



Afgørelse om markedsbaseret fordeling af overførselskapacitet til udveksling på nordisk FRR-kapacitetsmarked

23. oktober 2023

J.nr.: 23/01915
bjde

Resumé

Forsyningstilsynet skal i denne sag vurdere, om tilsynet kan godkende Energinet Systemansvar A/S' forslag af 23. august 2023 om ændring af metoden for den markedsbaserede fordelingsproces vedrørende overførselskapacitet til udveksling af balanceringskapacitet. Energinet Systemansvar A/S har udarbejdet forslaget i samarbejde med de øvrige nordiske transmissionssystemoperatører.

Metodeændringen indebærer, at der tages mere hensyn til påvirkningen af day-ahead markedet ved reservation af overførselskapacitet til balancemarkedet. Overførselskapacitet, der reserveres til balancemarkedet, kunne alternativt være anvendt til udveksling af energi i day-ahead-markedet af markedsaktørerne. Derfor lægges der en mark-up til den forudsagte markedsværdi for overførselskapacitet.

Energinet Systemansvar A/S foreslår denne ændring som led i selskabets arbejde med at fremme en markedsbaseret fordeling af overførselskapacitet til udveksling af balanceringskapacitet mellem budområder på et nordisk kapacitetsmarked for frekvensgenoprettelsesreserver med enten automatisk eller manuel aktivering, og som omfatter den nordiske systemblok for last-frekvensregulering og systemområdet for last-frekvensregulering, DK1.

Forsyningstilsynets afgørelse træffes med hjemmel i Kommissionens forordning (EU) 2017/2195 af 23. november 2017 om fastsættelse af retningslinjer for balancering af elektricitet. Forsyningstilsynets afgørelse er udarbejdet i samarbejde med de øvrige nordiske regulerende myndigheder, da forslagets anvendelsesområde er den nordiske systemblok for last-frekvensregulering, der omfatter alle de nordiske budområder.

Forsyningstilsynet finder, at metodeændringen vil bidrage til øget markedsintegration, ikke-diskrimination, effektiv konkurrence og et velfungerende marked for balanceringskapacitet. Det sker ved at sikre anvendelse af en markedsbaseret fordeling af overførselskapacitet til udveksling af balanceringskapacitet mellem budområder på et nordisk kapacitetsmarked for frekvensgenoprettelsesreserver med enten automatisk eller manuel aktivering frem for separate, nationale markeder. Det giver markedsaktørerne mulighed for at afsætte i det marked, der giver den største samfundsøkonomiske værdi, frem for at være begrænset af et budområde eller en landegrænse.

AFGØRELSE

Forsyningstilsynet godkender Energinet Systemansvar A/S' forslag af 23. august 2023 om ændring af metoden for den markedsbaserede fordelingsproces vedrørende overførselskapacitet til udveksling af balanceringskapacitet mellem budområder for den nordiske systemblok for last-frekvensregulering og systemområdet for last-frekvensregulering, DK1.

Forsyningstilsynets afgørelse er truffet i medfør af Kommissionens forordning (EU) 2017/2195 af 23. november 2017 om fastsættelse af retningslinjer for balancering af elektricitet artikel 5, stk. 3, litra h, jf. artikel 41, stk. 1.

Sagens baggrund og begrundelsen for Forsyningstilsynets afgørelse fremgår nedenfor.

SAGSFREMSTILLING

Denne sag angår Energinet Systemansvar A/S' ("Energinets") anmeldelse af et ændringsforslag af 23. august 2023 ("forslaget") til metoden for den markedsbaserede fordelingsproces vedrørende overførselskapacitet til udveksling af balanceringskapacitet mellem budområder for den nordiske systemblok for last-frekvensregulering ("LFC blok") og systemområdet for last-frekvensregulering ("LFC-området"), DK1 ("metoden").

Forsyningstilsynet skal vurdere, om forslaget kan godkendes.

