including synchronous condensers and pumps and this is applicable for each generation unit whether modelled in detail on an individual or composite basis or modelled as an aggregate;
        ii. the specified active and reactive power injection for each modelled generation unit is consistent with the specified maximum and minimum active and reactive power limits and/or applicable reactive capability curve;
        iii. active power injections associated with generation within the IGM shall be consistent with relevant remedial actions in accordance with Article 76(1)(b) of Regulation 2017/1485 and other measures required to maintain the system within applicable operational security limits including but not limited to provision of sufficient upward and downward active power reserves as required for the purposes of frequency management;
    b. For the load pattern
        i. the IGM specifies an active and reactive power withdrawal for each modelled in-service load and pump;
        ii. the sum of the active modelled load power withdrawals of modelled in-service loads and pumps shall match the total load of the considered scenario.
2. When building its IGM, each TSO shall respect the following principles with respect to energy injections:
    a. in order to establish the injection pattern for the relevant scenario, the TSO shall scale or otherwise individually modify the active power injections associated with the modelled generation units;
    b. for generation units modelled in detail, the availability status shall take into account the following in line with the scenarios described in Article 3:
        i. outage plans;
        ii. testing profiles;
        iii. scheduled unavailability;
        iv. any active power capacity restrictions;
    c. for dispatchable generation units modelled in detail, the modelled dispatch pattern shall take into account the following in line with the scenarios described in Article 3:
        i. for all scenarios
            1. the availability status;
            2. the applicable priority dispatch policies and agreements;
        ii. for year-ahead models, the best forecast dispatch based upon a selection of the following:
            1. the relevant current, historical or forecast commercial/market data;
            2. a distinction between base load generation and marginal generation;
            3. established generation shift keys, merit orders or participation factors;
            4. any other relevant information;

iii. for day-ahead and intraday models
1. the latest available market schedules;

d. for dispatchable generation units modelled as aggregates, the modelled dispatch pattern shall take into account
i. for all scenarios the best forecast dispatch pattern based on a selection of the following:
1. relevant current, historical or forecast commercial/market data;
2. distinction between base load generation and marginal generation;
3. established generation shift keys, merit orders or participation factors;
4. data on generation capacity of generation units modelled as aggregates, separated by primary energy sources and separated from load, and managed by an aggregator whose data are used in regional operational security analysis broken down by sub-stations of the equivalent model or the sub-stations to which the corresponding parts of the grid are connected;
5. any other relevant information;

e. for all scenarios, for intermittent generation units modelled in detail, the modelled dispatch pattern shall take into account the availability status in line with the scenarios described in Article 3;

f. for all intermittent generation units whether modelled in detail or modelled as aggregates, the modelled dispatch pattern shall take into account in line with the scenarios described in Article 3
i. for year-ahead models the most appropriate forecast in line with the scenarios developed pursuant to Article 65(1) of Regulation 2017/1485;
ii. for day-ahead and intraday models the latest forecast of intermittent generation derived from meteorological forecasts;

3. When building its IGM, each TSO shall respect the following principles with respect to loads:

a. in order to establish the load pattern, the TSO shall scale or otherwise individually modify the nodal active and reactive power withdrawals associated with modelled loads and pumps;

b. for all scenarios this shall be based upon a selection of the following:
i. representative historical reference data for the relevant season, day, time, and other relevant data;
ii. SCADA and/or metered data;
iii. state estimated data;
iv. statistical analysis or forecast data;
v. distinction between conforming and non-conforming load;
vi. planned outages at least for loads modelled in detail;
vii. for loads modelled in detail maximum active power consumption and characteristics of reactive power control, where installed as well as maximum and minimum active power available for demand response and the maximum and minimum duration of any potential usage of this power for demand response;
viii. for loads modelled as aggregates and managed by an aggregator whose data are used in regional operational security analysis, aggregates of maximum and minimum active power available for demand response, separated from generation,

and the maximum and minimum duration of any potential usage of this power for demand response managed by the aggregator in the corresponding parts of the grid broken down by sub-stations of the equivalent model or the sub-stations to which the corresponding parts of the grid are connected;

ix. for loads modelled as aggregates and managed by an aggregator whose data are used in regional operational security analysis, a forecast of unrestricted active power available for demand response and any planned demand response;

x. for day-ahead and intraday models, for loads modelled in detail the IGM shall reflect the scheduled active and forecast reactive consumption;

xi. any other relevant information.

