



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:

11.06.2019

The document is dated:

Esittelijä / Föredragande / Referendary

Nimi / Namn / Name: SÄNTTI JORI VALTTERI

Pvm / Datum / Date: 11.06.2019

Allekirjoitustapa / Signerat med / Signed with:



Ratkaisija / Beslutsfattare / Decision-maker

Nimi / Namn / Name: Simo Nurmi

Pvm / Datum / Date: 11.06.2019

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 503
00101 Helsinki

Fingrid Oyj:n ehdotus Baltic kapasiteetin laskenta-alueen ajojärjestyksen uudelleenmäärittelyn ja vastakaupan kustannustenjakomenetelmästä 19.12.2018

Päätös Fingrid Oyj:n toimittamaan ehdotukseen ajojärjestyksen uudelleenmäärittelyn ja vastakaupan kustannustenjakomenetelmästä Baltic kapasiteetin laskenta-alueella

Asianosainen

Fingrid Oyj

Vireilletulo

27.4.2018

Ratkaisu

Energiavirasto vahvistaa Fingrid Oyj:n 19.12.2018 toimittaman ehdotuksen ajojärjestyksen uudelleenmäärittelyn ja vastakaupan kustannustenjakomenetelmästä Baltic kapasiteetin laskenta-alueella.

Päätös on voimassa toistaiseksi.

Päätöstä on noudatettava muutoksenhausta huolimatta.

Selostus asiasta

Fingridin toimittama ehdotus

Fingrid (jäljempänä myös Fingrid) ilmoitti 27.4.2018 Energiavirastolle sekä kansallisten sääntelyviranomaisten yhteistyövirastolle, ACERille, kapasiteetin jakamista ja ylikuormituksen hallintaa koskevien suuntaviivojen vahvistamisesta annetun Euroopan komission asetuksen (EU) 2015/1222 (jäljempänä myös CACM suuntaviivat) 9 artiklan 4 kohdan mukaisesti, että Baltic kapasiteetin laskenta-alueen siirtoverkonhaltijat eivät ole saaneet aikaan yhteistä ehdotusta ajojärjestyksen uudelleenmäärittelyn ja vastakaupan kustannustenjakomenetelmästä, minkä johdosta ehdotusta ei tultaisi jättämään CACM suuntaviivojen 74 artiklan 1 kohdan edellyttämällä tavalla 16 kuukauden kuluttua kapasiteetin laskenta-alueita koskevan päätöksen tekemisestä.



ACER ilmoitti komissiolle CACM suuntaviivojen 9 artiklan 4 kohdan mukaisesti siirtoverkonhaltijoiden laiminlyönnistä jättää ehdotus asetetussa määräajassa, ja komissio ryhtyi CACM suuntaviivojen 9 artiklan 4 kohdan tarkoitamiin toimenpiteisiin ehdotuksen hyväksymisen mahdollistamiseksi. Komission 9.11.2018 sääntelyviranomaisille ja siirtoverkonhaltijoille lähettämän kirjeen mukaisesti siirtoverkonhaltijoiden tulee lähettää ehdotus viipymättä kansallisille sääntelyviranomaisille, jotka käsittelevät ehdotuksen CACM 9 artiklan 10 kohdassa kuvatun prosessin mukaisesti.

Baltic kapasiteetin laskenta-alueen siirtoverkonhaltijat saivat Komission toimien seurauksena aikaan yhteisymmärryksen ehdotuksesta. Fingrid Oyj toimitti CACM suuntaviivojen 74 artiklan mukaisesti vahvistettavaksi ehdotuksen Baltic kapasiteetin laskenta-alueen ajojärjestyksen uudelleenmäärittelyn ja vastakaupan kustannustenjakomenetelmästä Energiavirastolle 19.12.2018.

Ehdotuksen käsittely

CACM suuntaviivojen 9 artiklan 10 kohdan 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. Sääntelyviranomaisten on tehtävä ehdotettuja ehtoja ja edellytyksiä tai menetelmiä koskevat päätökset kuuden kuukauden kuluessa siitä, kun viimeinen asianosainen sääntelyviranomainen on vastaanottanut ehdot ja edellytykset tai menetelmät.

