



energiavirasto energimyndigheten

Tämä on Energiaviraston sähköisesti allekirjoittama asiakirja.
Detta är ett dokument som har signerats elektroniskt av
Energimyndigheten.

This is a document that has been electronically signed by the
Energy Authority.

Asiakirjan päivämäärä on:

Dokumentet är daterat: 29.03.2018

The document is dated:

Esittelijä / Föredragande / Referendary

Nimi / Namn / Name: SALO MARI JOHANNA

Pvm / Datum / Date: 29.03.2018

Ratkaisija / Beslutsfattare / Decision-maker

Nimi / Namn / Name: Simo Nurmi

Pvm / Datum / Date: 29.03.2018

Allekirjoitustapa / Signerat med / Signed with:



Allekirjoitustapa / Signerat med / Signed with:



Tämä paketti koostuu seuraavista osista:

- Kansilehti (tämä sivu)
- Alkuperäinen asiakirja tai alkuperäiset asiakirjat
- Sähköiset allekirjoitukset. Nämä eivät ole näkyvillä tässä asiakirjassa, mutta ne on yhdistetty siihen sähköisesti.



Tämä asiakirja on sinetöity sähköisellä allekirjoituksella.
Sinetti takaa asiakirjan aitouden.

Allekirjoitettu asiakirja alkaa seuraavalta sivulta. >



Detta paket består av följande delar:

- Titelblad (denna sida)
- Originaldokument
- Elektroniska signaturer. Dessa syns inte i detta dokument, med de är elektroniskt integrerade i det.



Detta dokument har försetts med sigill genom elektronisk signatur.
Sigillet garanterar dokumentets äkthet.

Det signerade dokumentet börjar på nästa sida. >



This document package contains:

- Front page (this page)
- The original document(s)
- The electronic signatures. These are not visible in the document, but are electronically integrated.



This file is sealed with a digital signature.
The seal is a guarantee for the authenticity of the document.

THE SIGNED DOCUMENT FOLLOWS ON THE NEXT PAGE >

Tämä asiakirja on sähköisesti allekirjoitettu EU-direktiivin [1999/93/EY] mukaisella allekirjoituksella.

Detta dokument innehåller elektroniska signaturer enligt EU-direktivet [1999/93/EG] om ett gemenskapsramverk för elektroniska signaturer.

This document contains electronic signatures using EU-compliant PAdES - PDF Advanced Electronic Signatures [Directive 1999/93/EC]

Fingrid Oyj
PL 530
00101 Helsinki

VARAMENETTELYT KAPASITEETIN LASKENTA-ALUEELLE BAL- TIC

Asianosainen

Fingrid Oyj

Vireilletulo

17.5.2017

Selostus asiasta

Kapasiteetin jakamista ja ylikuormitusten hallintaa koskevien suuntaviivojen vahvistamista koskevan komission asetuksen EU/2015/1222 (jäljempänä CACM suuntaviiva) 44 artiklan mukaan kunkin siirtoverkonhaltijan on viimeistään 16 kuukauden kuluttua tämän asetuksen voimaantulosta yhteistoiminnassa kapasiteetin laskenta-alueen kaikkien muiden siirtoverkonhaltijoiden kanssa laadittava ehdotus varmoista ja oikea-aikaisista varamenettelyistä, joilla voidaan varmistaa tehokas, läpinäkyvä ja syrjimätön kapasiteetin jakaminen tilanteessa, jossa yhteenkytkettyjen vuorokausimarkkinoiden prosessilla ei pystytä tuottamaan tuloksia. Fingrid Oyj (jäljempänä myös Fingrid) toimitti Energiavirastolle hyväksyttäväksi 17.5.2017 kapasiteetin laskenta-alueen Baltic siirtoverkonhaltijoiden varamenettelyjä koskevan ehdotuksen.

Energiavirasto pyysi yhdessä muiden kapasiteetin laskenta-alueeseen Baltic kuuluvien sääntelyviranomaisten kanssa tekemänsä arvion pohjalta Fingridiä täydentämään varamenettelyä koskevaa alueellista ehdotusta 27.11.2017 tekemällään muutospyyntöllä. Fingrid toimitti muutetun ehdotuksen Energiavirastolle 26.1.2018.

Asiaan liittyvä lainsäädäntö, oikeuskäytäntö, mietinnöt ja raportit

Kapasiteetin jakamista ja ylikuormitusten hallintaa koskevien suuntaviivojen vahvistamista koskevan komission asetuksen EU/2015/1222 (jäljempänä CACM suunta- viiva)

Artiklan 44 mukaan: "Kunkin siirtoverkonhaltijan on viimeistään 16 kuukauden kuluessa tämän asetuksen voimaantulosta yhteistoiminnassa kapasiteetin laskenta-alueen kaikkien muiden siirtoverkonhaltijoiden kanssa laadittava ehdotus varmista- ja oikea-aikaisista varamenettelyistä, joilla voidaan varmistaa tehokas, läpinäkyvä ja syrjimätön kapasiteetin jakaminen tilanteessa, jossa yhteenkytkettyjen vuorokausimarkkinoiden prosessilla ei pystytä tuottamaan tuloksia.

Varamenettelyjen perustamista koskevasta ehdotuksesta on järjestettävä kuuleminen 12 artiklan mukaisesti."

Artiklan 3 mukaan. "Tämän asetuksen tavoitteena on

- a) edistää tehokasta kilpailua sähkön tuotannossa, kaupassa ja toimittamisessa;
- b) varmistaa siirtoinfrastruktuurin optimaalinen käyttö;
- c) varmistaa käyttövarmuus;
- d) optimoida alueiden välisen kapasiteetin laskenta ja jakaminen;
- e) varmistaa siirtoverkonhaltijoiden, nimitettyjen sähkömarkkinaoperaattoreiden, viraston, sääntelyviranomaisten ja markkinaosapuolten oikeudenmukainen ja syrjimätön kohtelu;
- f) varmistaa tietojen avoimuus ja luotettavuus ja parantaa niitä;
- g) edistää Euroopan sähkönsiirtoverkon ja sähköalan tehokasta toimintaa ja kehittämistä pitkällä aikavälillä;
- h) ottaa huomioon tarve taata oikeudenmukaiset ja säännönmukaisesti toimivat markkinat sekä oikeudenmukainen ja säännönmukainen hinnanmuodostus;
- i) luoda tasapuoliset toimintaedellytykset nimitetyille sähkömarkkinaoperaattoreille;
- j) tarjota syrjimätön pääsy alueiden väliseen kapasiteettiin. "

Artiklan 8(1) mukaan: "Jäsenvaltion, jolla on sähköyhteys toiseen jäsenvaltioon, kaikkien siirtoverkonhaltijoiden on osallistuttava yhteenkytkettyihin vuorokausimarkkinoihin ja päivänsäisiin markkinoihin."

