

Prövning av minsta aktiveringsperiod som ska säkerställas av leverantörer av frekvenshållningsreserver

Beslut

- 1 Energimarknadsinspektionen (Ei) godkänner Affärsverket svenska kraftnäts (Svenska kraftnät) förslag om minsta aktiveringsperiod som ska säkerställas av leverantörer av frekvenshållningsreserver.
- 2 Beslutet gäller under förutsättning att samtliga berörda tillsynsmyndigheter fattar ett beslut med samma innebörd inom den tidsfrist som anges i SO.
- 3 Detta beslut kan komma att ändras eller upphävas efter begäran av Europeiska kommissionen.

Beskrivning av ärendet

I Europa pågår ett arbete med att koppla ihop EU:s energimarknader. Syftet är att upprätta en inre energimarknad som kan trygga energiförsörjningen, öka konkurrensen och ge konsumenter möjlighet att köpa energi till överkomliga priser. Europeiska kommissionen har som ett led i detta arbete bland annat antagit ett flertal förordningar inom elmarknadsområdet.

I Kommissionens förordning (EU) 2017/1485 av den 2 augusti 2017 om fastställande av riktlinjer för driften av elöverföringssystem (SO) fastställs gemensamma krav och principer för driftsäkerheten i elöverföringssystem. Av SO framgår att Svenska kraftnät ska vara med och ta fram ett antal metoder och villkor vad gäller driften av elöverföringssystemet. Några av dessa metoder och villkor tas fram gemensamt av samtliga systemansvariga för överföringssystem (systemansvariga) inom EU medan andra tas fram av systemansvariga inom synkronområdet för Norden.

Svenska kraftnät har tidigare tillsammans med de andra systemansvariga i synkronområdena för kontinentala Europa och Norden tagit fram en metod för

kostnads-nyttoanalys som ska användas för att bedöma vilken tidsperiod som krävs för enheter eller grupper som tillhandahåller frekvenshållningsreserver när det gäller att kvarstå som tillgängliga under skärpt drifttillstånd. Metoden godkändes av Ei och de andra berörda tillsynsmyndigheterna i mars 2019.¹

Det förslag som Ei ska ta ställning till nu handlar om minsta aktiveringsperiod som leverantörer av frekvenshållningsreserver inom Norden ska säkerställa. Förslaget ska i enlighet med SO ta full hänsyn till resultaten av den kostnads-nyttoanalys som avses ovan. Förslaget från de systemansvariga i Norden är att minsta aktiveringsperiod ska vara 15 minuter.

Förslaget om minsta aktiveringsperiod ska enligt artikel 6.3 i SO godkännas av alla tillsynsmyndigheter i de berörda synkronområdena. Eftersom förslaget tas fram gemensamt av alla transmissionsnätsföretag inom synkronområdet för Norden ska förslaget därför godkännas av tillsynsmyndigheterna i Norden.

Tillsynsmyndigheterna ska fatta beslut om de inlämnade villkoren eller metoderna inom sex månader från det att myndigheterna tagit emot villkoren eller metoderna eller från det att den sista berörda tillsynsmyndigheten tagit emot villkoren eller metoderna.

Ansökan

Förslaget är framtaget gemensamt av de systemansvariga för överföringssystem i Norden, det vill säga Energinet, Fingrid Oyj, Kraftnät Åland AB, Svenska kraftnät och Statnett SF. Förslaget avser det nordiska synkronområdet (Sverige, Finland, Norge och östra Danmark (DK2)). Förslaget kom in till Ei den 30 mars 2021.

Förslaget beskriver hur de systemansvariga genomfört kostnads-nyttoanalysen, vilka data de använt och vad resultatet blev. I förslaget beskrivs de två varianterna av frekvenshållningsreserver: FCR-N är frekvensreserv vid normal drift (avser både upp- och nedreglering), och FCR-D som är en frekvensreserv som används vid störning och endast avser uppreglering. De systemansvariga uppger att mot bakgrund av resultatet av kostnads-nyttoanalysen och de befintliga frekvenshållningsreserverna, med begränsade energireserver i det nordiska synkronområdet, blir deras förslag att bestämma den minsta aktiveringsperioden till 15 minuter för FCR-D. De nordiska systemansvariga anser att förslag om minsta aktiveringsperiod som ska tas fram enligt artikel 156.10 i SO endast gäller

¹ Ei:s ärendenummer 2017-102929.

för skärpt drifttillstånd (enligt artikel 156.9) och att förslaget till aktiveringsperiod därmed endast gäller för FCR-D.