Article 14

Monitoring

1. When building each IGM, each TSO shall respect the rules set out in this Article with respect to operational security limits for all modelled grid elements.
2. For each scenario all operational limits shall be consistent with operational conditions including but not limited to the season and other relevant environmental and meteorological factors.
3. For each scenario, each TSO shall ensure that
   a. the IGM specifies, for each explicitly modelled transmission line, cable, transformer and relevant item of DC equipment, either
      i. a PATL if the rating does not depend upon meteorological conditions or the pre-fault loading; or
      ii. the best forecast rating if the rating is dependent upon meteorological conditions or the pre-fault loading;
   b. the IGM specifies, for the relevant assets, one or more TATLs, reflective of the corresponding season and based on the applicable PATL, for each explicitly modelled transmission line, cable, transformer and relevant item of DC equipment;
   c. the IGM specifies a TATL duration for all items of transmission equipment for which a TATL is specified, for each TATL specified;
   d. the IGM specifies a tripping current for each relevant item of explicitly modelled transmission equipment, if applicable;
   e. the IGM appropriately reflects the maximum and minimum acceptable voltages at each nominal voltage level, as per relevant locally applicable codes, standards, licences, policies and agreements;
   f. operational security limits that apply to interconnectors and tie-lines to other TSOs are consistent with those specified in the IGMs of the relevant neighbouring TSOs;
   g. operational security limits specified in the IGM are mutually consistent;
   h. the IGM specifies artificial PATL and TATL limits on relevant individual items or groups of items of modelled transmission equipment in order to incorporate local transmission constraints that are not associated with steady state thermal or voltage security including constraints associated with transient or voltage stability;
   i. for all equivalent models of transmission equipment and for modelled items of equipment not operated by the TSO, including distribution networks, that are relevant with respect to

operational security analysis and cross-zonal capacity calculation, the IGM specifies appropriate equivalent operating limits.

Article 15

Control settings

1. When building each IGM, each TSO shall specify appropriate control settings for at least the following items of regulating equipment, where modelled and relevant:
    a. power transformers and associated tap changers;
    b. phase-shifting transformers and associated tap changers;
    c. reactive compensation devices, including but not limited to
        i. shunt compensators including shunt capacitors or reactors or discretely switchable banks of shunt capacitors or reactors;
        ii. static VAR compensators;
        iii. synchronous condensers;
        iv. static synchronous compensators (STATCOMs) and other flexible AC transmission system (FACTS) devices;
    d. generators assisting with voltage regulation;
    e. DC equipment.
2. In the case of the items of equipment referred to in points (a), (b), (c), and (d) of paragraph 1, each IGM shall include the following information, where relevant:
    a. regulation status -enabled/disabled;
    b. regulation mode -voltage, active power, reactive power, power factor, current, or other applicable mode;
    c. regulation target or target range in kV, MW, Mvar, p.u., or other appropriate units;
    d. regulation target deadband;
    e. regulation participation factor;
    f. regulated node.
3. In the case of the items of equipment referred to in point (e) of paragraph 1, each IGM shall include all relevant information regarding the following, where relevant:
    a. operating mode -inverter/rectifier;
    b. control mode -voltage, active power, reactive power, power factor, current, or other applicable mode;
    c. active power targets;
    d. voltage targets;
    e. regulated nodes.
4. Where a modelled item of DC equipment forms part of an interconnector each TSO shall ensure that the resultant flows on the interconnector are consistent with the agreed flows on direct current lines for the relevant scenario in accordance with Article 18.
5. Each TSO shall ensure that target voltages and target voltage ranges are reflective of the relevant scenario and are reflective of applicable voltage control policies and operational security limits.
6. Each TSO shall specify at least one slack node in each IGM for the purposes of managing mismatches between total generation and demand when performing a load flow solution.