Artiklan 8(2. i.) mukaan: "Siirtoverkonhaltijoiden on otettava käyttöön ja toteutettava asianmukaiset varamenettelyt kapasiteetin jakamista varten 44 artiklan mukaisesti. "

Artiklan 9(1) mukaan: "Siirtoverkonhaltijoiden ja nimitettyjen sähkömarkkinaoperaattoreiden on laadittava tässä asetuksessa edellytetyt ehdot ja edellytykset tai



menetelmät ja annettava ne toimivaltaisten sääntelyviranomaisten hyväksyttäviksi tässä asetuksessa asetettuihin määräaikoihin mennessä. Jos tässä asetuksessa tarkoitettuja ehtoja ja edellytyksiä tai menetelmiä koskeva ehdotus on laadittava ja siitä on sovittava useamman siirtoverkonhaltijan tai nimitetyn sähkömarkkinaoperaattorin kesken, osallistuvien siirtoverkonhaltijoiden ja nimitettyjen sähkömarkkinaoperaattoreiden on tehtävä tiivistä yhteistyötä.”

Artiklan 9(5) mukaan: ” Jokaisen sääntelyviranomaisen on hyväksyttävä siirtoverkonhaltijoiden tai nimitettyjen sähkömarkkinaoperaattoreiden laatimat ehdot ja edellytykset tai menetelmät, joita käytetään yhteenkytkettyjen vuorokausimarkkinoiden ja päivänsisäisten markkinoiden laskemisessa tai määrittämisessä. Ne vastaavat 6, 7 ja 8 kohdassa tarkoitettujen ehtojen ja edellytysten tai menetelmien hyväksymisestä.”

Artiklan 9(7) mukaan:” Seuraavia ehtoja ja edellytyksiä tai menetelmiä koskeville ehdotuksille tarvitaan asianomaisen alueen kaikkien sääntelyviranomaisten hyväksyntä:

e) 44 artiklan mukaiset varamenettelyt.”

Artiklan 9(9) mukaan: ” Ehtoja ja edellytyksiä tai menetelmiä koskevaan ehdotukseen on sisällyttävä ehdotettu täytäntöönpanoaikataulu ja kuvaus niiden odotetuista vaikutuksista tämän asetuksen tavoitteisiin. Ehtoja ja edellytyksiä tai menetelmiä koskevat ehdotukset, joille tarvitaan useiden tai kaikkien sääntelyviranomaisten hyväksyntä, on toimitettava virastolle samaan aikaan kuin ne annetaan sääntelyviranomaisten hyväksyttäviksi. Viraston on toimivaltaisten sääntelyviranomaisten pyynnöstä annettava lausunto näistä ehtoja ja edellytyksiä tai menetelmiä koskevista ehdotuksista kolmen kuukauden kuluessa.

Artiklan 9(10) mukaan: ” Jos ehtoja ja edellytyksiä tai menetelmiä koskevan ehdotuksen hyväksyminen edellyttää useamman kuin yhden sääntelyviranomaisten päätöstä, toimivaltaisten sääntelyviranomaisten on kuultava toisiaan, tehtävä tiivistä yhteistyötä ja koordinoitava toimiaan sopimukseen pääsemiseksi. Toimivaltaisten sääntelyviranomaisten on soveltuviissa tapauksissa otettava huomioon viraston lausunto. Sääntelyviranomaisten on tehtävä 6, 7 ja 8 kohdan mukaisesti ehdotettuja ehtoja ja edellytyksiä tai menetelmiä koskevat päätökset kuuden kuukauden kuluessa siitä, kun sääntelyviranomaisen tai, soveltuviissa tapauksissa, viimeinen asianosainen sääntelyviranomaisen on vastaanottanut ehdot ja edellytykset tai menetelmät. ”

Artiklan 9(12) mukaan: ” Jos yksi tai useampi sääntelyviranomaisen vaatii 6, 7 ja 8 kohdan mukaisesti toimitettujen ehtojen ja edellytysten tai menetelmien muuttamista ennen hyväksymistä, asianomaisten siirtoverkonhaltijoiden tai nimitettyjen sähkömarkkinaoperaattoreiden on annettava ehdotus muutetuista ehdoista ja edellytyksistä tai menetelmistä kahden kuukauden kuluessa sääntelyviranomaisten vaatimuksen esittämisestä. Toimivaltaisten sääntelyviranomaisten on päätettävä muutetuista ehdoista ja edellytyksistä tai menetelmistä kahden kuukauden kuluessa niiden esittämisestä. Jos toimivaltaiset sääntelyviranomaiset eivät ole päässeet sopimukseen 6 ja 7 kohdan mukaisista yhteisistä ehdoista ja edellytyksistä tai menetelmistä kahden kuukauden määräajassa tai niiden yhteisestä pyynnöstä vi-



rasto tekee päätöksen muutetuista ehdoista ja edellytyksistä tai menetelmistä kuuden kuukauden kuluessa asetuksen (EY) N:o 713/2009 8 artiklan 1 kohdan mukaisesti.”

Artiklan 12(1.) mukaan ”ehtoja ja edellytyksiä tai menetelmiä tai niiden muutoksia koskevien ehdotusten toimittamisesta tämän asetuksen mukaisesti vastaavien siirtoverkonhaltijoiden ja nimitettyjen sähkömarkkinaoperaattoreiden on kuultava sidosryhmiä, kunkin jäsenvaltion asianomaiset viranomaiset mukaan luettuina, ehtoja ja edellytyksiä tai menetelmiä koskevista ehdotusluonnoksista, kun sitä nimenomaisesti vaaditaan tässä asetuksessa. Kuulemisen on kestettävä vähintään yhden kuukauden.

Artiklan 12(2.) mukaan: ”siirtoverkonhaltijoiden tai nimitettyjen sähkömarkkinaoperaattoreiden unionin tasolla esittämät ehdot ja edellytyksiä tai menetelmiä koskevat ehdotukset on julkaistava ja niistä on järjestettävä kuuleminen unionin tasolla. Siirtoverkonhaltijoiden tai nimitettyjen sähkömarkkinaoperaattoreiden alueellisella tasolla esittämistä ehdotuksista on järjestettävä kuuleminen vähintään aluetasolla. Osapuolten kahden- tai monenvälisellä tasolla esittämistä ehdotuksista on järjestettävä kuuleminen vähintään asianomaisten jäsenvaltioiden tasolla.”