Samråd

Systemansvariga ska i enlighet med artikel 11 i SO samråda med intressenter, inklusive de berörda myndigheterna i varje medlemsstat, om de utkast till förslag till villkor eller metoder som beskrivs i artikel 6.3. Samrådet ska vara i minst en månad. De synpunkter som kommer fram under samrådet ska tas i beaktan när metoden färdigställs.

Svenska kraftnät har uppgett att de inhämtade synpunkter på förslaget från intressenter under perioden 27 februari 2020 till och med 30 april 2020. Samrådet genomfördes inom ramen för Entso för el² (Entso-E). Dessförinnan genomförde Entso-E även ett webinarium, den 15 november 2019, inför samrådet. Därefter har Svenska kraftnät genomfört samråd om resultatet från kostnads-nyttoanalysen och förslaget till minsta aktiveringsperiod från 14 december 2020 till och med 25 januari 2021.³ Inga synpunkter kom in under samrådet.

Samordning och ärendets handläggning

Ei har berett ärendet tillsammans med övriga berörda nordiska tillsynsmyndigheter (Försyningstilsynet i Danmark, Energiavirasto i Finland) och med den norska tillsynsmyndigheten Norges vassdrags- og energidirektorat samt Ålands energimyndighet (tillsynsmyndigheterna).

Förslaget till en minsta aktiveringsperiod om 15 minuter har godkänts av alla systemansvariga i det nordiska synkronområdet. Svenska kraftnät (och Energinet) har redan genomfört kravet på en minsta aktiveringsperiod om 15 minuter. Fingrid och Statnett kommer att genomföra kravet inom tolv månader. Kraftnät Åland behöver inte genomföra detta eftersom de inte kontrakterar den här typen av frekvenshållningsreserver.

² Entso för el, European Network of Transmission System Operators for Electricity, är samarbetsorganisation för de systemansvariga för överföringssystemen i Europa.

³ <https://www.svk.se/press-och-nyheter/nyheter/natkoder/2020/konsultation-om-aktiveringsperiod-for-frekvenshallningsreserver/>

Bestämmelser som ligger till grund för beslutet

Förordningen SO

Syftet med förordningen är att a) fastställa gemensamma krav och principer för driftsäkerhet, ..., c) fastställa gemensamma processer och strukturer för lastfrekvensreglering, d) säkerställa förutsättningarna för bibehållen driftsäkerhet i hela unionen, e) säkerställa förutsättningarna för bibehållen kvalitetsnivå för frekvenser i alla synkronområden i hela unionen, ..., h) bidra till en effektiv drift och utveckling av elöverföringssystemet och elsektorn i unionen. (Artikel 4.1)

Systemansvariga för överföringssystem ska utarbeta de villkor eller metoder som krävs enligt denna förordning och överlämna dem till de behöriga tillsynsmyndigheterna för godkännande i enlighet med artikel 6.2 och 6.3 för godkännande i enlighet med artikel 6.4 inom de respektive tidsfrister som anges i denna förordning. (Artikel 5.1)

Förslag till följande villkor eller metoder ska vara föremål för godkännande från alla tillsynsmyndigheter i den berörda regionen: För synkronområdena för Norden: Minsta aktiveringsperiod som ska säkerställas av leverantörer av frekvenshållningsreserver i enlighet med artikel 156.10. (Artikel 6.3 d v)

Förslaget ska innehålla ett förslag till tidplan för genomförande och en beskrivning av metodens förväntade inverkan på målen för förordningen. (Artikel 6.6)

