



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: 14.03.2019

The document is dated:

Esittelijä / Föredragande / Referendary

Nimi / Namn / Name: Tarvo Siukola

Pvm / Datum / Date: 14.03.2019

Allekirjoitustapa / Signerat med / Signed with:



Ratkaisija / Beslutsfattare / Decision-maker

Nimi / Namn / Name: Simo Nurmi

Pvm / Datum / Date: 14.03.2019

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 taajuuden vakautusreservien mitoitussäännöiksi 14.9.2018

Päätös Fingrid Oyj:n ehdotukseen taajuuden vakautusreservien mitoitussäännöiksi

Asianosainen

Fingrid Oyj

Vireilletulo

14.9.2018

Ratkaisu

Energiavirasto vahvistaa Fingrid Oyj:n 14.9.2018 toimittaman ehdotuksen taajuuden vakautusreservien mitoitussäännöiksi.

Päätös on voimassa toistaiseksi.

Päätöstä on noudatettava muutoksenhausta huolimatta.

Selostus asiasta

Sähkön siirtoverkon käyttöä koskevista suuntaviivoista annetun Euroopan komission asetuksen (EU) 2017/1485 (jäljempänä myös SO suuntaviivat) 118 artiklan 1 kohdan mukaan synkronialueen kaikkien siirtoverkonhaltijoiden on viimeistään 12 kuukauden kuluttua asetuksen voimaantulosta laadittava yhteinen taajuuden vakautusreservien mitoitussääntöjä koskeva ehdotus.

SO suuntaviivojen 153 artiklan mukaan synkronialueen kaikkien siirtoverkonhaltijoiden on määritettävä vähintään kerran vuodessa synkronialueella tarvittava taajuuden vakautusreservien reservikapasiteetti sekä määriteltävä synkronialueen käyttösopimuksessa reservikapasiteetin mitoitussäännöt 153 artiklan 2 kohdan kriteerien mukaisesti.

Pohjoismaisen synkronialueen siirtoverkonhaltijat toimittivat ehdotukset kansallisten sääntelyviranomaisten hyväksyttäväksi määräaikaan 14.9.2018 mennessä.



Energiaviraston toimivalta

Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivin 2009/72/EY 35 artiklan mukaan kunkin jäsenvaltion on nimettävä yksi kansallinen sääntelyviranomaisen 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) 2017/1485 sähkön siirtoverkon käyttöä koskevista suuntaviivoista

SO suuntaviivojen 4 artiklan mukaan:

" 1. Tämän asetuksen tavoitteena on

- a) määrittää yhteiset käyttövarmuutta koskevat vaatimukset ja periaatteet;
- b) määrittää yhteiset yhteenliitetyn verkon käyttötoiminnan suunnittelun periaatteet;
- c) määrittää yhteiset taajuudensäätöprosessit ja -rakenteet;
- d) varmistaa olosuhteet, joissa käyttövarmuutta voidaan ylläpitää kaikkialla unionissa;
- e) varmistaa olosuhteet, joissa kaikkien synkronialueiden taajuuden laatutasoa voidaan ylläpitää kaikkialla unionissa;
- f) edistää verkon käyttöä ja käyttötoiminnan suunnittelua koskevaa koordinaointia;
- g) varmistaa siirtoverkon toimintaa koskevien tietojen läpinäkyvyys ja luotettavuus ja parantaa sitä;
- h) edistää unionin sähkönsiirtoverkon ja sähköalan tehokasta toimintaa ja kehittämistä.

2. Jäsenvaltioiden, toimivaltaisten viranomaisten ja verkonhaltijoiden on tätä asetusta soveltaessaan

- a) sovellettava suhteellisuuden ja syrjimättömyyden periaatteita;
- b) varmistettava avoimuus;
- c) sovellettava periaatetta, jonka mukaan suurin kokonaistehokkuus ja alhaisimmat kokonaiskustannukset optimoidaan kaikkien asianomaisten osapuolten kesken;



d) varmistettava, että siirtoverkonhaltijat hyödyntävät, niin pitkälti kuin mahdollista, markkinapohjaisia mekanismeja verkon käyttövarmuuden ja stabiilisuuden varmistamiseksi;

e) kunnioitettava paikalliselle siirtoverkonhaltijalle annettua vastuuta varmistaa käyttövarmuus, myös kansallisessa lainsäädännössä vaaditulla tavalla;

f) kuultava asianomaisia jakeluverkonhaltijoita ja otettava huomioon niiden järjestelmään mahdollisesti kohdistuvat vaikutukset; ja

g) otettava huomioon sovitut eurooppalaiset standardit ja tekniset spesifikaatiot.”