Artiklan 12(3.) mukaan: ” ehtoja ja edellytyksiä tai menetelmiä koskevasta ehdotuksesta vastaavien osapuolten on otettava 1 kohdan mukaisesti järjestetyissä kuulemisissa ilmaistut sidosryhmien näkemykset asianmukaisesti huomioon ennen ehdotuksen antamista sääntelyviranomaisen hyväksyttäväksi, jos tätä vaaditaan 9 artiklan mukaisesti, ja kaikissa muissa tapauksissa ennen ehdotuksen julkaisemista. Kaikissa tapauksissa on annettava selkeät ja vankat perustelut sille, kuinka kuulemisessa esitetyt näkökannat on otettu huomioon tai jätetty huomioimatta, ja ne on julkaistava viipymättä ennen ehtoja ja edellytyksiä tai menetelmiä koskevan ehdotuksen julkaisemista tai yhtä aikaa sen julkaisemisen kanssa.”

Perustelut

Energiaviraston toimivalta

CACM suuntaviivan artiklan 9(8) mukaisesti 44 artiklan mukaisen varamenettelyjä koskevan ehdotuksen hyväksymiselle tarvitaan asianomaisten alueen kaikkien sääntelyviranomaisten hyväksyntä.

Energiavirasto on yhdessä kapasiteetin laskenta-alueen Baltic sääntelyviranomaisten kanssa tehnyt yhteistyötä ehdotusta käsitellessään tekemällä yhteisen muutospyynnön kapasiteetin laskenta-alueen sääntelyviranomaisten kanssa sekä arvioimalla siirtoverkonhaltijoiden ehdotusta yhteisesti

Energiavirastosta annetun lain (870/2013) 1 §:n 2 momentin 3 kohdan mukaan Energiavirasto hoitaa kansalliselle sääntelyviranomaiselle kuuluvat tehtävät, joista säädetään sähkön sisämarkkinoita koskevista yhteisistä säännöistä ja direktiivin 2003/54/EY kumoamisesta annetun Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivin 2009/72/EY, jäljempänä sähkömarkkinadirektiivi, nojalla annetuissa, suuntaviivoja koskevissa komission asetuksissa tai päätöksissä.

CACM suuntaviiva on sähkömarkkinadirektiivin nojalla annettu Komission säädös, jonka mukaisten tehtävien hoitaminen on lainsäädännössä annettu Energiaviraston



tehtäväksi. Varamenettelyjä koskevan päätöksen tekee CACM asetuksen artiklan 9(8) mukaisesti asianomaisen alueen jäsenvaltioiden kansalliset sääntelyviranomaiset, jollainen myös Energiavirasto on.

Ehdotuksen arviointi

CACM suuntaviivojen artiklan 44 mukaan Fingridin olisi tullut toimittaa kapasiteetin laskenta-alueen Baltic siirtoverkonhaltijoiden ehdotus toimivaltaisille sääntelyviranomaisille vahvistettavaksi 16 kuukauden kuluttua asetuksen voimaantulosta eli 14.12.2016 mennessä. Johtuen kuitenkin kapasiteetin laskenta-alueiden määrittämisestä koskeneen päätöksen viivästyttämisestä ja CACM suuntaviivojen artiklan 44 edellyttämästä menettelyehdotusta koskevasta kuulemisajasta, ei siirtoverkonhaltijoilla ollut käytännössä mahdollisuutta antaa ehdotustaan määräajassa.

Siirtoverkonhaltijat ilmoittivat asiasta kansallisille sääntelyviranomaisille sekä kansallisten sääntelyviranomaisten yhteistyövirastolle, jäljempänä ACER, 28.9.2016 koordinaatioryhmän tapaamisessa, jossa myös Euroopan komissio oli läsnä. Siirtoverkonhaltijoiden yhteistyöelin ENTSO-E lisäksi ilmoitti Komissiolle asiasta erillisellä kirjeellä 30.11.2016. Komissio katsoi riittäväksi toimenpiteeksi, että siirtoverkonhaltijat ilmoittavat asianomaiselle kansalliselle sääntelyviranomaiselle asiasta ja uudesta määräajasta. Fingrid ilmoitti 12.12.2016 päivätyllä kirjeellä Energiavirastolle, että ehdotus tultaisiin toimittamaan viimeistään 17.9.2017. Energiavirasto vastaanotti Fingridin ehdotuksen kapasiteetin laskenta-alueen Baltic:n varamenettelyistä 17.5.2017. Edellä mainituista syistä Energiavirasto katsoo, että Fingridin varamenettelyjä koskeva ehdotus voitiin ottaa suuntaviivan asettaman määräajan ylittymisestä huolimatta käsiteltäväksi.

CACM suuntaviivojen artiklan 44(2) mukaan varamenettelyjen perustamista koskevasta ehdotuksesta on järjestettävä kuuleminen 12 artiklan mukaisesti. Siirtoverkonhaltijat järjestivät ehdotuksesta CACM suuntaviivan 12 artiklan edellyttämällä tavalla kuukauden pituisen kuulemisen 5.4-5.5.2017.

Viimeinen kapasiteetin laskenta-alueen Baltic kansallinen sääntelyviranomainen vastaanotti varamenettelyä koskevan ehdotuksen 25.5.2017.

Kapasiteetin laskenta-alueen Baltic sääntelyviranomaiset ovat CACM suuntaviivojen 9(10.) edellyttämällä tavalla tehneet yhteistyötä pitämällä ehdotuksesta yhteisen konsultaation sekä arvioimalla ehdotusta yhdessä ja laatimalla yhteisesti alueen siirtoverkonhaltijoille lähetetyn muutospyyntö, jonka Energiavirasto toimitti Fingridille 27.11.2017. Fingrid toimitti muutetun ehdotuksen Energiavirastolle CACM suuntaviivojen artiklan 9(12.) asettamassa määräajassa 26.1.2018.

Varamenettelyä koskevan ehdotuksen mukaan ehdotuksen tavoitteena on taata kapasiteetin laskenta-alueeseen Baltic kuuluvien tarjousalueiden säilyminen yhtenäisenä tilanteessa, jossa yhteenkytkettyjen vuorokausimarkkinoiden prosessilla ei pystytä tuottamaan tuloksia. Kapasiteetin laskenta-alueen Baltic ohella yhteenkytketty alue voi ehdotuksen mukaan käsittää tietyin edellytyksin myös kapasiteetin laskenta-alueen Nordicin.