SAGENS FORLØB

Energinet, Fingrid, Statnett og Svenska kraftnät ("De nordiske TSO'er" eller "TSO'erne"), anmeldte den 30. juni 2022 et ændringsforslag til en metode for den markedsbaserede fordelingsproces vedrørende overførselskapacitet til udveksling af balanceringskapacitet mellem budområder for den nordiske LFC blok og LFC-området DK1. Ændringsforslaget havde forinden været i høring fra den 14. april til den 20. maj 2022 på ENTSO-E's hjemmeside. ENTSO-E er det europæiske netværk af el-transmissionssystemoperatører.

Selve metoden for den markedsbaserede fordelingsproces blev godkendt af agenturet for de europæiske regulatorer (Agency for the Cooperation of Energy Regulators - ACER) den 5. august 2020, jf. ACER-beslutning nr. 22/2020 om en markedsbaseret fordelingsmetode for overførselskapacitet til udveksling af balanceringskapacitet mellem budområder.

De nordiske TSO'ers forslag til metodeændring var ved anmeldelsen vedlagt TSO'ernes forklarende dokument til metodeændringen. Det forklarende dokument indeholdt bl.a. de nordiske TSO'ers bemærkninger til interessenternes høringssvar ved den offentlige høring over udkastet til forslaget.

Forslaget blev modtaget af den sidste regulerende myndighed den 30. juni 2022, hvorefter de nordiske regulerende myndigheder havde seks måneder til at vurdere forslaget i samarbejde og træffe deres nationale afgørelser. De nordiske regulerende myndigheder anmodede imidlertid den 19. december 2022 ACER om at forlænge fristen for at

FORSYNINGSTILSYNET

Torvegade 10
3300 Frederiksværk

Telefon 4171 5400

Digital Post til os:
Send via virk.dk
Send via borger.dk

træffe nationale afgørelser med seks måneder. ACER godkendte den 14. april 2023 en forlængelse af fristen for at træffe nationale afgørelser til den 28. juni 2023.

De nordiske regulerende myndigheder fremsendte en ændringsanmodning til de nordiske TSO'er, hvor de anmodede de nordiske TSO'er om at fjerne den øvre og nedre grænse for mark-up på det positive markedsspread samt gå tilbage til at anvende en periode på 30 dage til forudsigelse af markedsspreadet. De nordiske regulerende myndigheder angav ligeledes, at de mindst tre måneder i forvejen kan anmode de nordiske TSO'er om at undersøge og rapportere om yderligere forhold i relation til at forbedre forudsigelsesmetoden, såfremt de nordiske regulerende myndigheder finder dette nødvendigt i forhold til den fremtidige markedsudvikling. Ændringsanmodningen blev fremsendt af den sidste regulerende myndighed den 23. juni 2023, hvorefter de nordiske TSO'er havde to måneder til at vurdere ændringsanmodningen.

De nordiske TSO'er anmeldte et ændringsforslag til metoden. Forslaget blev modtaget af den sidste regulerende myndighed den 23. august 2023, hvorefter de nordiske regulerende myndigheder har to måneder til at vurdere forslaget i samarbejde og træffe deres nationale afgørelser, det vil sige frem til den 23. oktober 2023.

De nordiske regulerende myndigheder godkendte den 13. oktober 2023 et fælles position paper om forslaget til metodeændringen. Et position paper gengiver resultatet af de regulerende myndigheders samarbejde om godkendelse af metoden og udgør hermed grundlaget for, at de nordiske TSO'ers metodeændring kan godkendes nationalt. De regulerende myndigheder vil herefter senest den 23. oktober 2023 træffe hver deres nationale afgørelse om godkendelse af metoden.

FORMÅLET MED METODEN

Formålet med metodeændringen er overordnet set at sikre anvendelse af en markedsbaseret fordeling af overførselskapacitet til udveksling af balanceringskapacitet mellem budområder på et nordisk kapacitetsmarked for frekvensgenoprettelsesreserver med enten automatisk eller manuel aktivering ("aFRR- og mFRR-kapacitetsmarked").

Dette nordiske aFRR- og mFRR-kapacitetsmarked omfatter den nordiske LFC-kontrolblok og DK1. En LFC-kontrolblok består af flere LFC-kontrolområder. Et LFC-kontrolområde udgør et fysisk, afgrænset område, som drives af én eller flere TSO'er, der opfylder EU-krav om last-frekvensregulering.