SO suuntaviivojen 5 artiklan mukaan:

” 1. Siirtoverkonhaltijoiden on laadittava tässä asetuksessa edellytetyt ehdot ja edellytykset tai menetelmät ja annettava ne toimivaltaisten sääntelyviranomaisten hyväksyttäväksi 6 artiklan 2 ja 3 kohdan mukaisesti tai jäsenvaltion nimeämän elimen hyväksyttäväksi 6 artiklan 4 kohdan mukaisesti tässä asetuksessa asetettuihin määräaikoihin mennessä.”

SO suuntaviivojen 6 artiklan mukaan:

” 3. Seuraavia ehtoja ja edellytyksiä tai menetelmiä koskeville ehdotuksille tarvitaan asianomaisen alueen kaikkien sääntelyviranomaisten hyväksyntä, josta jäsenvaltio voi antaa lausunnon asianomaiselle sääntelyviranomaiselle:

d) 118 artiklan mukaisiin synkronialueen käyttösopimuksiin sisältyvät menetelmät, ehdot ja arvot, jotka koskevat seuraavia näkökohtia:

ii) 153 artiklan mukaiset taajuuden vakautusreservien mitoitussäännöt”

” 6. 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 kun ne annetaan sääntelyviranomaisten hyväksyttäväksi. Viraston on toimivaltaisten sääntelyviranomaisten pyynnöstä annettava lausunto näistä ehtoja ja edellytyksiä tai menetelmiä koskevista ehdotuksista kolmen kuukauden kuluessa.”

” 7. 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. Jos virasto antaa lausunnon, toimivaltaisten sääntelyviranomaisten on otettava se huomioon. Sääntelyviranomaisten on tehtävä 2 ja 3 kohdan mukaisesti ehdotettuja ehtoja ja edellytyksiä tai menetelmiä koskevat päätökset kuuden kuukauden kuluessa siitä, kun sääntelyviranomaisen tai, soveltuvissa tapauksissa, viimeinen asianosainen sääntelyviranomaisen on vastaanottanut ehdot ja edellytykset tai menetelmät.”

SO suuntaviivojen 11 artiklan mukaan:



” 1. Ehtoja ja edellytyksiä tai menetelmiä tai niiden muutoksia koskevien ehdotusten toimeksiantamisesta tämän asetuksen mukaisesti vastaavien siirtoverkonhaltijoiden on kuultava sidosryhmiä, kunkin jäsenvaltion asianomaiset viranomaiset mukaan luettuina, 6 artiklan 2 ja 3 kohdassa luetelluista ehtoja ja edellytyksiä tai menetelmiä koskevista ehdotusluonnoksista. Kuulemisen on kestettävä vähintään yhden kuukauden.

2. Siirtoverkonhaltijoiden unionin tasolla esittämät ehtoja ja edellytyksiä tai menetelmiä koskevat ehdotukset on julkaistava ja niistä on järjestettävä julkinen kuuleminen unionin tasolla. Siirtoverkonhaltijoiden alueellisella tasolla esittämistä ehdotuksista on järjestettävä julkinen kuuleminen vähintään aluetasolla. Osapuolten kahden- tai monenvälisellä tasolla esittämistä ehdotuksista on järjestettävä julkinen kuuleminen vähintään asianomaisten jäsenvaltioiden tasolla.

3. Ehtoja ja edellytyksiä tai menetelmiä koskevan ehdotuksen laatimisesta vastaavien siirtoverkonhaltijoiden on otettava kuulemisissa ilmaistut sidosryhmien näkemykset asianmukaisesti huomioon ennen asiakirjan antamista sääntelyviranomaisen hyväksyttäväksi. Kaikissa tapauksissa ehdotuksen esittämisen yhteydessä on annettava 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.”