Ehdotuksen mukaan nimetty sähkömarkkinaoperaattori (jäljempänä NEMO), joka tarjoaa alueella vuorokausimarkkinoiden palveluja kaikilla kapasiteetinlaskenta-



alueen Baltic tarjousalueilla, voi toimia varamenettelykoordinaattorina. Mikäli alueella on useampia tällaisia NEMOja, NEMO:t toimivat vuorotellen varamenettelykoordinaattorina ehdotuksessa tarkemmin kuvatulla tavalla.

Varamenettelykoordinaattori laskee jokaisen tarjousalueen nettopositiot ja selviytyshinnat käyttäen vuorokautisten markkinoiden laskentamenetelmiä ja toimittaa tulokset kaikille alueen siirtoverkonhaltijoille, NEMOille ja koordinoitulle kapasiteetin laskijoille. Varamenettelykoordinaattorin tulee saada vuorokausimarkkinoiden tulokset lasketuksi klo 20:00 (CET) mennessä toimituspäivää edeltävänä iltana. Tulokset tulee toimittaa markkinaosapuolille klo 20:05 (CET) mennessä.

Mikäli varamenettelykoordinaattori ei pysty laskemaan tuloksia tarjousalueille määraikaan mennessä niin artiklan 39 CACM suuntaviivojen mukaisesti referenssipäivän nettopositioita ja selvityshintoja käytetään tuloksena vuorokausimarkkinoiden aikajanan jokaisen markkina-aikayksikön osalta.

Siirtoverkonhaltijat implementoivat ehdotuksen mukaan varamenettelyt, kun asianomaiset NEMO:t ovat implementoineet tarvittavat vuorokausimarkkinoita koskevat markkinoiden yhteenliittäjän toiminnot sekä yhteiset varamenettelyjä koskevat prosessit, viimeistään 4 kuukauden kuluttua siitä, kun vuorokausimarkkinoiden yhteisiä varamenettelyjä koskevat prosessit on kehitetty.

Energiavirasto katsoo, että ehdotus tukee CACM suuntaviivojen artiklan 3 tavoitteiden toteuttamista. Menetelmän tarkoitus on varmistaa toimintojen operatiivinen varmuus. Ehdotus rakentuu jo aiemmin käytössä oleviin menetelmiin, mikä on omiaan edistämään operatiivista varmuutta. Ehdotus mahdollistaa tarjousalueiden välisen kaupankäynnin kapasiteetin laskenta-alueella Baltic ja mahdollisuuksien mukaan myös kapasiteetin laskenta-alueella Nordic eriytymistilanteissa. Tätä on pidettävä erityisen tärkeänä pienistä tarjousalueista koostuvalla kapasiteetin laskenta-alueella. Siten ehdotuksen on katsottava edistävän kilpailua ja myös alueen siirto-infrastruktuurin optimaalista käyttöä.

Edellä mainituista syistä Energiavirasto vahvistaa Fingridin noudatettavaksi tämän päätöksen liitteenä olevan kapasiteetin laskenta-alueen Baltic siirtoverkonhaltijoiden ehdotuksen varamenettelyksi CACM suuntaviivojen artiklan 44 nojalla.

Ratkaisu

Energiavirasto vahvistaa Fingrid Oyj:n noudatettavaksi päätöksen liitteenä olevat kapasiteetin laskenta-alueen Baltic varamenettelyt: All Baltic CCR TSOs' amended proposal for the fallback procedures in accordance with Article 44 of the Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management .

Päätöstä on noudatettava muutoksenhausta riippumatta.

Sovelletut säännökset

CACM suuntaviivojen artiklat 3, 9, 44

Laki sähkö- ja maakaasumarkkinoiden valvonnasta (590/2013) 36§,38 §.

Muutoksenhaku

Muutoksenhakua koskeva ohjeistus markkinaoikeuteen liitteenä.

Liitteet Valitusosoitus

All Baltic CCR TSOs' amended proposal for the fallback procedures in accordance with Article 44 of the Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management

Approval by all Baltic Capacity Calculation region National Regulatory Authorities agreed on the all Baltic Capacity Calculation region Transmission System Operators proposal for the fallback procedures in accordance with Article 44 of the Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management

Jakelu Fingrid Oyj

Tiedoksi ACER

Valitusosoitus

1 Muutoksenhakuoikeus

Energiaviraston päätökseen saa hakea muutosta valittamalla siten kuin hallintolainkäyttölaissa (586/1996) säädetään. Valituskelpoisella päätöksellä tarkoitetaan toimenpidettä, jolla asia on ratkaistu tai jätetty tutkimatta.

Valitusoikeus on sillä, johon päätös on kohdistettu tai jonka oikeuteen, velvollisuuteen tai etuun päätös välittömästi vaikuttaa.

2 Valitusviranomainen

Valitusviranomainen Energiaviraston päätökseen on Markkinaoikeus.

3 Valitusaika

Valitus on tehtävä 30 päivän kuluessa päätöksen tiedoksisaannista. Valitusaikaa laskettaessa tiedoksisaantipäivää ei oteta lukuun.

4 Valituskirjelmän sisältö

Valitus tehdään kirjallisesti. Markkinaoikeudelle osoitetussa valituskirjelmässä on ilmoitettava:

- valittajan nimi ja kotikunta
- postiosoite ja puhelinnumero, joihin asiaa koskevat ilmoitukset valittajalle voidaan toimittaa
- päätös, johon haetaan muutosta
- miltä kohdin päätökseen haetaan muutosta ja mitä muutoksia siihen vaaditaan tehtäväksi sekä
- perusteet, joilla muutosta vaaditaan.

Valittajan, laillisen edustajan tai asiamiehen on allekirjoitettava valituskirjelmä. Jos valittajan puhevaltaa käyttää hänen laillinen edustajansa tai asiamiehensä tai jos valituksen laatijana on muu henkilö, on valituskirjelmässä ilmoitettava myös tämän nimi ja kotikunta.

5 Valituskirjelmän liitteet

Valituskirjelmään on liitettävä:

- muutoksenhaun kohteena oleva päätös alkuperäisenä tai jäljennöksenä
- todistus siitä, minä päivänä päätös on annettu tiedoksi tai muu selvitys valitusajan alkamisajankohdasta sekä
- asiakirjat, joihin valittaja vetoaa vaatimuksensa tueksi, jollei niitä ole jo aikaisemmin toimitettu Energiavirastolle tai markkinaoikeudelle.