CACM suuntaviivojen 74 artiklan mukaisesti kustannustenjakomenetelmään on sisällyttävä sellaisiin toimiin liittyviä kustannustenjakoratkaisuja, joilla on rajat ylittävää merkitystä, ja ajojärjestyksen uudelleenmäärittelyn ja vastakaupan kustannukset, jotka voidaan jakaa asianomaisten siirtoverkonhaltijoiden kesken, on määritettävä läpinäkyvällä ja tarkastettavissa olevalla tavalla.

Energiavirasto, sekä muut Baltic kapasiteetin laskenta-alueen kansalliset sääntelyviranomaiset tulivat ehdotuksen arvioinnin seurauksena yhteiseen tulokseen siitä, että menetelmä täyttää CACM suuntaviivojen vaatimukset.

Energiaviraston toimivalta

Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivin 2009/72/EY 35 artiklan mukaan kunkin jäsenvaltion on nimettävä yksi kansallinen sääntelyviranomainen kansallisella tasolla.

Lain Energiavirastosta (870/2013) 1 §:n 2 momentin mukaan Energiavirasto hoitaa kansalliselle sääntelyviranomaiselle kuuluvat tehtävät, joista säädetään:

3) 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.

Asiaan liittyvä lainsäädäntö

Komission asetukset (EU) 2015/1222 kapasiteetin jakamista ja ylikuormituksen hallintaa koskevien suuntaviivojen vahvistamisesta

CACM suuntaviivojen 3 artiklan 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.”

CACM suuntaviivojen 9 artiklan mukaan:

”7. Seuraavia ehtoja ja edellytyksiä tai menetelmiä koskeville ehdotuksille tarvitaan asianomaisen alueen kaikkien sääntelyviranomaisten hyväksyntä:

h) 74 artiklan 1 kohdan mukainen ajojärjestyksen uudelleenmäärittelyn tai vasta-kaupan kustannustenjakomenetelmä.

10. 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 soveltuvissa 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 sääntelyviranomainen tai, soveltuvissa tapauksissa, viimeinen asianosainen sääntelyviranomainen on vastaanottanut ehdot ja edellytykset tai menetelmät.



13. Ehtoja ja edellytyksiä tai menetelmiä koskevan ehdotuksen laatimisesta vastaavat siirtoverkonhaltijat tai nimetyt sähkömarkkinaoperaattorit ja niiden hyväksymisestä 6, 7 ja 8 kohdan mukaisesti vastaavat sääntelyviranomaiset voivat pyytää näiden ehtojen ja edellytysten tai menetelmien muuttamista.

Ehtojen ja edellytysten tai menetelmien muuttamista koskevista ehdotuksista on järjestettävä kuuleminen 12 artiklassa säädetyn menettelyn mukaisesti, ja ehdotukset on hyväksyttävä tässä artiklassa säädetyn menettelyn mukaisesti.”

CACM suuntaviivojen 74 artiklan mukaan:

”1. Kunkin kapasiteetin laskenta-alueen kaikkien siirtoverkonhaltijoiden on viimeistään 16 kuukauden kuluttua kapasiteetin laskenta-alueita koskevan päätöksen tekemisestä laadittava ehdotus ajojärjestyksen uudelleenmäärittelyn ja vastakaupan kustannusten jakamista koskevasta yhteisestä menetelmästä.

2. Ajojärjestyksen uudelleenmäärittelyn ja vastakaupan kustannustenjakomenetelmään on sisällyttävä sellaisiin toimiin liittyviä kustannustenjakoratkaisuja, joilla on rajat ylittävää merkitystä.

3. Ajojärjestyksen uudelleenmäärittelyn ja vastakaupan kustannukset, jotka voidaan jakaa asianomaisten siirtoverkonhaltijoiden kesken, on määritettävä läpinäkyvällä ja tarkastettavissa olevalla tavalla.