Article 16

Assumptions on adjacent grids

1. When building each IGM each TSO shall update the operational assumptions with respect to adjacent grids with the most reliable set of estimations practicable. Following the successful completion of the checks described in Article 4(5)(h), the equivalent models of the adjacent grids shall be removed and replaced with equivalent injections at the relevant boundary points.
2. For each IGM the sum of injections at boundary points shall be equal to the corresponding net position.

Article 17

Associated information

1. In order to make it possible to apply rules to change the characteristics of IGMs during relevant business processes, each TSO shall make the following information available to all TSOs via the ENTSO for Electricity operational planning data environment referred to in Article 21:
    a. generation shift keys.

Article 18

Net positions and flows on direct current lines

1. For all scenarios for the year-ahead IGMs pursuant to Article 3, each TSO shall follow the CGM alignment procedure described in Article 19.
2. For all scenarios for the day-ahead and intraday IGMs pursuant to Article 3,
    a. the best forecast of the net position for each bidding zone and of the flow on each direct current line shall be based on verified matched scheduled exchanges;
    b. each TSO shall share with all other TSOs the net position for its bidding zone(s) and the values for the flow on each direct current line used in its IGM via the ENTSO for Electricity operational planning data environment described in Article 21 in accordance with the CGM process described in Article 22.
3. For all scenarios pursuant to Article 3 in case of bidding zones connected by more than one direct current line, the TSOs concerned shall agree on consistent values for the flows on direct current lines to be used in each TSO's IGM. These shall also be the values that the TSOs make available to all other TSOs.

Article 19

CGM alignment

1. For each scenario for the year-ahead models pursuant to Article 3, each TSO shall prepare and share with all other TSOs via the ENTSO for Electricity operational planning data environment referred to in Article 21 in accordance with the CGM process description set out in Article 22 its best forecast of
    a. the net position for its bidding zone, being its preliminary net position;
    b. the flow on each direct current line connected to its bidding zone being the preliminary flows on each direct current line;
    c. any other input data required by the algorithm pursuant to paragraph 2.

2. All TSOs shall jointly define an algorithm which for each scenario and for all bidding zones aligns the preliminary net positions and preliminary flows on each direct current line in such a way that following the adjustment by the algorithm
    a. the sum of adjusted net positions for all bidding zones in the CGM area balances the targeted net position for the CGM area;
    b. for all bidding zones connected by at least one direct current line the sum of flows on all direct current lines is mutually consistent for both bidding zones concerned.
3. The algorithm shall have the following properties or features in order to ensure that there is no undue discrimination between internal and cross-zonal exchanges:
    a. the alignments of preliminary net positions and preliminary flows on each direct current line shall be spread across all bidding zones and no bidding zone shall benefit from any preferential treatment or privileged status with respect to the operation of the algorithm;
    b. in its objective function the algorithm shall give appropriate weight to the following when determining the adjustments required:
        i. the size of the adjustments required to each preliminary net position and the preliminary flows on each direct current line, which shall be minimised;
        ii. the ability of a bidding zone to adjust its preliminary net position and the preliminary flows on each direct current line, based on objective and transparent criteria;
    c. the algorithm shall specify objective and transparent consistency and quality criteria which the input data required from each TSO shall meet;
    d. the algorithm shall be robust enough to provide the results pursuant to paragraph 2 in all circumstances given the input data provided to it.
4. TSOs shall agree on procedures
    a. to reduce the absolute value of the sum of preliminary net positions for all bidding zones in the CGM area; and
    b. to provide updated input data if necessary; and
    c. to take into account reserve capacity and stability limits if it becomes necessary to update input data.
5. TSOs shall regularly review and, if appropriate, improve the algorithm.
6. TSOs shall publish the algorithm as part of the data to be provided pursuant to Article 31(3) of Regulation 2015/1222 and Article 26(3) of Regulation 2016/1719. If the algorithm was modified during the reporting period, TSOs shall clearly state which algorithm was in use during which period and they shall explain the reasons for modifying the algorithm.
7. All TSOs shall jointly ensure that the algorithm is accessible to the relevant parties via the ENTSO for Electricity operational planning data environment referred to in Article 21.
8. Each TSO shall designate a regional security coordinator who shall perform, on behalf of the TSO, the following tasks in accordance with the process described in Article 22:
    a. check the completeness and quality of the input data provided pursuant to paragraph 1 and, if necessary, replace missing data or data of insufficient quality with substitute data;
    b. apply the algorithm in order to compute for each scenario and each bidding zone aligned net positions and aligned flows on all direct current lines that meet the requirements set out in paragraph 2 and make these available to all TSOs via the ENTSO for Electricity operational planning data environment referred to in Article 21;