Metodeændringen skal ses i sammenhæng med det etablerede fælles nordiske marked for aFRR-balanceringskapacitet og en forventet etablering af et nordisk marked for mFRR-balanceringskapacitet. Det vil give mulighed for udveksling og anskaffelse af frekvensgenoprettelsesreserver i den nordiske LFC-blok og LFC-området DK1.

Metodeændringen indebærer mere specifikt, at der fremover tages større hensyn til påvirkningen af day-ahead-markedet ved reservation af overførselskapacitet til balance-markedet.

Frekvensgenoprettelsesreserver (FRR) har til formål at stabilisere frekvensen efter større eller mindre ubalancer i elsystemet. Frekvensgenoprettelsesreserver kan deles op i automatiske og manuelle FRR.

aFRR-balanceringskapacitet er en automatisk effektregulering, der sker efter aktivering af et automatisk reguleringssignal udsendt af Energinet og skal i hovedreglen kunne aktiveres indenfor 15 minutter.

mFRR-balanceringskapacitet er en manuel effektregulering, der sker efter aktivering af et manuelt reguleringssignal udsendt af Energinet. mFRR-balanceringskapacitet skal klare større ubalancer og udgør hovedparten af de samlede reserver.

Reserver opdeles i reservekapacitet og reserveenergi. Førstnævnte sikrer rådigheden af kapacitet, mens reserveenergien angår selve aktiveringen af reserven. Reservekapacitet indkøbes således for at opretholde sikker drift af elsystemet, så Energinet har sikkerhed for, at de nødvendige ressourcer er til rådighed, når behovet opstår.

Begrebet "manuelle reserver" dækker over den kapacitet, som markedsaktørerne efter aftale med Energinet reserverer til manuel balancering af systemet i selve driftstimen. Aktører, der leverer manuelle reserver, dvs. aktører, som får rådighedsbetaling for at reservere kapacitet, er forpligtet til at indgive bud på aktivering af denne kapacitet på regulerkraftmarkedet. Anlæg skal være i stand til at levere den fulde effekt 15 minutter efter aktivering.

Det er dette marked, der skal overgå til et fælles nordisk marked for mFRR-balancekapacitet og samtidig erstatte de nationale markeder for mFRR-balancekapacitet. Det nordiske marked for mFRR-balancekapacitet giver markedsaktørerne mulighed for at afsætte i det marked, der giver den største samfundsøkonomiske værdi, frem for at være begrænset af et budområde eller landegrænse. Dette sker ved at muliggøre grænseoverskridende indkøb og udveksling af mFRR-balancekapacitet mellem budområderne i Danmark, Norge, Sverige og Finland. Det nordiske marked for mFRR-balancekapacitet vil således omfatte både det nordiske synkrone område og DK1.

Både det nuværende nordiske marked for aFRR-balancekapacitet, og det kommende nordiske marked for mFRR-balancekapacitet skal samtidig understøtte overgangen af det nordiske synkronområde og DK1 til de europæiske markeder for balanceenergi MARI (Manually Activated Reserves Initiative) og PICASSO (Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation).

Reserveenergi i form af aktivering af frekvensgenoprettelsesreserver med manuel aktivering (mFRR) handles på regulerkraftmarkedet. Regulerkraftmarkedet er et nordisk marked, hvor der afholdes en auktion hver time for den efterfølgende time, og de nordiske TSO'er køber energi (køber opregulering) eller sælger energi (køber nedregulering). Det er dette marked, regulerkraftmarkedet, der overgår til at være fælleseuropæisk gennem platformen MARI.

Der er ikke noget nordisk marked for reserveenergi i form af aktivering af frekvensgenoprettelsesreserver med automatisk aktivering (aFRR). Der opnås imidlertid ved etablering af platformen PICASSO et fælleseuropæisk marked for aFRR-energi gennem integration af de europæiske balancemarkeder.