4. Ajojärjestyksen uudelleenmäärittelyn ja vastakaupan kustannustenjakomenetelmässä on vähintään

a) määriteltävä, mitkä sellaiset kustannukset, jotka ovat aiheutuneet kapasiteetin laskennassa huomioon otettujen kustannuksia aiheuttavien korjaavien toimenpiteiden käytöstä, kun tällaisten toimien käytölle on vahvistettu yhteiset puitteet, voidaan jakaa kapasiteetin laskenta-alueen kaikkien siirtoverkonhaltijoiden kesken 20 ja 21 artiklassa määritellyn kapasiteetin laskentamenetelmän mukaisesti;

b) määriteltävä, mitkä sellaiset kustannukset, jotka ovat aiheutuneet ajojärjestyksen uudelleenmäärittelyn tai vastakaupan käytöstä alueiden välisen kapasiteetin sitovuuden takaamiseen, voidaan jakaa kapasiteetin laskenta-alueen kaikkien siirtoverkonhaltijoiden kesken 20 ja 21 artiklassa määritellyn kapasiteetin laskentamenetelmän mukaisesti;

c) laadittava säännöt a ja b alakohdassa määriteltyä alueen laajuista kustannusten jakamista varten.

5. Edellä olevan 1 kohdan mukaisesti kehitettyyn menetelmään on sisällyttävä

a) mekanismi, jonka avulla varmennetaan ajojärjestyksen uudelleenmäärittelyn tai vastakaupan todellinen tarve asianomaisten siirtoverkonhaltijoiden kesken;

b) jälkiseurantamekanismi, jolla seurataan kustannuksia aiheuttavien korjaavien toimenpiteiden käyttöä;



- c) mekanismi, jolla arvioidaan korjaavien toimenpiteiden vaikutuksia käyttövarmuuden ja taloudellisten kriteerien pohjalta;
 - d) prosessi, joka mahdollistaa korjaavien toimenpiteiden parantamisen;
 - e) prosessi, joka mahdollistaa kunkin kapasiteetin laskenta-alueen seurannan toimivaltaisten sääntelyviranomaisten toimesta.
6. Edellä olevan 1 kohdan mukaisesti kehitetyn menetelmän on lisäksi
- a) tarjottava kannustimia ylikuormituksen hallintaan, mukaan lukien korjaavat toimenpiteet, sekä kannustimia tehokkaisiin investointeihin;
 - b) oltava yhteensopiva asianomaisten siirtoverkonhaltijoiden vastuiden ja korvausvelvollisuuksien kanssa;
 - c) taattava kustannusten ja hyötyjen tasapuolisen jakaminen asianomaisten siirtoverkonhaltijoiden kesken;
 - d) oltava yhteensopiva muiden asiaan liittyvien mekanismien kanssa, mukaan lukien vähintään seuraavat:
 - i) edellä olevassa 73 artiklassa määritelty pullonkaulatulojen jakamismenetelmä;
 - ii) asetuksen (EY) N:o 714/2009 13 artiklassa ja komission asetuksessa (EU) N:o 838/2010 määritelty siirtoverkonhaltijoiden välinen korvausmekanismi;
 - e) helpotettava yleiseurooppalaisen yhteenliitetyn verkon tehokasta toimintaa ja kehittämistä pitkällä aikavälillä ja edistettävä yleiseurooppalaisten sähkömarkkinoiden tehokasta toimintaa;
 - f) helpotettava asetuksen (EY) N:o 714/2009 16 artiklassa määriteltyjen ylikuormituksen hallintaa koskevien yleisten periaatteiden noudattamista;
 - g) mahdollistettava kohtuullinen taloudellinen suunnittelu;
 - h) oltava yhteensopiva vuorokausimarkkinoiden ja päivänsisäisten markkinoiden aikavälien kesken; ja
 - i) noudatettava avoimuuden ja syrjimättömyyden periaatteita.

Perustelut

Fingrid Oyj toimitti Energiavirastolle ehdotuksen Baltic kapasiteetin laskenta-alueen ajojärjestyksen uudelleenmäärittelyn ja vastakaupan kustannustenjakomenetelmästä 19.12.2018.

CACM suuntaviivojen 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. Energiavirasto on tätä päätöstä valmisteltaessa tehnyt tiivistä yhteistyötä ja koordinoitua toimiaan muiden Baltic kapasiteetin laskenta-alueen toimivaltaisten sääntelyviranomaisten kanssa.