c. ensure that the results obtained are consistent with those obtained by all other regional security coordinators (if any).

9. Pursuant to Article 4(5)(f), each TSO shall ensure that its IGM is consistent with the aligned net position and aligned flows on direct current lines provided by the regional security coordinator.

Article 20

Common Grid Model

1. In accordance with Article 77(1)(a) of Regulation 2017/1485 each TSO shall designate a regional security coordinator who shall perform, on behalf of the TSO, the following tasks according to the process described in Article 22:
   a. check the consistency of the IGMs provided by the TSO against the quality criteria defined pursuant to Article 23;
   b. if an IGM fails the quality check referred to in (a), either obtain a new IGM of sufficient quality from the TSO responsible or substitute an alternative IGM in accordance with the substitution rules referred to in paragraph 4 and make this validated IGM available via the ENTSO for Electricity operational planning data environment referred to in Article 21;
   c. apply the requirements pursuant to paragraph 2 in order to merge all IGMs into a CGM pursuant to Article 79 of Regulation 2017/1485 and make the resulting CGMs available to all TSOs via the ENTSO for Electricity operational planning data environment referred to in Article 21;
   d. ensure that each CGM created is consistent with those obtained by all other regional security coordinators (if any);
   e. identify violations of operational security limits in the CGM;
   f. obtain from the TSOs concerned IGMs updated in the light of the remedial actions agreed if applicable and repeat steps (a) to (e) as required;
   g. validate the resulting CGM by checking that it is consistent with those obtained by all other regional security coordinators (if any) and make it available via the ENTSO for Electricity operational planning data environment referred to in Article 21.
2. All TSOs shall jointly define the requirements applicable to the regional security coordinators and the merging process in accordance with Article 23.
3. Each regional security coordinator shall meet the requirements referred to in paragraph 2 and shall implement the requirements applicable to the merging process referred to in paragraph 2.
4. All TSOs shall jointly define substitution rules applicable to IGMs that do not meet the quality criteria set out in Article 23.
5. Each TSO shall provide the data required by the substitution rules referred to in paragraph 4 via the ENTSO for Electricity operational planning data environment referred to in Article 21.

Article 21

ENTSO for Electricity operational planning data environment

1. All TSOs shall delegate the task of implementing and administering a joint ENTSO for Electricity operational planning data environment that provides at least the services described in paragraph 2 in accordance with Article 114 of Regulation 2017/1485.