SO suuntaviivojen 118 artiklan mukaan:

” 1. Kunkin synkronialueen kaikkien siirtoverkonhaltijoiden on viimeistään 12 kuukauden kuluttua tämän asetuksen voimaantulosta laadittava yhdessä yhteiset ehdotukset seuraavista:

a) 153 artiklan mukaiset taajuuden vakautusreservien mitoitussäännöt”

SO suuntaviivojen 153 artiklan mukaan:

” 1. Kunkin synkronialueen kaikkien siirtoverkonhaltijoiden on määritettävä vähintään kerran vuodessa synkronialueella tarvittava taajuuden vakautusreservien reservikapasiteetti ja kunkin siirtoverkonhaltijan alustava taajuuden vakautusreserviä koskeva velvoite 2 kohdan mukaisesti.

2. Kunkin synkronialueen kaikkien siirtoverkonhaltijoiden on määriteltävä synkronialueen käyttösopimuksessa mitoitussäännöt seuraavien kriteerien mukaisesti:

a) synkronialueella tarvittavan taajuuden vakautusreservien reservikapasiteetin on katettava vähintään vertailutapahtuma ja, Manner-Euroopan ja Pohjoismaiden synkronialueiden osalta, c alakohdan mukaisesti toteutetun taajuuden vakautusreservien tilastomatemattisen mitoituksen tulokset;

b) vertailutapahtuman koko on määritettävä seuraavien ehtojen mukaisesti:

i) Manner-Euroopan synkronialueella vertailutapahtuman on oltava 3 000 MW positiiviseen suuntaan ja 3 000 MW negatiiviseen suuntaan;



ii) GB-, IE/NI- ja Pohjoismaiden synkronialueilla vertailutapahtuma on suurin epätasapaino, joka voi aiheutua yksittäisen sähköntuotantomoduulin, yksittäisen kulutuslaitoksen tai yksittäisen HVDC-yhdysjohdon pätötehon hetkellisestä muutoksesta tai vaihtosähköjohdon irtikykytyemisestä, tai se on yhden tai kahden liittymispisteen irtikykytyemisestä johtuva suurin hetkellinen pätötehon kulutuksen menetys. Vertailutapahtuma on määritettävä erikseen positiiviseen ja negatiiviseen suuntaan;

c) Manner-Euroopan ja Pohjoismaiden synkronialueilla synkronialueen kaikilla siirtoverkonhaltijoilla on oltava oikeus määritellä taajuuden vakautusreservien tilastomatemaattinen mitoitus tapa, jossa otetaan huomioon kulutuksen, tuotannon ja inertian, mukaan lukien synteettinen inertia, rakenne sekä käytettävissä olevat keinot ottaa vähimmäisinertia käyttöön reaaliaikaisesti 39 artiklassa tarkoitetun menetelmän mukaisesti, kun tavoitteena on alentaa riittämättömän taajuuden vakautusreservien reservikapasiteetin määrän esiintymistodennäköisyys enintään yhteen kertaan 20 vuodessa; ja

d) taajuuden vakautusreservien reservikapasiteetin osuuksien, jotka vaaditaan kultakin siirtoverkonhaltijalta alustavana taajuuden vakautusreserviviä koskevana velvoitteena, on perustuttava sen vastuualueen nettotuotannon ja -kulutuksen summaan jaettuna synkronialueen nettotuotannon ja -kulutuksen summalla yhden vuoden ajalta.”

Perustelut

Fingrid Oyj toimitti Energiavirastoon 14.9.2018 ehdotuksen taajuuden vakautusreservien mitoitus säännöiksi. Ehdotuksen mukaan sen ovat laatineet Energinet, Fingrid Oyj, Kraftnät Åland AB, Svenska kraftnät ja Statnett SF. Ehdotuksesta on järjestetty artiklan 11 mukainen julkinen kuuleminen 1.6-1.7.2018 ja ehdotuksen liitteinä on toimitettu taustadokumentti, jossa on selvitetty ehdotuksen sisältöä ja julkisen kuulemisen tuloksia.

Energiavirasto on 6 artiklan 7 kohdan mukaisesti kuullut, koordinoitunut ja tehnyt tiivistä yhteistyötä muiden toimivaltaisten sääntelyviranomaisten kanssa ennen yhteisen päätöksen tekemistä.

Energiavirasto katsoo, että Fingridin 14.9.2018 toimittama ehdotus taajuuden vakautusreservien mitoitus säännöiksi täyttää SO suuntaviivojen vaatimukset ja tavoitteet.