Päätös noudattaa alueen sääntelyviranomaisten yhteisesti sopimaa linjaa, joka on esitetty tämän päätöksen liitteinä olevassa dokumentissa *"Approval by Capacity Calculation Region Baltic Regulatory Authorities of Capacity Calculation Region Baltic TSOs' Redispatching and Countertrading Cost Sharing Methodology in accordance with Article 74 of Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a Guideline on Capacity Allocation and Congestion Management, 29 May 2019"*.

Energiavirasto katsoo, että menetelmään sisältyy toimia, joilla on rajat ylittävää merkitystä ja että menetelmä määrittää ajojärjestyksen uudelleenmäärittelyn ja vastakaupan kustannusten jakamisen läpinäkyvällä ja tarkastettavissa olevalla tavalla. Fingrid toimitti ehdotuksen Komission pyynnön mukaisesti viipymättä sen jälkeen, kun siirtoverkkoyhtiöiden kesken oli saatu yhteisymmärrys ehdotuksesta, ja ehdotus täyttää edellytykset implementointiaikataulusta ja vaikutusten arvioinnista. Fingridin ehdotus täyttää siten CACM suuntaviivojen vaatimukset ja tavoitteet ja voidaan hyväksyä.

Sovelletut säännökset

Komission asetus (EU) 2015/1222 artikkelit 3, 9, ja 74

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

Muutoksenhaku

Muutoksenhakua koskeva ohjeistus liitteenä.

Liitteet Valitusosoitus Markkinaoikeuteen

Approval by Capacity Calculation Region Baltic Regulatory Authorities of Capacity Calculation Region Baltic TSOs' Redispatching and Countertrading Cost Sharing Methodology in accordance with Article 74 of Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a Guideline on Capacity Allocation and Congestion Management, 29 May 2018

Baltic CCR TSOs common methodology for redispatching and countertrading cost sharing in accordance with Article 74 of the Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management, 13 December 2018

Jakelu Fingrid Oyj

Tiedoksi

Valitusosoitus

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.

Valitusviranomainen

Valitusviranomainen Energiaviraston päätökseen on Markkinaoikeus.

Valitusaika

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

Oikeudenkäyntimaksu

Valittajalta peritään markkinaoikeudessa oikeudenkäyntimaksu 2.050 euroa. Tuomioistuinnmaksuissa (1455/2015) on erikseen säädetty tapauksista, joissa maksua ei peritä.

Valituskirjelmän sisältö

Valitus tehdään kirjallisesti. Valituksen voi tehdä myös hallinto- ja erityistuomioistuinten asiointipalvelussa osoitteessa <https://asiointi2.oikeus.fi/hallintotuomioistuimet>. 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.

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

Approval by Capacity Calculation Region Baltic Regulatory Authorities

of

Capacity Calculation Region Baltic TSOs' Redispatching and Countertrading Cost Sharing Methodology in accordance with Article 74 of Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a Guideline on Capacity Allocation and Congestion Management

29 May 2019

I. Introduction and legal context

This document elaborates an agreement of all Capacity Calculation Region (“CCR”) Baltic Regulatory Authorities Energy Authority of Finland (EV), Energy Regulatory Office of Poland (ERO), Estonian Competition Authority (ECA), National Commission for Energy Control and Prices of Lithuania (NCC), Public Utilities Commission of Latvia (PUC), Swedish Energy Markets Inspectorate (EI), on the Redispatching and Countertrading Cost Sharing Methodology (“RDC CS methodology”), pursuant to Article 74 of Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a Guideline on Capacity Allocation and Congestion Management (“Regulation 2015/1222”).

This document is intended to constitute the basis on which all CCR Baltic National Regulatory Authorities (“NRAs”) will each subsequently make national decisions pursuant to Article 9(7)(h) Regulation 2015/1222 to approve the proposal submitted by all CCR Baltic Transmission System Operators (“TSOs”) i.e. AS “Augstsprieguma tīkls”, Elering AS, Fingrid Oy, Litgrid AB, Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., and Svenska Kraftnät.