2. The ENTSO for Electricity operational planning data environment shall at a minimum support the CGM process in the following ways and it shall have all the features required to this end:
    a. year-ahead models - each TSO shall be able to use the ENTSO for Electricity operational planning data environment in order to share with all other TSOs pursuant to the CGM process described in Article 22 its best forecast of
        i. the net position for its bidding zone, comprising its preliminary net position;
        ii. the flow on each direct current line connected to its bidding zone comprising the preliminary flows on each direct current line;
        iii. any other input data required by the algorithm further to Article 19(2);
    b. the algorithm pursuant to Article 19(2) shall be accessible via the ENTSO for Electricity operational planning data environment;
    c. the regional security coordinator(s) shall be able to make the aligned net positions and aligned flows on direct current lines that meet the requirements set out in Article 19(2) available to all TSOs via the ENTSO for Electricity operational planning data environment;
    d. day-ahead and intraday models - each TSO shall be able to use the ENTSO for Electricity operational planning data environment in order to share with all other TSOs the net position for its bidding zone(s) and the values for the flow on each direct current line used in its IGM pursuant to the CGM process described in Article 22;
    e. the ENTSO for Electricity operational planning data environment shall allow all relevant information on scheduled exchanges to be available from the ENTSO for Electricity operational planning data environment;
    f. each TSO shall be able to make associated information specified in Article 17 available to all TSOs via the ENTSO for Electricity operational planning data environment;
    g. each TSO shall be able to make all its IGMs available to all TSOs via the ENTSO for Electricity operational planning data environment;
    h. for each TSO and each scenario, all data required by the substitution rules referred to in Article 20(5) shall be available via the ENTSO for Electricity operational planning data environment;
    i. the ENTSO for Electricity operational planning data environment shall be able to provide information on the quality status of submitted IGMs including substitutions that were necessary;
    j. all regional security coordinators shall be able to make the CGM available to all TSOs via the ENTSO for Electricity operational planning data environment;
    k. all information required with respect to boundary points pursuant to Article 7 shall be available via the ENTSO for Electricity operational planning data environment;
    l. the following items of information and/or data shall be available to all TSOs via the ENTSO for Electricity operational planning data environment:
        i. generation shift keys.

Article 22

CGM process

1. When preparing year-ahead CGMs, all TSOs and regional security coordinators shall complete the following steps:

a. by 15 July plus three business days of the year preceding the year of delivery, each TSO shall make preliminary net positions, preliminary flows on direct current lines as well as any other input data required for the CGM alignment process available to all TSOs via the ENTSO for Electricity operational planning data environment referred to in Article 21;
b. by 15 July plus five business days of the year preceding the year of delivery, the regional security coordinator(s) shall check the completeness and quality of the input data provided pursuant to Article 19(1) and, if necessary, replace missing data or data of insufficient quality with substitute data;
c. by 15 July plus six business days of the year preceding the year of delivery, the regional security coordinator(s) shall apply the algorithm in order to compute for each scenario and each bidding zone aligned net positions and aligned flows on direct current lines that meet the requirements set out in Article 19(2);
d. by 15 July plus nine business days of the year preceding the year of delivery, the regional security coordinator(s) shall make these aligned net positions and aligned flows on direct current lines available to all TSOs via the ENTSO for Electricity operational planning data environment referred to in Article 21;
e. by 01 September each TSO shall make its IGM available via the ENTSO for Electricity operational planning data environment pursuant to Article 21; pursuant to Article 4(5)(f) the TSO shall ensure that its IGM is consistent with the aligned net position and aligned flows on direct current lines provided by the regional security coordinator(s);
f. by 01 September plus five business days the TSO's regional security coordinator shall
    i. check the consistency of the IGM provided by the TSO against the quality criteria defined pursuant to Article 23;
    ii. if an IGM fails the quality check referred to in (i), either obtain a new IGM of sufficient quality from the TSO responsible or substitute an alternative IGM in accordance with the substitution rules referred to in Article 20(4) and make this validated IGM available via the ENTSO for Electricity operational planning data environment referred to in Article 21;
g. by 01 September plus ten business days the TSO's regional security coordinator shall
    i. apply the requirements pursuant to Article 20(3) in order to merge all IGMs into a CGM pursuant to Article 79(5) of Regulation 2017/1485 and make the resulting CGMs available to all relevant parties via the ENTSO for Electricity operational planning data environment referred to in Article 21;
    ii. validate each CGM obtained and ensure it is consistent with those obtained by all other regional security coordinators (if any).