Asiamiehen on liitettävä valituskirjelmään valtakirja, jollei päämies ole valtuuttanut häntä suullisesti valitusviranomaisessa. Asianajajan ja yleisen oikeusavustajan tulee esittää valtakirja ai-noastaan, jos valitusviranomainen niin määrää.

7 Valituskirjelmän toimittaminen valitusviranomaiselle

Valituskirjelmä on toimitettava valitusajan kuluessa Markkinaoikeudelle, jonka osoite on:

Markkinaoikeus

Radanrakentajantie 5

00520 Helsinki

Faksi: 029 56 43300

Sähköposti: markkinaoikeus@oikeus.fi

**All Baltic CCR TSOs' amended proposal
for the fallback procedures in accordance
with Article 44 of the Commission
Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015
establishing a guideline on capacity
allocation and congestion management**

26th January 2018

Table of Contents

Whereas	3
Article 1 Subject matter and scope.....	5
Article 2 Definitions.....	5
Article 3 Fallback procedures in the event that the single day-ahead coupling process is unable to produce results.....	6
Article 4 Fallback Coordinator in the Baltic CCR	7
Article 5 Requirements to act as Fallback Coordinator in the Baltic CCR	8
Article 6 Tasks of Fallback Coordinator in the Baltic CCR.....	8
Article 7 Incident report to NRAs	9
Article 8 Publication and implementation of the fallback procedures	9
Article 9 Language	9

All Baltic CCR TSOs, taking into account the following,

Whereas

1. This document is a proposal developed by all Transmission System Operators (hereafter referred to as “TSOs”) of the Baltic Capacity Calculation Region (hereafter referred to as “Baltic CCR”) regarding the fallback procedures in the event that the single day-ahead coupling (hereafter referred to as “SDAC”) process is unable to produce results for at least on one or on all bidding zone borders of Baltic CCR (hereafter referred to as “fallback procedures”) in accordance with Article 44 of Commission Regulation (EU) 2015/1222 establishing a guideline on Capacity Allocation and Congestion Management (hereafter referred to as the “CACM Regulation”).
2. The fallback procedures take into account the general principles and goals set in the CACM Regulation 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 the CACM Regulation is the coordination and harmonisation of capacity calculation and allocation in the day-ahead and intraday cross-border markets. To facilitate these aims, it is necessary to develop arrangements for providing non-discriminatory access to cross-zonal capacity in cases of more than one nominated electricity market operator (hereafter referred to as "NEMO") in one bidding zone. For efficiency reasons the fallback procedures make use of existing market operator(s) and already implemented solutions where appropriate, without precluding competition from new operators. SDAC decoupling takes into account, that bidding zones of the coupled region shall be coupled during the fallback procedures.
3. According to Article 9 (9) of the CACM Regulation, the expected impact of the proposed fallback procedures on the objectives of the CACM Regulation has to be described. The impact is presented below (points (4) to (9) on this Whereas Section).
4. The fallback procedures contribute to and do not in any way hamper the achievement of the objectives of Article 3 of the CACM Regulation. In particular, the Proposal serves the objectives ensuring operational security (Article 3 (c) of the CACM Regulation), creating a level playing field for NEMOs (Article 3 (i) of the CACM Regulation) and respecting the need for a fair and orderly market and fair and orderly price formation (Article 3 (h) of the CACM Regulation).
5. Reliability of prices in the Baltic bidding zones is important as most of the total consumption of power in the Nordic and Baltic market is currently traded at the power exchange. With the goal of the fallback procedures to keep all Baltic and Nordic bidding zones coupled, in case of decoupling from adjacent region, the proposed solution respects the need for a fair and orderly market as well as fair and orderly price formation also in a situation where the CCR Baltic and CCR Nordic is decoupled from the rest of the single day-ahead coupled region. (Article 3 (h) of the CACM Regulation).
6. Regarding the objective of ensuring optimal use of the transmission infrastructure (3 (b) of the CACM Regulation) and ensuring operational security (3(c) of the CACM Regulation) and optimising the calculation and allocation of cross-zonal capacity (3 (d) of the CACM Regulation) the proposed fallback procedures enables a transparent and efficient use of transmission capacity in critical situations by providing the market with day-ahead auction results. The operational security is also ensured by establishing simple procedures and a distinct allocation of responsibility in a fallback situation.

7. Regarding the objective of ensuring fair and non-discriminatory treatment of TSOs and NEMOs (Article 3 (e) of the CACM Regulation), fallback procedures have taken into account the importance of creating a level playing field for market parties active on cross-zonal markets, e.g. by keeping the Nordic and Baltic market coupled in a fallback situation and avoiding a situation where all the volume planned for day-ahead is left to the intraday market. The creation of a level playing field for NEMOs specifically is supported by the rotational set-up (if more than one NEMO is active in on CCR), ensuring equal obligations and requirements for acting as Fallback Coordinator.
8. Regarding the objective of transparency and reliability of information (Article 3 (f) of the CACM Regulation), these fallback procedures, in particular regarding the choice of a reference day to set the prices for each bidding zone in a no price situation, ensures transparency towards TSOs, NEMOs and market participants.
9. In conclusion, the fallback procedures are developed according to the general objectives of the CACM Regulation in order to benefit all market participants.

SUBMIT THE FOLLOWING FALLBACK PROCEDURES PROPOSAL TO ALL REGULATORY AUTHORITIES OF THE BALTIC CCR:

Article 1

Subject matter and scope

1. The fallback procedures shall be considered as the common proposal of all TSOs in the Baltic CCR in accordance with Article 44 of CACM Regulation.
2. The Proposal applies to the fallback procedures in the Baltic CCR. These procedures are coordinated with the fallback procedures in the Nordic CCR.

Article 2

Definitions

1. For the purposes of the fallback procedures, terms used in this document shall have the meaning of the definitions included in Article 2 of the CACM Regulation, Article 2 of Regulation (EC) 714/2009, Directive 2009/72/EC and Commission Regulation (EU) 543/2013. Fallback procedure identifies two overall fallback situations: Regional decoupling and full decoupling. In case of regional decoupling, one region might experience problems and therefore has to be decoupled from the rest of regions, which continue to be coupled. In case of full decoupling, all regions and bidding zones are decoupled from each other.
2. In addition, in these fallback procedures, unless the context requires otherwise, the following terms shall have the meaning below:
 - a) “Fallback Coordinator” means the day-ahead NEMO, which in addition to performing the tasks of an operator during Market Coupling Session (hereafter referred to as “MCS”) is responsible for coordinating the operation of the MCS within the coupled region in case of SDAC decoupling. The role of Fallback Coordinator will follow a rotational setup as outlined in this Proposal and procedures vested in this Proposal.
 - b) “Coupled region” means the capacity calculation region(s) bidding zones which are held coupled in case of SDAC decoupling. The coupled region shall at a minimum cover Baltic bidding zones and at a maximum cover both Baltic bidding zones and Nordic bidding zones once fallback procedures of Baltic CCR and Nordic CCR have been implemented and the requirements in Article 4(3) have been met. PL Bidding Zone is excluded from coupled region.
 - c) “Baltic bidding zones” – means bidding zones which are located in control areas of Baltic TSOs (Elering AS, AS “Augstsprieguma tīkls”, Litgrid AB).
 - d) “Nordic bidding zones” – means bidding zones which are located in control areas of Nordic CCR TSOs and TSO of Norway (Energinet, Svenska Kraftnät, Fingrid and Statnett).
 - e) “Reference day” means the previous working day if the auction failure has effect on a working day, the previous Saturday if it has effect on a Saturday, the previous Sunday if it