Om godkännandet av förslaget kräver ett beslut av mer än en tillsynsmyndighet ska de behöriga tillsynsmyndigheterna samråda och samordna med varandra för att nå en överenskommelse. Tillsynsmyndigheterna ska fatta beslut om de inlämnade villkoren eller metoderna i enlighet med punkterna 2 och 3 (däribland metoder för att bygga de gemensamma nätmodellerna) inom sex månader från det att tillsynsmyndigheten tagit emot metoden eller ifrån det att den sista berörda tillsynsmyndigheten tagit emot metoden. (Artikel 6.7)

De systemansvariga för överföringssystemen med ansvar för att lämna in förslag till villkor, eller metoder i enlighet med förordningen, ska samråda med intressenter, inklusive de berörda myndigheterna i varje medlemsstat, om de utkast till förslag som förtecknas i artikel 6.2 och 6.3. Samrådet ska vara i minst en månad. (Artikel 11.1)

De förslag som lämnats in av de systemansvariga för överföringssystemen på unionsnivå ska offentliggöras och lämnas in för offentligt samråd på unionsnivå.

Parter som lämnar in förslag på bilateral eller multilateral nivå ska genomföra ett offentligt samråd i åtminstone de berörda medlemsstaterna. (Artikel 11.2)

De systemansvariga för överföringssystemen med ansvar för att ta fram förslag till metod ska beakta de synpunkter från intressenter som framkommit vid samråden innan förslaget lämnas in för formellt godkännande. I samtliga fall ska en välgrundad motivering för eller emot införande av synpunkterna från samrådet tillhandahållas, tillsammans med det förslag som lämnas in, och offentliggöras i god tid före, eller samtidigt med, offentliggörandet av förslaget till villkor eller metoder. (Artikel 11.3)

För synkronområdet Norden: varje leverantör av frekvenshållningsreserver ska säkerställa att frekvenshållningsreserverna från de egna enheterna eller grupperna som tillhandahåller frekvenshållningsreserver med begränsade energireserver är kontinuerligt tillgängliga under normaldrifttillstånd. Från och med utlösning av skärpt drifttillstånd och under det skärpta drifttillståndet ska varje leverantör av frekvenshållningsreserver säkerställa att de egna enheterna eller grupperna som tillhandahåller frekvenshållningsreserver med begränsade energireserver fullt ut kan aktivera frekvenshållningsreserverna kontinuerligt under en tidsperiod som fastställs i enlighet med punkterna 10 och 11. (Artikel 156.9)

För synkronområdet Norden: alla systemansvariga för överföringssystem ska utarbeta ett förslag om minsta aktiveringsperiod som ska säkerställas av leverantörer av frekvenshållningsreserver. Den period som fastställs får inte vara längre än 30 eller kortare än 15 minuter. Förslaget ska ta full hänsyn till resultaten av den kostnads-nyttoanalys som utförs i enlighet med punkt 11. (Artikel 156.10)

Senast tolv månader efter godkännandet från alla tillsynsmyndigheter i den berörda regionen av antagandena och metoden ska de systemansvariga för överföringssystemen i synkronområdena för kontinentala Europa och Norden lämna in resultaten från sin kostnads-nyttoanalys till de berörda tillsynsmyndigheterna och föreslå en tidsperiod som inte får vara längre än 30 minuter eller kortare än 15 minuter. (Artikel 156.11)

Ellagen (1997:857)

I ett beslut av nätmyndigheten enligt sådana riktlinjer som har antagits med stöd av förordning (EG) nr 714/2009 ska det anges att beslutet kan komma att ändras eller upphävas efter begäran av Europeiska kommissionen. (12 kap. 1 b §)

Ei:s motivering till beslutet

De formella kraven på ansökan, och beslutsprocessen

Svenska kraftnät har genomfört samråd enligt vad som föreskrivs i SO. Ei har samordnat detta beslut med samtliga berörda tillsynsmyndigheter. De formella kraven på beslutsprocessen är därmed uppfyllda.