The legal provisions relevant to the submission and approval of the proposal, and this CCR Baltic NRAs agreed position, are set out below for reference:

Article 3 of Regulation 2015/1222:

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 9 of Regulation 2015/1222:

- 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.*
- 2. (...)*
- 3. (...)*
- 4. If TSOs or NEMOs fail to submit a proposal for terms and conditions or methodologies to the national regulatory authorities within the deadlines defined in this Regulation, they shall provide the competent regulatory authorities and the Agency with the relevant drafts of the terms and conditions or methodologies, and explain what has prevented an agreement. The Agency shall inform the Commission and shall, in cooperation with the competent regulatory authorities, at the Commission's request, investigate the reasons for the failure and inform the Commission thereof. The Commission shall take the appropriate steps to make possible the adoption of the required terms and conditions or methodologies within four months from the receipt of the Agency's information.*
- 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.*
- 6. (...)*

7. *The proposals for the following terms and conditions or methodologies shall be subject to approval by all regulatory authorities of the concerned region*
 - (a) (...)
 - (b) (...)
 - (c) (...)
 - (d) (...)
 - (e) (...)
 - (f) (...)
 - (g) (...)
 - (h) *The redispatching or countertrading cost sharing methodology in accordance with Article 74(1)*
8. (...)
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 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.*
11. (...)
12. (...).
13. (...)
14. *TSOs and NEMOs responsible for establishing the terms and conditions or methodologies in accordance with this Regulation shall publish them on the internet after approval by the competent regulatory authorities or, if no such approval is required, after their establishment, except where such information is considered as confidential in accordance with Article 13.*

Article 74 of Regulation 2015/1222 Redispatching and countertrading cost sharing methodology:

1. *No later than 16 months after the decision on the capacity calculation regions is taken, all TSOs in each capacity calculation region shall develop a proposal for a common methodology for redispatching and countertrading cost sharing.*
2. *The redispatching and countertrading cost sharing methodology shall include cost-sharing solutions for actions of cross-border relevance.*
3. *Redispatching and countertrading costs eligible for cost sharing between relevant TSOs shall be determined in a transparent and auditable manner.*

4. *The redispatching and countertrading cost sharing methodology shall at least: (a) determine which costs incurred from using remedial actions, for which costs have been considered in the capacity calculation and where a common framework on the use of such actions has been established, are eligible for sharing between all the TSOs of a capacity calculation region in accordance with the capacity calculation methodology set out in Articles 20 and 21; (b) define which costs incurred from using redispatching or countertrading to guarantee the firmness of cross-zonal capacity are eligible for sharing between all the TSOs of a capacity calculation region in accordance with the capacity calculation methodology set out in Articles 20 and 21; (c) set rules for region-wide cost sharing as determined in accordance with points (a) and (b).*
5. *The methodology developed in accordance with paragraph 1 shall include: (a) a mechanism to verify the actual need for redispatching or countertrading between the TSOs involved; (b) an ex post mechanism to monitor the use of remedial actions with costs; (c) a mechanism to assess the impact of the remedial actions, based on operational security and economic criteria; (d) a process allowing improvement of the remedial actions; (e) a process allowing monitoring of each capacity calculation region by the competent regulatory authorities.*
6. *The methodology developed in accordance with paragraph 1 shall also: (a) provide incentives to manage congestion, including remedial actions and incentives to invest effectively; (b) be consistent with the responsibilities and liabilities of the TSOs involved; (c) ensure a fair distribution of costs and benefits between the TSOs involved; (d) be consistent with other related mechanisms, including at least:

 - (i) *the methodology for sharing congestion income set out in Article 73;*
 - (ii) *(ii) the inter-TSO compensation mechanism, as set out in Article 13 of Regulation (EC) No 714/2009 and Commission Regulation (EU) No 838/2010¹;*
 (e) *facilitate the efficient long-term development and operation of the pan-European interconnected system and the efficient operation of the pan-European electricity market; (f) facilitate adherence to the general principles of congestion management as set out in Article 16 of Regulation (EC) No 714/2009; (g) allow reasonable financial planning; (h) be compatible across the day-ahead and intraday market time-frames; and (i) comply with the principles of transparency and non-discrimination.**
7. *By 31 December 2018, all TSOs of each capacity calculation region shall further harmonise as far as possible between the regions the redispatching and countertrading cost sharing methodologies applied within their respective capacity calculation region.*