has effect on a Sunday and the previous Sunday or public holiday, as appropriate, if the auction failure has effect on a public holiday. Working day means days from Monday to Friday not including public holidays. In case if No-price situation occurs only in Baltic bidding zones (regional decoupling), a public holiday must be a legal public holiday with combined of at least 67% of the total Baltic Bidding zones' consumption for the last 10 years with available Eurostat statistics. In case if No-price situation occurs in the coupled region i.e. the Baltic CCR + Nordic CCR, a public holiday must be a legal public holiday in countries in the coupled region with a combined consumption of at least 67% of the total consumption for the last 10 years with available Eurostat statistics. Christmas Eve (24/12) and New Year's Eve (31/12) are considered as public holidays.

- f) "No-price situation" means that the Fallback Coordinator is not able to determine the prices per bidding zone in the Baltic CCR until 20:00 on the day prior to the day of delivery.
- g) "Regional decoupling" means a situation where one or more order books and/or capacities of the capacity calculation region are not submitted to SDAC by deadline and therefore the region experiencing problems has to be decoupled from the rest of SDAC region, which continues to be coupled.
- h) "Full decoupling" means a situation where SDAC price coupling results are not confirmed by deadline and all SDAC regions and bidding zones are decoupled from each other.

3. In this Proposal, unless the context requires otherwise:

- a) the singular indicates the plural and vice versa;
- b) headings are inserted for convenience only and do not affect the interpretation of this Proposal; and
- c) any reference to legislation, regulations, directives, orders, instruments, codes or any other enactment shall include any modification, extension or re-enactment of it when in force.
- d) References to an "Article" are, unless otherwise stated, references to an article of this proposal.

Article 3

Fallback procedures in the event that the single day-ahead coupling process is unable to produce results

1. The Fallback Coordinator shall initiate the fallback procedures in coupled region when SDAC declares decoupling affecting the coupled region in accordance with terms and conditions and methodologies as defined in accordance with Article 36 and Article 37 of the CACM Regulation.
If one or several NEMO(s) operating in PL Bidding Zone cannot deliver Order book with orders from PL Bidding Zone for coupling process and transit between SE and LT is possible due to the fact that NEMO(s) in SE and LT Bidding Zone are still operating, such situation for Baltic CCR shall not be considered as trigger for fallback procedures.
2. In the event of full decoupling or a regional decoupling until the 20:00 (CET), the Fallback Coordinator shall use the SDAC system in a regional setup to calculate net positions and prices for each bidding zone in the coupled region and deliver the results to all TSOs and all NEMOs in the coupled region. During calculation, the cross-zonal capacities on interconnectors from/to

the coupled region and on LT-PL border interconnector are set to 0 (zero) MW for the day-ahead timeframe.

3. The calculation mentioned in Article 3(2) shall be made using the same network data (with exception to LT-PL border, on which interconnector capacity shall be set to 0 (zero)) and order data of coupled region (e.g. Baltic and Nordic CCRs) that was part of the SDAC for the given day (which have been already provided by TSOs and market participants in the morning - prior to day-ahead market gate closure time). The calculation shall be completed until 20:00 CET and the results of the calculation shall be delivered to the all NEMOs, TSOs and CCCs in the coupled region until 20:05 CET.
4. In the event that the Fallback Coordinator is not able to calculate net positions and prices per bidding zone in the coupled region until 20:00 CET on the day prior to the day of delivery ("No-price situation"), the clearing prices and net positions in accordance with Article 39 of the CACM Regulation from a Reference day will be deemed valid for each Market Time Unit (MTU) for the day ahead time frame in the bidding zones of coupled region. Schedules on borders of CCRs included in coupled region, shall be set to schedule from a Reference day. It also applies to LT-PL border.
5. In case of No-price situation the respective local imbalance settlement regulation shall apply to the market participants within the coupled region following the use of results from Reference day.
6. In the case of No-price situation the planned flow on interconnections from/to the coupled region according to the Reference day results shall be treated as an imbalance in the respective TSOs' areas.

In case of No-price situation, any costs or incomes coming from imbalances on Baltic CCR interconnectors outside of the coupled region as a result of applying scheduled exchanges from Reference day are treated as regional costs or income by the Baltic CCR.

7. Cost or income as a result of imbalance energy purchase or sell from this Baltic CCR fallback procedure shall be considered as regional cost based on CACM Article 80(2b) and shall be settled based on decision by Baltic CCR NRAs according to the Article 80(4).

Article 4

Fallback Coordinator in the Baltic CCR

1. In case there is only one NEMO designated or offering SDAC trading services in all bidding zones of the Baltic CCR, this NEMO shall act as Fallback Coordinator.
2. In case there are more than one NEMO designated or offering SDAC trading services in all bidding zones of the Baltic CCR, a rotational setup shall be implemented assigning one NEMO at a time as Fallback Coordinator in accordance with the coordinator calendar in the SDAC. A prerequisite for the rotational setup is that detailed procedures for a fallback situation have been developed by these NEMOs in coordination with the TSOs meeting the requirements in Article 4(5) of these the Baltic CCR fallback procedures.
3. Only when the same NEMOs are qualified to be Fallback Coordinator in the Baltic CCR and Nordic CCR, it would be possible to couple both Baltic CCR and Nordic CCR. In such situation

the same Fallback Coordinator shall at one point in time be responsible for carrying out the fallback procedures in both CCRs.