2. Pursuant to Article 68(1) of Regulation 2017/1485, where applicable TSOs shall send updated models up until the cut-off date of 01 September of each year and pursuant to Article 68(2) of Regulation 2017/1485 regional security coordinators shall prepare updated CGMs until the cut-off date of 01 September plus ten business days of each year.
3. The deadlines set out in paragraph 1 apply to the preparation of a year-ahead CGM covering a full calendar year beginning on 01 January and ending on 31 December. Where the target time horizon for the year-ahead CGM differs from this, the deadlines shall shift accordingly. All TSOs may jointly agree to shorten the deadlines in such a way that less time is allowed for the completion of one or more of the tasks listed in paragraph 1.

4. T0 is defined as that point in the day-ahead CGM process at which each TSO needs to have submitted its IGMs for the following day in order for the CGM process to advance in a timely manner given all the subsequent steps in the process. T3 is defined as that point in the day-ahead CGM process at which a CGM based on at least one full iteration; i.e., based upon a set of IGMs updated in the light of a preceding version of the CGM; has to be available in order to allow for the completion of all subsequent steps in the process in a timely manner. T5 is defined as that point in the day-ahead CGM process at which all findings and decisions based on the coordinated security analysis building on the CGM have been consolidated and communicated and the process ends. When preparing day-ahead CGMs, all TSOs and regional security coordinators shall complete the following steps:
    a. by time T0 minus 95 minutes on the day before the day of delivery each TSO shall make its net position and flows on direct current lines for each day-ahead scenario available via the ENTSO for Electricity operational planning data environment referred to in Article 21. These net positions and flows on direct current lines shall reflect cross-zonal exchanges as of time T0 minus 120 minutes. TSOs in bidding zones where the cross-zonal intraday market for the following day opens before time T0 minus 90 minutes shall use the data as of time T0 minus 120 minutes;
    b. by time T0 minus 90 minutes on the day before the day of delivery aligned net positions and flows on direct current lines for each day-ahead scenario shall be available to all TSOs via the ENTSO for Electricity operational planning data environment referred to in Article 21.
    c. immediately after time T0 minus 15 minutes on the day before the day of delivery updated net positions and flows on direct current lines for each day-ahead scenario shall be made available to all TSOs via the ENTSO for Electricity operational planning data environment referred to in Article 21 by those TSOs whose net positions and flows on direct current lines change relative to the values established at T0 minus 120 minutes due to preventive remedial actions activated by these TSOs. The updated net positions and flows on direct current lines shall reflect cross-zonal exchanges as of T0 minus 120 minutes as well as TSO-TSO transactions entered into between that time and T0 minus 20 minutes for the purpose of activating preventive remedial actions.
    d. by time T0 minus 10 minutes on the day before the day of delivery updated aligned net positions and flows on direct current lines for each day-ahead scenario shall be available to all TSOs via the ENTSO for Electricity operational planning data environment referred to in Article 21.
    e. by time T0 on the day before the day of delivery each TSO shall make its IGM available via the ENTSO for Electricity operational planning data environment in accordance with Article 21; pursuant to Article 4(5)(f) the TSO shall ensure that its IGM is consistent with the scheduled exchanges referred to in Article 22(4)(d) as well as agreed remedial actions determined in the previous time frame;
    f. by time T0 plus 50 minutes on the day before the day of delivery the TSO's regional security coordinator shall
        i. check the consistency of the IGM provided by the TSO against the quality criteria defined pursuant to Article 23;
        ii. if an IGM fails the quality check referred to in (i), either obtain a new IGM of sufficient quality from the TSO responsible or substitute an alternative IGM in

accordance with the substitution rules referred to in Article 20(4) and make this validated IGM available via the ENTSO for Electricity operational planning data environment referred to in Article 21;