Sovelletut säännökset

Komission asetus (EU) 2017/1485 4 artikla, 5 artikla, 6 artikla, 11 artikla, 118 artikla, 153 artikla

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



Muutoksenhaku

Muutoksenhakua koskeva ohjeistus liitteenä.

Liitteet

Valitusosoitus Markkinaoikeuteen

Approval by All Regulatory Authorities of the Nordic synchronous area on the Nordic TSOs' Proposal for the dimensioning rules for FCR in accordance with Article 153 of the Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation, 6 March 2019

Nordic synchronous area proposal for the dimensioning rules for FCR in accordance with Article 153 of the Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation, 10 September 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.

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.

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 ainoastaan, jos valitusviranomainen niin määrää.

Valituskirjelmän toimittaminen valitusviranomaiselle

Valituskirjelmä on toimitettava valitusajan kuluessa markkinaoikeuteen, jonka osoite on:

Markkinaoikeus
Radanrakentajantie 5
00520 Helsinki

Faksi: 029 56 43314
Sähköposti: markkinaoikeus@oikeus.fi

**Approval by All Regulatory Authorities of the Nordic
synchronous area**

on

**the Nordic TSOs' Proposal for the dimensioning rules for
FCR in accordance with Article 153 of the Commission
Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a
guideline on electricity transmission system operation**

6 March 2019

I. Introduction and legal context

This document elaborates an agreement of all Regulatory Authorities of the Nordic synchronous area (hereinafter referred to as NRAs), agreed on 6 March 2019, on all TSOs of the Nordic synchronous area's (hereinafter referred to as TSOs) Proposal for the dimensioning rules for FCR submitted in accordance with Article 153 of the Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation (hereinafter referred to as respectively "Nordic dimensioning rules for FCR Proposal" and "Regulation 2017/1485").

This agreement of the NRAs shall provide evidence that a decision on the Nordic dimensioning rules for FCR Proposal, does not need to be adopted by ACER pursuant to Article 6(8) of the Regulation 2017/1485 at this stage. This document is intended to constitute the basis on which all NRAs will each subsequently make national decisions, pursuant to Regulation 2017/1485, article 6(1), to approve the Nordic dimensioning rules for FCR Proposal submitted by the TSOs. The TSOs are Fingrid Oyj, Svenska kraftnät, Energinet, Kraftnät Åland AB, and Statnett SF.

The legal provisions relevant to the submission and approval of the Nordic dimensioning rules for FCR Proposal, and this all NRAs agreed opinion, are Articles 4(1), 5(1), 6(3)(d)(ii), 6(6), 6(7), 11, 118(1)(a) and 153 of Regulation 2017/1485, listed below.

Article 4(1)

- 1) This Regulation aims at:
 - a) determining common operational security requirements and principles;
 - b) determining common interconnected system operational planning principles;
 - c) determining common load-frequency control processes and control structures;
 - d) ensuring the conditions for maintaining operational security throughout the Union;
 - e) ensuring the conditions for maintaining a frequency quality level of all synchronous areas throughout the Union;
 - f) promoting the coordination of system operation and operational planning;
 - g) ensuring and enhancing the transparency and reliability of information on transmission system operation;
 - h) contributing to the efficient operation and development of the electricity transmission system and electricity sector in the Union.

Article 5(1)

TSOs shall develop the terms and conditions or methodologies required by this Regulation and submit them for approval to the competent regulatory authorities in accordance with Article 6(2) and (3) or for approval to the entity designated by the Member State in accordance with Article 6(4) within the respective deadlines set out in this Regulation.

Article 6(3)(d)(ii)

The proposals for the following terms and conditions or methodologies shall be subject to approval by all regulatory authorities of the concerned region, on which a Member State may provide an opinion to the concerned regulatory authority:

methodologies, conditions and values included in the synchronous area operational agreements in Article 118 concerning:
the dimensioning rules for FCR in accordance with Article 153;

Article 6(6)

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 3 months on the proposals for terms and conditions or methodologies.

Article 6(7)

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 the Agency issues an opinion, the competent regulatory authorities shall take that opinion into account. Regulatory authorities shall take decisions concerning the submitted terms and conditions or methodologies in accordance with paragraphs (2) and (3), within 6 months following the receipt of the terms and conditions or methodologies by the regulatory authority or, where applicable, by the last regulatory authority concerned.