II. The CCR Baltic TSOs' proposal

According to Article 74(1) of Regulation 2015/1222, taking into account that The Agency for the Cooperation of Energy Regulators ("ACER") issued decision on determination of capacity calculation regions on 17 November 2016 (ACER decision No 06/2016), the deadline for the submission of CRC CS methodology to CCR Baltic NRAs was 17 March 2018. However CCR Baltic TSOs were not able to agree unanimously on RDC CS methodology, as required by Article 9(3) of Regulation 2015/1222, which was communicated in the common letter of 17 April 2018 to CCR Baltic NRAs and ACER. In such a situation, pursuant to Article 9(4) of Regulation 2015/1222, it is for the European Commission to take appropriate steps to allow the adoption of the methodology. Therefore the European Commission in its letters dated 6 August 2018 to Baltic states NRAs (ECA, NCC and PUC) and 9 November 2018 to CCR Baltic NRAs gave CCR Baltic NRAs and TSOs directions to streamline the submission process of CRC CS methodology. Furthermore CCR Baltic NRAs on 29 November 2018 provided guidance to CCR Baltic TSOs and clarified the subsequent process on the submission of the CRC CS methodology.

¹ <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2010:250:0005:0011:EN:PDF>.

The proposal for CRC CS methodology developed by all CCR Baltic TSOs, dated 13 December 2018, was received by the last CCR Baltic NRA on 21 December 2018.

During the assessment of the proposal CCR Baltic NRAs on 6 March 2019 requested CCR Baltic TSOs for explanatory document to CRC CS methodology in order to gain better understanding of processes described in the CRC CS methodology, with focus on situations that may occur in practice and examples of relevant interconnectors and cost sharing applied in relevant situations.

Following the request, CCR Baltic TSOs sent on 8 April 2019 an explanatory document containing the requested information.

Article 9(10) of Regulation 2015/1222 requires Regulatory Authorities of the region, in this case CCR Baltic, to consult and closely cooperate and coordinate with each other in order to reach agreement. A decision is required by each Regulatory Authority by 21 June 2019, six months after receipt by the last Regulatory Authority.

The main elements of the CRC CS methodology are:

- CRC CS methodology is related to the methodology for coordinated redispatching and countertrading. Coordinated costs of redispatching and countertrading as a rule are divided equally between relevant TSOs with the exceptions described in CRC CS methodology and differs depending on AC/HVDC interconnection.
- Activation of remedial actions shall be done after assessment of the impact of the remedial actions done on the basis of cost, efficiency and operational security. The remedial actions with lowest cost taking into account their efficiency shall be activated taking into account operational security criteria.
- TSOs shall collect data on countertrading and redispatching for monitoring purposes, additionally each TSO will publish countertrading and redispatching related information on ENTSO-E Transparency platform.

It should also be mentioned that the CCR Baltic NRAs have already issued the decision which had approved coordination of countertrade and redispatch in CCR Baltic under Article 35 of Regulation 2015/1222. It was approved by the last NRA on 14 February 2019.

III. All CCR Baltic NRAs position

All CCR Baltic NRAs found that the CRC CS methodology proposal taking into consideration additional explanations included in the explanatory document fulfil all of the relevant requirements of Regulation 2015/1222 and therefore it should be approved.

IV. Conclusions

All CCR Baltic Regulatory Authorities have assessed, consulted and coordinated and closely cooperated to reach an agreement that the CRC CS methodology for CCR Baltic meets the requirements of Regulation 2015/1222 and as such can be approved by all CCR Baltic NRAs.

The proposal for a CRC CS methodology was received by the last CCR Baltic Regulatory Authority on 21 December 2018. All CCR Baltic Regulatory Authorities should therefore make their decisions latest 21 June 2019, on the basis of this agreement and in accordance with the 6 months deadline as set out in Article 9(10) Regulation 2015/1222. Following national decisions taken by each Regulatory Authority, all CCR Baltic TSOs will be required to publish the Redispatching and Countertrading Cost Sharing Methodology on the internet in line with Article 9(14) of Regulation 2015/1222.