g. by time T0 plus 60 minutes on the day before the day of delivery the TSO's regional security coordinator shall
   i. apply the requirements specified in Article 20(2) in order to merge all IGMs into a CGM pursuant to Article 79(5) of Regulation 2017/1485 and make the resulting CGMs available to all relevant parties via the ENTSO for Electricity operational planning data environment referred to in Article 21;
   ii. validate each CGM obtained to ensure that it is consistent with those obtained by all other regional security coordinators (if any);

h. following the validation of the CGM at time T0 plus 60 minutes on the day before the day of delivery
   i. TSOs and regional security coordinators shall carry out coordinated operational security analyses as required by the methodology for coordinating operational security analysis pursuant to Article 75(1) of Regulation 2017/1485, the common provisions for regional operational security coordination pursuant to Article 76(1) and other relevant procedures and agreements;
   ii. the regional security coordinator shall, where applicable, make available an updated CGM including any remedial actions agreed by time T3;

i. the process shall be repeated between time T0 and time T5 as required by the methodology for coordinating operational security analysis pursuant to Article 75(1) of Regulation 2017/1485.

5. All TSOs shall jointly define times T0 and T3 and T5 in accordance with the methodology for coordinating operational security analysis pursuant to Article 75(1) of Regulation 2017/1485 and publish these times on the ENTSO-E website. All TSOs may jointly agree to shorten the deadlines in such a way that less time is allowed for the completion of one or more of the tasks listed in paragraph 4.

6. When preparing intraday CGMs, all TSOs and regional security coordinators shall complete the following steps:
   a. by 1 hour 35 minutes before the reference time each TSO shall make its net position and flows on direct current lines for each intraday scenario available to all TSOs via the ENTSO for Electricity operational planning data environment referred to in Article 21. These net positions and flows on direct current lines shall reflect cross-zonal exchanges as of the reference time minus 2 hours;
   b. by 1 hour 30 minutes before the reference time aligned net positions and flows on direct current lines for each TSO and for each intraday scenario shall be available to all TSOs via the ENTSO for Electricity operational planning data environment referred to in Article 21;
   c. by 1 hour before the reference time each TSO shall make its IGM for each market time unit between the reference time and the time eight hours later than the reference time available via the ENTSO for Electricity operational planning data environment in accordance with Article 21; pursuant to Article 4(5)(f) the TSO shall ensure that its IGM is consistent with the scheduled exchanges referred to in Article 22(6)(b) as well as agreed remedial actions determined in the previous time-frame;
   d. by 55 minutes before the reference time the TSO's regional security coordinator shall

i. check the consistency of the IGM provided by the TSO against the quality criteria defined pursuant to Article 23;
ii. if an IGM fails the quality check referred to in (i), either obtain a new IGM of sufficient quality from the TSO responsible or substitute an alternative IGM in accordance with the substitution rules referred to in Article 20(4) and make this validated IGM available via the ENTSO for Electricity operational planning data environment referred to in Article 21;

e. by 45 minutes before the reference time the TSO's regional security coordinator shall
i. apply the requirements specified in Article 20(2) in order to merge all IGMs into a CGM pursuant to Article 79(5) of Regulation 2017/1485 and make the resulting CGMs available to all relevant parties via the ENTSO for Electricity operational planning data environment referred to in Article 21;
ii. validate each CGM obtained to ensure that it is consistent with those obtained by all other regional security coordinators (if any);

f. without undue delay, following the validation of the CGM 45 minutes before the reference time
i. the regional security coordinator shall, where applicable, make available an updated CGM based on updated IGMs to be provided by each TSO including any remedial actions agreed in accordance with the methodology for coordinating operational security analysis pursuant to Article 75(1) of Regulation 2017/1485, the common provisions for regional operational security coordination pursuant to Article 76(1) and other relevant procedures and agreements.