Den 23 september 2021 kom berörda tillsynsmyndigheter överens om att förslaget till minsta aktiveringsperiod om 15 minuter utifrån den genomförda kostnadsnyttoanalysen bör godkännas.

Prövning i sak

Förslaget beskriver resultatet av den kostnads-nyttoanalys som utförts för att bedöma vilken minsta aktiveringsperiod som ska säkerställas av leverantörer av frekvenshållningsreserver inom Norden, det vill säga vad som krävs för enheter eller grupper som tillhandahåller frekvenshållningsreserver när det gäller att kvarstå som tillgängliga under skärpt drifttillstånd.

Ei delar de nordiska systemansvarigas bedömning att förslag om minsta aktiveringsperiod som ska tas fram enligt artikel 156.10 i SO endast gäller för skärpt drifttillstånd (enligt artikel 156.9) och att förslaget till aktiveringsperiod därmed endast gäller för FCR-D.

Ei bedömer att förslaget är tillräckligt beskrivet. Förslaget innehåller också en rimlig förklaring om tidplan för genomförandet. Svenska kraftnät har i sin ansökan också redovisat sådana skäl att det finns anledning att anta att villkoren kommer att uppfylla de övergripande målen som anges i SO. Förslaget kan därför godkännas.

Beslutet i detta ärende förutsätter för sin giltighet att samtliga tillsynsmyndigheter för synkronområdet för Norden fattar ett beslut med samma innebörd inom den tidsfrist som anges i SO.

Detta beslut har fattats av generaldirektören Anne Vadasz Nilsson. Vid den slutliga handläggningen deltog även chefsjuristen Göran Morén, chefsekonomen

Therése Hindman Persson, avdelningschefen Carl Johan Wallnerström, analytikern Reza Baradar samt analytikern Lena Jaakonantti, föredragande.

Beslutet har fattats digitalt och saknar därför underskrifter.

Anne Vadasz Nilsson

Lena Jaakonantti

Bilagor

Ansökan - Nordic synchronous area methodology for the minimum activation period to be ensured by FCR providers in accordance with Article 156(10) of the Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation.

Skickas till

Affärsverket svenska kraftnät (delges)

Byrån för samarbete mellan energitillsynsmyndigheter, ACER (underrättas)

Nordic synchronous area methodology for the minimum activation period to be ensured by FCR providers in accordance with Article 156(10) of the Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation

24 March 2021

2021-03-30

2020-102704-0005

Nordic synchronous area methodology for the minimum activation period to be ensured by FCR providers in accordance with Article 156(10) of the Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation

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

Whereas

- (1) This document is the common methodology developed by all Transmission System Operators within the Nordic synchronous area (hereafter referred to as “TSOs”) for the minimum activation period to be ensured by FCR providers in accordance with Article 156(10) of Commission Regulation (EU) 2017/1485 establishing a guideline on electricity transmission system operation (hereafter referred to as “SO Regulation”). This methodology is hereafter referred to as “Methodology”.
- (2) The Methodology 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)(r) of the SO Regulation sets for this purpose requirements for the TSOs to “*jointly develop common proposals for: [...] the minimum activation period to be ensured by FCR providers in accordance with Article 156(10);*”
- (3) Article 156(10) of the SO Regulation defines the scope of this Methodology. The article states that “*For the CE and Nordic synchronous areas, all TSOs shall develop a proposal concerning the minimum activation period to be ensured by FCR providers. The period determined shall not be greater than 30 or smaller than 15 minutes. The proposal shall take full account of the results of the cost-benefit analysis conducted pursuant to paragraph 11.*”.
- (4) Together with the TSOs of the CE synchronous area, the TSOs conducted a cost-benefit analysis pursuant to paragraph 11 of article 156 of the SO Regulation. The assumptions and methodology for this cost-benefit analysis have been approved by the Nordic NRAs on 16 April 2019. The TSOs published the results for public consultation from 27 February to 30 April 2020. The TSOs sent the results of their cost-benefit analysis to their NRAs in June 2020.
- (5) 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, which typically takes place in the normal (system) state. FCR for disturbance situations (FCR-D) is used to mitigate the impact of incidental disturbances once the frequency is outside the $\pm 100\text{mHz}$ range. FCR-D is used in both the normal and the alert state.
- (6) Article 156(9) stipulates that “*each FCR provider shall ensure that the FCR from its FCR providing units or groups with limited energy reservoirs are continuously available during normal state.*”. The TSOs conclude that this applies to both FCR-N and FCR-D.
- (7) Article 156(9) further states that “*as of triggering the alert state and during the alert state, each FCR provider shall ensure that its FCR providing units or groups with limited energy reservoirs are able to fully activate FCR continuously for a time period to be defined pursuant to paragraphs 10 and 11.*”. This means that the minimum activation time that is addressed in Article 156(10) of