4. In the rotational setup, the role of the Fallback Coordinator shall be assigned to one NEMO at a time based on the agreed procedures set in Article 4(5) of these the Baltic CCR fallback procedures.
5. By 3 months after the approval by the NRAs of this Proposal, the NEMOs meeting the requirements to act as Fallback Coordinator in the Baltic CCR set in Article 5 shall develop common detailed procedures in coordination with the TSOs including, but not limited to:
 - a) Detailed steps to be followed after fallback has been declared including the management of an incident committee for the concerned NEMOs and TSOs.
 - b) Single point of contact for TSOs to the Fallback Coordinator role.
 - c) Annual table of next year's legal public holidays for the following calendar year in the coupled region in line with the definition in Article 2.
 - d) Responsibility for updating and publishing the list of public holidays.
 - e) Definition of standard messages to market participants.
 - f) Publication of prices and net positions to market participants.
6. All NEMOs that are offering trading services in the Baltic CCR shall publish the Annual table (provided by Fallback coordinator) of next year's legal public holidays for the following calendar year in the coupled region on their websites.

Article 5

Requirements to act as Fallback Coordinator in the Baltic CCR

1. To qualify as a Fallback Coordinator, a NEMO shall meet the following requirements:
 - a) is designated or offer SDAC trading services in each bidding zone of the Baltic bidding zones; and
 - b) be coordinator and backup coordinator in the SDAC.
2. In the rotational setup, each NEMO meeting the requirements set in Article 5 (1) shall act as the Fallback Coordinator in accordance with the coordinator calendar in the SDAC.

Article 6

Tasks of Fallback Coordinator in the Baltic CCR

1. The Fallback Coordinator shall calculate market coupling results for the bidding zones in case of SDAC decoupling until at the latest 20:00 CET. The Fallback Coordinator shall deliver the validated results to the NEMOs by 20:05 CET and NEMOs shall deliver the results to the market participants at the latest 20:10 CET or in case of no-price situation give the instructions to the NEMOs to use the results of the Reference day by 20:05 CET and NEMOs shall deliver the results to the market participants at the latest 20:10 CET.
2. In the case of a fallback situation, the Fallback Coordinator shall follow the detailed procedures developed in accordance with Article 4(5).

3. The Fallback Coordinator shall in accordance with the procedures update and publish an annual table of next year's legal public holidays no later than 30th November for the following calendar year on its website and provide the table to the all NEMOs that are offering trading services in the Baltic CCR.

Article 7

Incident report to NRAs

1. The Fallback Coordinator shall in cooperation with NEMOs and TSOs send to the relevant NRAs an incident report following an incident of regional or full decoupling affecting the Baltic CCR for incidents where such report has not been provided by all NEMOs and all TSOs as part of the SDAC reporting. The incident report shall include an explanation on what caused the decoupling and an evaluation of the functioning of the fallback procedures and the impacts on NEMO, TSOs and market participants.

Article 8

Publication and implementation of the fallback procedures

1. The TSOs shall publish the procedures without undue delay after all national regulatory authorities in the Baltic CCR have approved the proposed fallback procedures or a decision has been taken by the Agency for the Cooperation of Energy Regulators in accordance with Article 9 (10), Article 9(11) and 9(12) of the CACM Regulation regarding the procedures.
2. TSOs shall implement the fallback procedures for single day-ahead coupling when the following milestones have been achieved:
 - a) The procedures have been approved by all national regulatory authorities in the Baltic CCR or a decision has been taken by the Agency for the Cooperation of Energy Regulators in accordance with Article 9 (10), Article 9(11) and 9(12) of the CACM Regulation regarding the procedures.
 - b) The implementation of the MCO Function for single day-ahead market coupling by the relevant NEMOs in accordance with Article 7(3) of the CACM Regulation.
 - c) The implementation of common detailed fallback procedures by the relevant NEMOs in accordance of Art. 4(5) of these procedures no later than 6 months after the development of common detailed fallback procedures.

Article 9

Language

The reference language for these fallback procedures shall be English. For the avoidance of doubt, where TSOs need to translate these procedures into their national language(s), in the event of inconsistencies between the English version published by TSOs in accordance with Article 9(14) of the CACM Regulation 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 fallback procedures.

**Approval by all Baltic Capacity Calculation region
National Regulatory Authorities agreed**

on

**the all Baltic Capacity Calculation region Transmission
System Operators proposal for the
fallback procedures in accordance with Article 44 of
the Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July
2015 establishing a guideline on capacity allocation
and congestion management**

20 March 2018

1. Introduction and legal base

This document elaborates an agreement of All Baltic Capacity Calculation region (CCR) National Regulatory Authorities (NRAs), agreed on 20 March 2018, on the All Baltic CCR Transmission System Operators (TSOs) proposal for the fallback procedures (Fallback Procedures Proposal) submitted in accordance with Article 44 of the Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a Guideline on Capacity Allocation and Congestion Management (CACM).

This agreement of all Baltic CCR NRAs shall provide evidence that a decision on the amended Fallback Procedures Proposal does not, at this stage, need to be adopted by ACER pursuant to Article 9(11) of CACM. This agreement is intended to constitute the basis on which All Baltic CCR NRAs will each subsequently adopt a decision to the Fallback Procedures Proposal pursuant Article 9(6)(h).

The legal provisions relevant to the submission and approval of the Fallback Procedures Proposal and this All Baltic CCR NRAs agreement on the Fallback Procedures Proposal, can be found in Articles 3, 8, 9, 12 and 44 of the CACM.

Article 3 of CACM:

This Regulation aims at:

- (a) Promoting effective competition in the generation, trading and supply of electricity;
- (b) Ensuring optimal use of the transmission infrastructure;
- (c) Ensuring operational security;
- (d) Optimising the calculation and allocation of cross-zonal capacity;
- (e) Ensuring fair and non-discriminatory treatment of TSOs, NEMOs, the Agency, regulatory authorities and market participants;
- (f) Ensuring and enhancing the transparency and reliability of information;
- (g) Contributing to the efficient long-term operation and development of the electricity transmission system and electricity sector in the Union;
- (h) Respecting the need for a fair and orderly market and fair and orderly price formation;
- (i) Creating a level playing field for NEMOs;
- (j) Providing non-discriminatory access to cross-zonal capacity.

Article 8 of CACM:

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

2. TSOs shall:

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

Article 9 of CACM:

1. TSOs and NEMOs shall develop the terms and conditions or methodologies required by this Regulation and submit them for approval to the competent regulatory authorities within the respective deadlines set out in this Regulation. Where a proposal for terms and conditions or methodologies pursuant to this Regulation needs to be developed and agreed by more than one TSO or NEMO, the participating TSOs and NEMOs shall closely cooperate. TSOs, with the assistance of ENTSO for Electricity, and all NEMOs shall regularly inform the competent regulatory authorities and the Agency about the progress of developing these terms and conditions or methodologies.