7. The reference times referred to in paragraph 6 shall initially be 00:00h, 08:00h, 16:00h. All TSOs may jointly agree to define additional reference times and / or to shorten the deadlines in such a way that less time is allowed for the completion of one or more of the tasks listed in paragraph 6. Pursuant to Article 76(1)(a) of Regulation 2017/1485 as well as Article 4(4), all TSOs of a capacity calculation region may jointly agree to define additional reference times applicable to the TSOs of that capacity calculation region only as well as the associated substitution rules.
8. All TSOs shall ensure that the merging process and the CGM are completed in time for the relevant operational deadlines set out in the applicable legislation and associated methodologies to be met and such that the most accurate and up to date model possible can be delivered for each timeframe.

Article 23

Quality monitoring

1. All TSOs shall jointly define quality criteria that IGMs have to meet in order to be merged into a common grid model. An IGM that does not meet these quality criteria shall be replaced by a substitute IGM.
2. All TSOs shall jointly define quality criteria that CGMs have to meet before they can be made available via the ENTSO for Electricity operational planning data environment.
3. All TSOs shall jointly define criteria that the preliminary net positions and preliminary flows on direct current lines as well as the other input data required for the CGM alignment process pursuant to Article 19 have to meet. Data sets that do not meet these criteria shall be replaced by substitute data.

4. All TSOs shall jointly define quality indicators that make it possible to assess all stages of the CGM process including, in particular, the CGM alignment process described in Article 19. They shall monitor these quality indicators and publish the indicators and the results of the monitoring as part of the data to be provided pursuant to Article 31(3) of Regulation 2015/1222 as well as Article 26(3) of Regulation 2016/1719.

Article 24
Timescale for implementation

1. Upon approval of the present methodology each TSO shall publish it on the internet in accordance with Article 8(1) of Regulation 2017/1485.
2. All TSOs shall jointly develop a governance framework for the ENTSO for Electricity operational planning data environment referred to in Article 21 which shall at a minimum address the topics of ownership, hosting, cost allocation, licensing requirements, and operational responsibility. This governance framework shall be prepared in a manner timely enough to allow all TSOs to meet the deadline set out in paragraph 3.
3. By three months after the approval of the common grid model methodology submitted pursuant to Articles 67(1) and 70(1) of Regulation 2017/1485 all TSOs shall organise the process of merging the individual grid models by completing the following tasks:
    a. all TSOs shall jointly develop the governance framework referred to in paragraph 2;
    b. each TSO shall formalise the delegation agreement with the regional security coordinator referred to in Article 19;
    c. all TSOs shall jointly specify and develop the algorithm referenced in Article 19 and shall also specify the rules and process associated with the said algorithm. All TSOs will publish on the internet the specifications, rules and process associated with the algorithm referenced in Article 19;
    d. all TSOs shall jointly define the quality criteria and quality indicators referred to in Article 23;
    e. all TSOs shall jointly formulate the requirements with respect to regional security coordinators and the merging process referred to in Article 20(2) as well as the substitution rules referred to in Article 20(4);
    f. each TSO shall formalise the delegation agreement with the regional security coordinator referred to in Article 20.
4. By six months after the approval of the common grid model methodology submitted pursuant to Articles 67(1) and 70(1) of Regulation 2017/1485, the ENTSO for Electricity operational planning data environment referred to in Article 21 shall be operational. All TSOs and all regional security coordinators shall be connected to the ENTSO for Electricity operational planning data environment and shall be able to make use of all of its features as described in the present methodology. All TSOs shall jointly ensure that the CGM process is operational and available for use by all relevant parties.
5. All TSOs shall jointly publish the available data related to quality monitoring on a yearly basis following the implementation of the OPDE.

Article 25
Language

The reference language for this CGMM Proposal shall be English. For the avoidance of doubt, where TSOs need to translate this proposal into their national language(s), in the event of inconsistencies between the English version published by TSOs in accordance with Article 8(1) of Regulation 2017/1485 and any version in another language the relevant TSOs shall, in accordance with national legislation, provide the relevant national regulatory authorities with an updated translation of the proposal.