Article 11

1. TSOs 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 listed in Article 6(2) and (3). The consultation shall last for a period of not less than 1 month.
2. The proposals for terms and conditions or methodologies submitted by the TSOs at Union level shall be published and submitted to public consultation at Union level. Proposals submitted by the TSOs at regional level shall be submitted to public consultation at least at regional level. Parties submitting proposals at bilateral or at multilateral level shall carry out a public consultation at least in the Member States concerned.
3. The TSOs responsible for developing the proposal for terms and conditions or methodologies shall duly take into account the views of stakeholders resulting from the consultations prior to its submission for regulatory approval. In all cases, a sound justification for including or not including the views resulting from the consultation shall be provided together with the submission of the proposal and published in a timely manner before, or simultaneously with the publication of the proposal for terms and conditions or methodologies.

Article 118(1)(a)

By 12 months after entry into force of this Regulation, all TSOs of each synchronous area shall jointly develop common proposals for:

the dimensioning rules for FCR in accordance with Article 153;

Article 153

1. All TSOs of each synchronous area shall determine, at least annually, the reserve capacity for FCR required for the synchronous area and the initial FCR obligation of each TSO in accordance with paragraph 2.
2. All TSOs of each synchronous area shall specify dimensioning rules in the synchronous area operational agreement in accordance with the following criteria:
 - a. the reserve capacity for FCR required for the synchronous area shall cover at least the reference incident and, for the CE and Nordic synchronous areas, the results of the probabilistic dimensioning approach for FCR carried out pursuant to point (c);
 - b. the size of the reference incident shall be determined in accordance with the following conditions:
 - i. for the CE synchronous area, the reference incident shall be 3 000 MW in positive direction and 3 000 MW in negative direction;
 - ii. for the GB, IE/NI, and Nordic synchronous areas, the reference incident shall be the largest imbalance that may result from an instantaneous change of active power such as that of a single power generating module, single demand facility, or single HVDC interconnector or from a tripping of an AC line, or it shall be the maximum instantaneous loss of active power consumption due to the tripping of one or two connection points. The reference incident shall be determined separately for positive and negative direction;
 - c. for the CE and Nordic synchronous areas, all TSOs of the synchronous area shall have the right to define a probabilistic dimensioning approach for FCR taking into account the pattern of load, generation and inertia, including synthetic inertia as well as the available means to deploy minimum inertia in real-time in accordance with the methodology referred to in Article 39, with the aim of reducing the probability of insufficient FCR to below or equal to once in 20 years; and
 - d. the shares of the reserve capacity on FCR required for each TSO as initial FCR obligation shall be based on the sum of the net generation and consumption of its control area divided by the sum of net generation and consumption of the synchronous area over a period of 1 year.

II. The TSO proposal

The Nordic dimensioning rules for FCR Proposal was submitted to the NRAs on 14 September 2018 together with a separate explanatory document. The proposal included a timescale for its implementation according to article 6(6). The dimensioning rules for upward FCR-D and the rules for the initial distribution of FCR will be implemented no later than when the Nordic synchronous area operational agreement enters into force in accordance with Article 118. The dimensioning rules for downward FCR-D will be implemented by 2021. A description of the impact of the proposed dimensioning rules for FCR on the objectives in Article 4(1)(c), 4(1)(d), 4(1)(e) and 4(1)(h) of Regulation 2017/1485 was included in the proposal.

Regulation 2017/1485 requires 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 NRA concerned. A decision is therefore required by each NRA by 14 March 2019.

III. NRAs' position

The NRAs are of the opinion that the Nordic dimensioning rules for FCR Proposal enables the achievement of the objectives of Article 4 of Regulation 2017/1485.

The NRAs have therefore reached an agreement that the Nordic dimensioning rules for FCR Proposal meet the requirements of Regulation 2017/1485.

IV. Conclusions

All NRAs have assessed, consulted and closely cooperated to reach an agreement that the Nordic dimensioning rules for FCR Proposal meet the requirements of Regulation 2017/1485 and as such can be approved by all NRAs.

NRAs shall, on the basis of this agreement, make their national decisions by 14 March 2019. The proposal concerning Nordic dimensioning rules will be adopted upon the decision of the last the NRA of Nordic synchronous area. Following the national decisions by all NRAs, TSOs are required to publish the Nordic dimensioning rules for FCR Proposal as approved, according to Article 8(1) of Regulation 2017/1485. All TSOs must respect the implementation deadlines provided in the Nordic dimensioning rules for FCR Proposal.