5. Each regulatory authority shall approve the terms and conditions or methodologies used to calculate or set out the single day-ahead and intraday coupling developed by TSOs and NEMOs. They shall be responsible for approving the terms and conditions or methodologies referred to in paragraphs 6, 7 and 8.

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

- (e) the fallback procedures in accordance with Article 44.

9. The proposal for terms and conditions or methodologies shall include a proposed timescale for their implementation and a description of their expected impact on the objectives of this Regulation. Proposals on terms and conditions or methodologies subject to the approval by several or all regulatory authorities shall be submitted to the Agency at the same time that they are submitted to regulatory authorities. Upon request by the competent regulatory authorities, the Agency shall issue an opinion within three months on the proposals for terms and conditions or methodologies.

10. Where the approval of the terms and conditions or methodologies requires a decision by more than one regulatory authority, the competent regulatory authorities shall consult and closely cooperate and coordinate with each other in order to reach an agreement. Where applicable, the competent regulatory authorities shall take into account the opinion of the Agency. Regulatory authorities shall take decisions concerning the submitted terms and conditions or methodologies in accordance with paragraphs 6, 7 and 8, within six months following the receipt of the terms and conditions or methodologies by the regulatory authority or, where applicable, by the last regulatory authority concerned.

12. In the event that one or several regulatory authorities request an amendment to approve the terms and conditions or methodologies submitted in accordance with paragraphs 6, 7 and 8, the relevant TSOs or NEMOs shall submit a proposal for amended terms and conditions or methodologies for approval within two months following the requirement from the regulatory authorities. The competent regulatory authorities shall decide on the amended terms and conditions or methodologies within two months following their submission. Where the

competent regulatory authorities have not been able to reach an agreement on terms and conditions or methodologies pursuant to paragraphs (6) and (7) within the two-month deadline, or upon their joint request, the Agency shall adopt a decision concerning the amended terms and conditions or methodologies within six months, in accordance with Article 8(1) of Regulation (EC) No 719/2009. If the relevant TSOs or NEMOs fail to submit a proposal for amended terms and conditions or methodologies, the procedure provided for in paragraph 4 of this Article shall apply.

Article 12 of CACM:

1. TSOs and NEMOs responsible for submitting proposals for terms and conditions or methodologies or their amendments in accordance with this Regulation shall consult stakeholders, including the relevant authorities of each Member State, on the draft proposals for terms and conditions or methodologies where explicitly set out in this Regulation. The consultation shall last for a period of not less than one month.

2. The proposals for terms and conditions or methodologies submitted by the TSOs and NEMOs at Union level shall be published and submitted to consultation at Union level. Proposals submitted by the TSOs and NEMOs at regional level shall be submitted to consultation at least at regional level. Parties submitting proposals at bilateral or at multilateral level shall consult at least the Member States concerned.

3. The entities responsible for the proposal for terms and conditions or methodologies shall duly consider the views of stakeholders resulting from the consultations undertaken in accordance with paragraph 1, prior to its submission for regulatory approval if required in accordance with Article 9 or prior to publication in all other cases. In all cases, a clear and robust justification for including or not the views resulting from the consultation shall be developed in the submission and published in a timely manner before or simultaneously with the publication of the proposal for terms and conditions or methodologies.

Article 44 of CACM:

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

The proposal for the establishment of fallback procedures shall be subject to consultation in accordance with Article 12.

2. The Baltic CCR Fallback Procedures Proposal

The proposed Fallback Procedures was consulted by the Baltic CCR TSOs through ENTSO-E for one month from 5 April 2017 to 5 May 2017 in line with Article 12 of CACM.

The Baltic CCR TSOs proposal, dated 16 May 2017, was received by the last Baltic CCR NRA on 25 May 2017, together with a document of public consultation responses and TSOs reactions and minutes of Baltic Capacity Calculation Region Steering Committee.

On 21 November 2017, the Baltic CCR NRAs issued a Request for Amendment to the proposed Fallback Procedures.

The amended Fallback Procedures dated 26 January 2018, was received by the last Baltic CCR NRA on 29 January 2018. The proposal includes a proposed timescale for its implementation and a description of its expected impact on the objectives of CACM.

CACM requires Baltic CCR NRAs to consult and closely cooperate and coordinate with each other in order to reach agreement, and make decisions within six months following receipt of submissions of the last Regulatory Authority concerned and on the amended terms and conditions or methodologies within two months following their submission. A decision is therefore required by each Baltic CCR NRA by 29 March 2018.

3. The Baltic CCR NRAs position

According to CACM, the scope of the fallback procedures is to develop a proposal for robust and timely fallback procedures to ensure efficient, transparent and non-discriminatory capacity allocation in the event that the single day-ahead coupling process is unable to produce results.

The Baltic CCR NRAs brought out in the request for amendments that Fallback Procedures Proposal is no justifications presented for the chosen solution. In addition the proposed Fallback Procedures was missing links to fulfilment of Article 3 CACM requirements and impact assessment which is requirement of Article 9(9) CACM.

In the Baltic CCR NRAs request of amendments the Baltic CCR TSOs were asked to clarify the proposed Fallback Procedures. The proposed Fallback Procedure lacked for example a proper clarification on how imbalances shall be treated and how the coordination process for keeping the Baltic CCR and Nordic coupled should be arranged. Furthermore, the Baltic CCR TSO were also asked to clarify how the regional setup will look like in case there are more than one NEMO designated or offering trading services.

In the amended proposed Fallback Procedures the Baltic CCR TSOs have introduced the Fallback Coordinator. The Fallback Coordinator means the day-ahead NEMO, who is responsible for coordinating the operation of the Market Coupling Session within the coupled region in case of Single Day-Ahead Coupling decoupling. The Fallback Coordinator shall initiate the fallback procedures in the coupled region when Single Day Ahead Coupling declares decoupling affecting the coupled region.

The Baltic CCR TSOs have taken the Baltic CCR NRAs requests into account and have made Fallback Procedures clearer.

4. Conclusion

The Baltic CCR NRAs have assessed, consulted and closely cooperated and coordinated to reach the agreement that the proposed Fallback Procedures meets the requirements of CACM and as such can be approved by the Baltic CCR NRAs.

All Baltic CCR NRAs must therefore make their decisions, on the basis of this agreement, by 29 March 2018 at the latest.

Following the national decisions by the Baltic CCR NRAs, the Baltic CCR TSOs will be required to publish the Fallback Procedures, in line with Article 9(14) of CACM.