**Baltic CCR TSOs common methodology for
redispatching and countertrading cost sharing in
accordance with Article 74 of the Commission
Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015
establishing a guideline on capacity allocation
and congestion management**

13 December 2018

All Baltic Capacity Calculation Region TSOs, taking into account the following:

Whereas

- (1) This document is a common methodology developed by Baltic Capacity Calculation Region (hereafter referred to as “Baltic CCR”) TSOs(hereafter referred to as “TSOs”) regarding a common methodology for redispatching and countertrading cost sharing (hereafter referred to as “CRCCS Methodology”) in accordance with Article 74 of Commission Regulation (EU) 2015/1222 establishing a guideline on Capacity Allocation and Congestion Management (hereafter referred to as the “CACM Regulation”),
- (2) In accordance with Article 9(9) of the CACM Regulation, the proposed CRCCS Methodology across the Baltic CCR contributes to and does not in any way hinder the achievement of the objectives of Article 3 of CACM Regulation. The CRCCS Methodology ensures operational security and fair and non-discriminatory treatment of TSOs (Article 3(c) and Article 3(e) of the CACM Regulation).
- (3) The CRCCS Methodology complements the Capacity Calculation Methodology of the Baltic CCR and the Common Methodology for Coordinated Redispatching and Countertrading (hereafter referred to as “CRC Methodology”) of the Baltic CCR in promoting effective competition (by relieving congestions) in the generation, trading and supply of electricity and contributing to the efficient long-term operation and development of the electricity transmission system and electricity sector in the European Union by effective use and coordination of redispatching and countertrading resources between TSOs (Article 3(a) and Article 3(g) of the CACM Regulation). The CRCCS Methodology contributes to ensuring and enhancing the transparency and reliability of information by setting obligation for TSOs to collect data on countertrading/redispatching activities and publish countertrading/redispatching related information on ENTSO-E Transparency platform (Article 3(f) of the CACM Regulation).
- (4) In this CRCCS Methodology, 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 CRCCS Methodology;
 - 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; and
 - d) References to an “Article” are, unless otherwise stated, references to an article of this CRCCS Methodology.
- (5) According to Article 35(2) of the CACM Regulation the CRC Methodology shall include actions of cross-border relevance. In this CRCCS Methodology cross-border relevance of redispatching and countertrading activities shall be understood as a need to ensure that such actions shall not move congestion to any other border or over any other border. This shall be ensured by TSOs applying the redispatch or countertrade.

SUBMIT THE FOLLOWING CRCCS METHODOLOGY TO ALL REGULATORY AUTHORITIES OF THE BALTIC CCR:

Article 1

Subject matter and scope

The CRCCS Methodology as determined in this document is related to the CRC Methodology (prepared according to Article 35 of CACM Regulation) and shall be considered as the common methodology of all Baltic CCR TSOs in accordance with Article 74 of CACM Regulation and shall cover the CRCCS Methodology for:

- a. all existing and future bidding zone borders and interconnectors included in the Baltic CCR to which the CACM Regulation applies; and
- b. critical network elements, which are owned by TSOs or by other legal entities and are influencing cross-zonal capacities of Baltic CCR bidding zone borders.

Article 2

Definitions

For the purposes of the CRCCS Methodology, terms used in this document shall have the meaning of the definitions included in Article 2 of the CACM Regulation, Regulation (EC) 714/2009, Directive 2009/72/EC, Regulation (EU) 543/2013.

1. “relevant TSOs” – two TSOs of Baltic CCR acting on both sides of adjacent bidding zones border on which congestion appears.
2. “total costs” are the actual costs and income incurred by relevant TSOs for the activated countertrading and/or redispatching. This is limited to, and only if applicable to;
 - a. costs and income of increase or decrease generation and/or load pattern and;
 - b. exchange of balancing energy with other TSOs control areas as a result of redispatching/countertrading activations for Baltic CCR TSOs bidding zone borders, interconnectors and critical network elements (as defined in Article 1 in this methodology).