METODENS INDHOLD

De nordiske TSO'er angiver i metodeændringen, at de vil anvende en markedsbaseret fordelingsmetode med henblik på at udveksle balanceringskapacitet. Den markedsbaserede fordelingsmetode for overførselskapacitet til udveksling af balanceringskapacitet mellem budområder beregner en initial forudsagt markedsværdi for overførselskapacitet som forskellen mellem markedsværdien i day-ahead-markedet for to budområder (markedsspreadet). Beregningen baseres på markedsværdien dagen før i begge retninger, for hver budområdegrænse og for hver day-ahead-markedstidsenhed. Den forudsagte markedsværdi er enten lig det positive markedsspread eller lig nul, hvis markedsspreadet er negativt eller nul.

De nordiske TSO'er angiver endvidere, at den markedsbaserede fordelingsmetode indrager et hensyn til day-ahead-markedet. Overførselskapacitet, der reserveres til balancemarkedet kunne alternativt være anvendt til udveksling af energi i day-ahead-markedet af markedsaktørerne. Derfor lægges der en mark-up til den forudsagte markedsværdi for overførselskapacitet.

Der tillægges ved et positivt markedsspread en initial mark-up. Denne mark-up kan herefter stige eller falde, idet den beregnes som den gennemsnitlige positive fejl ved forudsigelse af markedsværdien over en given tidsperiode, hvor de 5 pct. største forudsigelsesfejl sorteres væk. Hvis den beregnede forudsigelsesfejl afviger med mindst 1 EUR/MWh i forhold til værdien af mark-up for dagen før, så vil mark-up enten stige eller falde med 1 EUR/MWh.

De nordiske TSO'er angiver derfor, at denne mark-up kan udvikle sig forskelligt mellem de forskellige budområdegrænser. Budområdegrænser med større forudsigelsesfejl vil have højere mark-up over tid.

De nordiske TSO'er angiver derudover, at den initiale mark-up ved et positivt markedsspread vil blive sat til 5 EUR/MWh. Den af ACER godkendte metode, jf. ACER-beslutning nr. 22/2020 om en markedsbaseret fordelingsmetode for overførselskapacitet til udveksling af balanceringskapacitet mellem budområder, anvendte en initial mark-up på 1 EUR/MWh. De nordiske TSO'er angiver på den baggrund, at metodeændringen dermed gør det forudsagte markedsspread inklusiv mark-up større, hvilket igen gør day-ahead-markedet mere attraktivt i forhold til balancemarkedet, alt andet lige. En større mark-up medvirker dermed til at beskytte day-ahead-markedet.

De nordiske TSO'er forklarer yderligere, at der er en risiko for at underestimere markedsspreadet for den konkrete markedsdag, hvis forudsigelsesfejlene er tilstrækkeligt store ved at anvende et forudsagt markedsspread fra dagen før. En større mark-up kan imidlertid reducere denne risiko for underestimering af markedsspreadet. En lavere risiko for at underestimere markedsspreadet for den konkrete markedsdag vil reducere

risikoen for, at der fordeles for meget overførselskapacitet til markedet for balanceringskapacitet.

De nordiske TSO'er angav i metodeændringen af 30. juni 2022, at mark-up for det positive markedsspread ikke kan overstige 10 EUR/MWh eller falde under 1 EUR/MWh. De nordiske TSO'er angiver imidlertid i den efterfølgende metodeændring af 23. august 2023, at der ikke er nogen øvre og nedre grænse for mark-up.

De nordiske TSO'er angav yderligere i metodeændringen af 30. juni 2022, at tidsperioden for beregning af de gennemsnitlige fejl ved forudsigelse af markedsspreadet ændres fra 30 dage til 60 dage. De nordiske TSO'er angiver, at de kom frem til i en undersøgelse af nøjagtigheden af det forudsagte markedsspread ved anvendelse af forskellige tidsperioder for beregningsmetoden, at anvendelse af en periode på 60 dage giver en anelse bedre nøjagtighed i forhold til en periode på 30 dage. De nordiske TSO'er angiver imidlertid i den efterfølgende metodeændring af 23. august 2023, at tidsperioden fastholdes på 30 dage ligesom i ACER's godkendte metode nr. 22/2020.