Nordic synchronous area methodology for the minimum activation period to be ensured by FCR providers in accordance with Article 156(10) of the Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation

the SO Regulation is applicable in the alert system state and therefore the TSOs conclude that it only applies to FCR-D. Accordingly, this Methodology specifies the minimum activation time only for FCR-D.

- (8) 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: [...]

(v) for the CE and Nordic synchronous areas, the minimum activation period to be ensured by FCR providers in accordance with Article 156(10);”

- (9) According to Article 6(6) of the SO Regulation the expected impact of the Methodology on the objectives of the SO Regulation has to be described and is presented below.
- (10) The Methodology 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 Methodology serves the objectives to (1)(a) determining common operational security requirements and principles; (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 Methodology contributes to these objectives by specifying the *common Nordic* minimum activation period to be ensured by FCR-D providers with limited energy resources. FCR-D is one of the key reserves that is used in the common Nordic load-frequency control processes to reduce the risk for automatic Low Frequency Demand Disconnection (LFDD), automatic reduction of generation and for system blackouts due to under or over frequency. The Methodology carefully balances both the impact of the minimum activation period on the cost of FCR-D and outage risk and therefore ensures efficient operation of the electricity transmission system.
- (11) In conclusion, the Methodology contributes to the general objectives of the SO Regulation to the benefit of all market participants and electricity end consumers.

Nordic synchronous area methodology for the minimum activation period to be ensured by FCR providers in accordance with Article 156(10) of the Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation

SUBMIT THE FOLLOWING METHODOLOGY TO ALL REGULATORY AUTHORITIES OF THE NORDIC SYNCHRONOUS AREA:

Article 1 - Subject matter and scope

1. The minimum activation period to be ensured by FCR providers described in this Methodology are the common methodology of TSOs in accordance with article 156(10) of the SO Regulation. The Methodology applies solely to the Nordic synchronous area.

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

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

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

Article 2 - Definitions and interpretation

1. For the purposes of this Methodology, the terms used shall have the meaning of the definitions included in Article 3 of the SO Regulation and in Article 2 of Commission Regulation (EU) 2017/2195.
2. For the purpose of this Methodology and in accordance with Article 156 (9) of the SO Regulation, the ‘minimum activation period to be ensured by FCR providers’ means the time for which each FCR provider shall ensure that its FCR providing units or groups with limited energy reservoirs are able to fully activate FCR continuously, as of triggering the alert state and during the alert state.
3. In this Methodology, 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 Methodology; 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 – Minimum activation period to be ensured by FCR providers

1. The minimum activation period to be ensured by FCR-D providers is 15 minutes.

Article 4 – Publication and implementation

1. The relevant TSOs shall publish (in accordance with Article 8 of the SO Regulation) the Methodology without undue delay after the competent NRAs have approved the Methodology 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. Energinet and Svenska kraftnät have already implemented a minimum activation period to be ensured by FCR providers in accordance with Article 3. Fingrid and Statnett shall implement the minimum activation period to be ensured by FCR providers in Article 3 within 12 months after this

Nordic synchronous area methodology for the minimum activation period to be ensured by FCR providers in accordance with Article 156(10) of the Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation

Methodology has been approved by all Nordic NRAs. Kraftnät Åland does not need to implement the Methodology since Kraftnät Åland does not contract FCR.

Article 5 - Language

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