**Nordic synchronous area proposal for the dimensioning rules for
FCR in accordance with Article 153 of the Commission Regulation
(EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on
electricity transmission system operation**

10 September 2018

All TSOs of the Nordic synchronous area, taking into account the following:

Whereas

- (1) This document is the common proposal developed by all Transmission System Operators within the Nordic synchronous area (hereafter referred to as “TSOs”) for the dimensioning rules for FCR in accordance with Article 153 of Commission Regulation (EU) 2017/1485 establishing a guideline on electricity transmission system operation (hereafter referred to as “SO Regulation”). This proposal is hereafter referred to as “Proposal”.
- (2) The Proposal takes into account the general principles and goals set in SO 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 SO Regulation/Regulation (EC) No 714/2009 is the safeguarding of operational security, frequency quality and the efficient use of the interconnected system and resources. Article 118(1)(a) of the SO Regulation sets for this purpose requirements for the TSOs to “jointly develop common proposals for: [...] the dimensioning rules for FCR in accordance with Article 153;”
- (3) Article 153(2) of the SO Regulation describes the scope of this Proposal:
“2. All TSOs of each synchronous area shall specify dimensioning rules in the synchronous area operational agreement [...]”. Article 153(1) of the SO Regulation stipulates how these dimensioning rules shall be applied: *“1. All TSOs of each synchronous area shall determine, at least annually, the reserve capacity for FCR required for the synchronous area and the initial FCR obligation of each TSO in accordance with paragraph 2”*. The Proposal covers the dimensioning of FCR for the Nordic synchronous area (only) and shall be applied by the Nordic TSOs (only).
- (4) Article 153(2) of the SO Regulation further states that the “dimensioning rules” shall be specified *“in accordance with the following criteria:*
 - (a) the reserve capacity for FCR required for the synchronous area shall cover at least the reference incident and [...] the results of the probabilistic dimensioning approach for FCR carried out pursuant to point (c);*
 - (b) the size of the reference incident shall be determined in accordance with the following conditions:*
[..]
 - (ii) [...] the reference incident shall be the largest imbalance that may result from an instantaneous change of active power such as that of a single power generating module, single demand facility, or single HVDC interconnector or from a tripping of an AC line, or it shall be the maximum instantaneous loss of active power consumption due to the tripping of one or two connection points. The reference incident shall be determined separately for positive and negative direction;*
 - (c) for the CE and Nordic synchronous areas, all TSOs of the synchronous area shall have the right to define a probabilistic dimensioning approach for FCR taking into account the pattern of load, generation and inertia, including synthetic inertia as well as the available means to deploy minimum inertia in real-time in accordance with the methodology referred to in Article 39, with the aim of reducing the probability of insufficient FCR to below or equal to once in 20 years; and*
 - (d) the shares of the reserve capacity on FCR required for each TSO as initial FCR obligation shall be based on the sum of the net generation and consumption of its control area divided by the sum of net generation and consumption of the synchronous area over a period of 1 year.*