Article 3

Common Methodology for Coordinated Redispatching and Countertrading Cost Sharing

1. TSO performing redispatching within its own control area for internal reasons shall cover the total costs of that specific redispatching.
2. Countertrading and redispatching can be applied after exhaustion of non-costly remedial actions.
3. In case of cross-border with AC interconnections:
 - 3.1 If physical power flow exceeding the commonly agreed total transfer capacity value of respective cross-border interconnection (i.e. physical congestion) is caused by any reason that occurred outside of relevant TSOs’ control areas or some other unknown reason, the total costs of the countertrade are divided equally between relevant TSOs;

- 3.2 If physical power flow exceeding the commonly agreed total transfer capacity value of respective cross-border interconnection (i.e. physical congestion) is caused due to the trip of an AC network element inside one of the relevant TSOs control areas or by known reason that took place in the AC network of the control area of one of the relevant TSO, then the total costs of the countertrade shall be covered by that relevant TSO in which control area that event took place.
4. In case of cross-border with HVDC interconnections:
 - 4.1 The total cost of the countertrading and/or redispatching is divided equally between relevant TSOs in the following cases:
 - 4.1.1 if countertrading and/or redispatching is performed due to fault, failure or unexpected outage of the HVDC interconnection between relevant TSOs' control areas, except cases mentioned in paragraph 4.2;
 - 4.1.2 if countertrading and/or redispatching is performed to manage technical limitations of HVDC interconnection i.e. to maintain minimum technical limit for stable operation of the HVDC interconnection;
 - 4.2 If countertrading and/or redispatching has been performed due to the fault, failure or unexpected outage of the HVDC interconnection between control areas of relevant TSOs and relevant TSOs have divided asset ownership of the HVDC interconnection, then total costs of countertrading and/or redispatching shall be divided according to the division of asset ownership of the HVDC interconnection which means that each relevant TSO shall cover the costs that result from contingencies within its part of the HVDC interconnection.
 - 4.3 If power flow exceeding the commonly agreed total transfer capacity value of the HVDC interconnection is caused due to the trip of an AC network element inside one of the relevant TSOs control areas or by other known reason that took place in the AC network of the control area of one of the relevant TSOs, then the total costs of countertrading and/or redispatching shall be covered by that TSO in which control area that event took place.
5. If a TSO decides unilaterally (or without coordination) to execute costly remedial actions of cross-border relevance, the TSO shall cover all costs of the non-coordinated remedial action.
6. Activation of remedial actions shall be done after assessment of the impact of the remedial actions done on the basis of costs, efficiency and operational security. The remedial actions with lowest cost taking into account their efficiency shall be activated taking into account operational security criteria.
7. For monitoring purposes, TSOs shall collect data on countertrading and redispatching. Each TSO will publish countertrading and redispatching related information on ENTSO-E Transparency platform according to Article 13 of Commission Regulation (EU) No 543/2013 of 14 June 2013 on submission and publication of data in electricity markets.
8. Competent regulatory authorities can monitor redispatching and countertrading cost sharing by using data from ENTSO-E Transparency platform and by requesting information related to countertrading and redispatching cost sharing from the TSOs of the Baltic CCR.

Article 4

Implementation of the CRCCS Methodology

The TSOs shall implement this CRCCS Methodology without undue delay after all the following provisions are fulfilled:

- a) NRA approval of the CRCCS Methodology within the Baltic CCR or a decision has been taken by the Agency for the Cooperation of Energy Regulators in accordance with Article 9(11) and 9(12) of the CACM Regulation;
- b) The implementation of the Baltic CCR Coordinated redispatching and countertrading Methodology according to Article 35 of the CACM Regulation;
- c) Baltic NRAs' approval and implementation of the document specifying Terms, Conditions and Methodology on Cross-Zonal Capacity Calculation, Provision and Allocation with the 3rd Countries for borders of Baltic States and 3rd Countries (Estonia-Russia, Latvia-Russia, Lithuania-Belarus, Lithuania-Russia(Kaliningrad area)).

Article 5

Language

The reference language for this CRCCS Methodology shall be English. For the avoidance of doubt, where TSOs need to translate this CRCCS Methodology 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 CRCCS Methodology.