- (5) The TSOs concluded that *"the maximum instantaneous loss of active power consumption due to the tripping of [...] two connection points"* that is suggested in Article 153(2)(b)(ii) of the SO Regulation shall not set the 'reference incident' for the Nordic synchronous area. The reason for this is that the TSOs do not consider the probability for two simultaneous outages of demand facilities significant.
- (6) In addition to the types of *'instantaneous change of active power'* that may set the reference incident as suggested by Article 153(2)(b)(ii) of the SO Regulation, the TSOs consider that tripping of one busbar may be evaluated as a reasonable N-1 disturbance. This may be relevant during especially longer outages on a busbar.
- (7) The Nordic Frequency Containment Process (FCP) applies two types of Frequency Containment Reserves (FCR). FCR for normal operation (FCR-N) is used for continuous imbalances to keep the frequency within the $\pm 100\text{mHz}$ range. For this reason, the purpose of FCR-N is not to mitigate the consequences of a disturbance such as a reference incident. The purpose of FCR-D is to mitigate the impact of incidental disturbances, including the reference incident. The criteria that are specified in Article 153(2)(a)-(c) of the SO Regulation refer to (reference) incidents and can therefore only be applied to FCR-D. With respect to the dimensioning rules for FCR, the scope of this Proposal shall therefore be limited to the dimensioning rules for FCR-D.
- (8) Article 153(2)(d) of the SO Regulation about the initial distribution of FCR does not make an explicit differentiation between FCR-N and FCR-D. However, in contradiction to Article 153(2)(a)-(c)- Article 153(2)(d) can be applied to both FCR-N and FCR-D. The TSOs therefore consider Article 153(2)(d) of the SO Regulation applicable to both FCR-N and FCR-D.
- (9) Article 153(2) of the SO Regulation requires the dimensioning of both upward and downward FCR. The Nordic FCR-D is currently only applied in upward direction. I.e. it is activated in cases of power deficit that result in a system frequency below 49.90Hz. However, mainly caused by the increasing number of HVDC interconnectors to other synchronous areas, the Nordic synchronous area faces more and more large disturbances in downward direction (e.g. caused by a trip of an exporting HVDC interconnector to another synchronous area). Since these incidents also affect the operational security, this proposal includes the dimensioning of both upward FCR-D and downward FCR-D.
- (10) The TSOs have discussed a probabilistic methodology that can be used for a probabilistic dimensioning approach for FCR-D as mentioned in Article 153(2) of the SO Regulation. The TSOs decided not using this methodology at the moment because the process for how to translate a certain risk level, inertia level and actual probability for incidents and other inputs to a suitable measures, including FCR-D dimensioning needs to be further defined. For this reason, the TSOs do not use *"the right to define a probabilistic dimensioning approach for FCR"* in accordance with Article 153(2)(c) of the SO Regulation.
- (11) In regard to regulatory approval, Article 6(3) of the SO Regulation states:
"The proposals for the following terms and conditions or methodologies shall be subject to approval by all regulatory authorities of the concerned region, on which a Member State may provide an opinion to the concerned regulatory authority: [...]
(d) methodologies, conditions and values included in the synchronous area operational agreements in Article 118 concerning:
(ii) the dimensioning rules for FCR in accordance with Article 153;

- (12) According to Article 6(6) of the SO Regulation the expected impact of the Proposal on the objectives of the SO Regulation has to be described and is presented below.
- (13) The Proposal generally contributes to and does not in any way hamper the achievement of the objectives of Article 4 of the SO Regulation. In particular, the Proposal serves the objectives to (1)(c) determining common load-frequency control processes and control structures, (1)(d) ensuring the conditions for maintaining operational security throughout the Union, (1)(e) ensuring the conditions for maintaining a frequency quality level of all synchronous areas throughout the Union and (1)(h) contributing to the efficient operation and development of the electricity transmission system and electricity sector in the Union. The Proposal contributes to these objectives by specifying the dimensioning rules for FCR-D, which is one of the key reserves that is used in the common Nordic load-frequency control processes. Sufficient FCR-D guarantees the operational security by reducing the risk for automatic Under Frequency Load Shedding (UFLS), automatic reduction of generation and for system blackouts due to under or over frequency. The dimensioning rules balance the impact of both cost for FCR-D and outage risk and therefore ensure efficient operation of the electricity transmission system.
- (14) The TSOs together operate the Nordic synchronous system. Consequently, the TSOs and all the power consumers, generators, balance service providers and networks directly or indirectly connected to the TSOs' networks, influence the frequency quality level and experience the same frequency level. The dimensioning of FCR-D in this Proposal have been analysed, discussed and agreed by the TSOs and will only be affective if all providers of FCR-D will provide the contracted amounts in accordance with their specifications.
- (15) In conclusion, the Proposal contributes to the general objectives of the SO Regulation to the benefit of all market participants and electricity end consumers.

SUBMIT THE FOLLOWING PROPOSAL FOR THE DIMENSIONING RULES FOR FCR TO RELEVANT REGULATORY AUTHORITIES WITHIN NORDIC SYNCHRONOUS AREA:

Article 1 - Subject matter and scope

1. The dimensioning rules for FCR described in this Proposal are the common proposal of TSOs in accordance with article 153 of the SO Regulation. The Proposal applies solely to the Nordic synchronous area.

The Nordic synchronous area covers transmission systems of East-Denmark (DK2), Finland, Sweden and Norway.

This Proposal has been developed by Energinet, Fingrid Oyj, Kraftnät Åland AB, Svenska kraftnät and Statnett SF.

2. This Proposal is subject to approval in accordance with Article 6(3) of the SO Regulation.

Article 2 - Definitions and interpretation

3. For the purposes of the Proposal, the terms used shall have the meaning of the definitions included in Article 3 of the SO Regulation.
4. In this Proposal, unless the context requires otherwise:
 - a) the singular indicates the plural and vice versa;
 - b) the headings are inserted for convenience only and do not affect the interpretation of the 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.

Article 3 – Dimensioning rules for FCR-D

1. Following the dimensioning rules in this article, the Nordic TSOs will dimension FCR-D daily, separately for upward FCR-D and downward FCR-D.
2. The input to the dimensioning process of FCR-D shall be:
 - a. Planned network topology, considering maintenance of relevant network components;
 - b. Estimated (gross) generation of large generation modules;
 - c. Estimated demand of large connected consumers;
 - d. Estimated flows on HVDC interconnectors;
3. The total reserve capacity for upward FCR-D required for the Nordic synchronous area shall be dimensioned at least equally to the imbalance caused by the reference incident in negative direction.
4. The total reserve capacity for downward FCR-D required for the Nordic synchronous area shall be dimensioned at least equally to the imbalance caused by the reference incident in positive direction.
5. The reference incident shall be defined as the largest imbalance that may result from an instantaneous change of active power of:
 - a. *A single power generating module;*
 - b. *A single demand facility;*
 - c. *A single HVDC interconnector;*

- d. *Tripping of an AC-line*: This may result in i) system protection scheme (SPS) activation which may trip one or more power generating units or ii) loss of a regional part of the system.
 - e. *Single failure on a busbar tripping more than one generation module or demand facility*.
6. The imbalance volume of the ‘instantaneous change of active power’ mentioned in item 5 of this article shall be determined by the net loss of active power as seen from the grid. I.e. it should be taken into account that auxiliaries load of the generation module may still consume power in the case that the unit generator breaker is tripped. Furthermore, the imbalance volume of the reference incident is determined by the maximum production, import, consumption or export that has been scheduled for the period for which the reference incident is determined.

Article 4 – Calculation the initial distribution per TSO

1. In accordance with article 153(2)(d) of the SO Regulation, FCR-D and FCR-N shall be distributed to the TSOs pro-rata to the shares defined below.
2. The input to the calculation of the initial distribution are:
 - a. net generation per control area for calendar year $y-2$ in which net generation of a unit is defined as the generation level less than the total gross power generation of a unit, due to internal auxiliary power consumption of the unit;
 - b. net consumption per control area for calendar year $y-2$ in which ‘net’ means that the consumption of power plants’ auxiliaries is excluded, but network losses are included.
3. The shares of the reserve capacity on FCR required for each TSO as initial FCR obligation shall be based on the sum of the net generation and consumption of its control area divided by the sum of net generation and consumption of the synchronous area over a period of one year.
4. The shares shall be revised each year before 1 October of year $y-1$ and the new shares will enter into force on 1 January of year y .

Article 5 – Publication and implementation

1. The relevant TSOs shall publish (in accordance with Article 8 of the SO Regulation) the Proposal without undue delay after the competent NRAs have approved the Proposal or a decision has been taken by the Agency for the Cooperation of Energy Regulators in accordance with Article 6 of the SO Regulation.
2. The TSOs shall implement the dimensioning rules for upward FCR-D (article 3(3) of this Proposal) and the rules for the initial distribution of FCR (article 4 of this Proposal) not later than when Nordic synchronous area operational agreement enters into force in accordance with Article 118 of the SO Regulation. The TSOs agreed that downward FCR-D in the Nordic synchronous area shall be implemented by 2021. The dimensioning rules for downward FCR-D (article 3(4) of this Proposal) will therefore be implemented by 2021.

Article 6 - Language

The reference language for this Proposal shall be English. For the avoidance of doubt, where TSOs needs to translate this Proposal into national language(s), in the event of inconsistencies between the English version published by TSOs in Nordic Synchronous Area in accordance with Article 8(1) of the SO Regulation and any version in another language the relevant TSOs shall, in accordance with national legislation, provide the relevant national regulatory authority with an updated translation of the Proposal.