De nordiske TSO'er angav endeligt i forslaget, at metodeændringen vil blive gennemført inden for 12 måneder efter godkendelse af de nordiske regulerende myndigheder eller ACER. De nordiske TSO'er har i svar til de nordiske regulerende myndigheder forklaret, at de enten kan gennemføre metodeændringen inden udgangen af 2023 eller senest i marts 2024, hvis metodeændringen godkendes af de nordiske regulerende myndigheder. Hvilket af de to alternativer, der er mulige, vil afhænge af de tilgængelige ressourcer hos de nordiske TSO'er. De nordiske TSO'er har på den baggrund angivet, at de ønsker en tidsfrist på 12 måneder opretholdt, selvom de forventer at kunne gennemføre metodeændringen hurtigere, jf. dog Energinets partshøringssvar af 19. oktober 2023 nedenfor.

HØRINGSSVAR TIL TSO'ERS HØRING OVER METODEUDKAST

De nordiske TSO'er havde forud for anmeldelsen af forslaget til metodeændring et udkast til forslaget i offentlig høring af ca. en måneds varighed, fra den 14. april til den 20. maj 2022. Der indkom høringssvar fra Nord Pool European Market Coupling Operator, Swedenergy og European Federation of Energy Traders (EFET).

EFET anså de nordiske TSO'ers forslag som et fornuftigt kompromis, selvom EFET udtrykte tvivl om, hvorvidt forslaget vil understøtte formålet i Kommissionens forordning (EU) 2017/2195 af 23. november 2017 om fastsættelse af retningslinjer for balancering af elektricitet ("EBGL") om at bidrage til, at day-ahead-, intraday- og balancemarkederne fungerer effektivt og konsekvent.

Nord Pool European Market Coupling Operator og Swedenergy udtrykte støtte til, at den initiale mark-up øges fra 1 EUR/MWh til 5 EUR/MWh. Nord Pool European Market Coupling Operator udtrykte samtidig bekymring for, hvorfor den initiale mark-up skal være den samme for alle budområdegrænser frem for at give mulighed for en højere mark-up for visse budområdegrænser.

Nord Pool European Market Coupling Operator udtrykte ligeledes bekymring for, at perioden for beregning af den gennemsnitlige positive forudsigelsesfejl på baggrund af

day-ahead markedet blev øget fra 30 dage til 60 dage, idet det vil gøre den anvendte mark-up mindre repræsentativ.

Swedenergy udtrykte bekymring for, om reservation af overførselskapacitet til balance-markedet kan forblive på et minimum og ønskede mulighed for at reserveret overførselskapacitet kan redistribueres til day-ahead-markedet.

SAGENS PARTER

Forsyningstilsynet har som led i behandlingen af sagen vurderet, hvem der kan anses som sagens parter.

Forsyningstilsynet anser Energinets helejede datterselskab, Energinet Systemansvar A/S, CVR-nr. 39314959, som part i sagen i dansk forvaltningsretlig forstand.

Forsyningstilsynet lægger herved vægt på, at Forsyningstilsynets aktuelle og konkrete afgørelse fastsætter, hvad der er eller skal være ret for Energinet Systemansvar A/S, der som forretningsområde bl.a. har systemansvaret for det danske el-transmissionsnet.

Forsyningstilsynet korresponderer som led i tilsynets behandling af sagen med Energinet Selvstændig Offentlig Virksomhed, CVR-nr. 28980671, Myndighedsenheden, der har funktion som Energinets kontaktpunkt for kommunikation med andre myndigheder.

HØRING

Forsyningstilsynet har gennemført en offentlig høring over Energinets anmodning om metodeændring på Forsyningstilsynets hjemmeside fra den 15. juli til den 19. august 2022. Der indkom ingen høringssvar.

Udkast til de nordiske regulerende myndigheders fælles position paper indeholdende reviderede vilkår for at godkende Energinets og de øvrige nordiske TSO'ers metodeændring blev den 13. oktober 2023 sendt i partshøring hos Energinet med frist for svar den 19. oktober 2023.

Partshøringen beror på, at når Forsyningstilsynet efter EBGL artikel 5, stk. 1, vil revidere et aktuelt TSO-forslag til vilkår, betingelser og metoder efter EBGL forud for Forsyningstilsynets godkendelse af disse vilkår m.v., skal et udkast til de reviderede vilkår m.v. sendes i en forudgående høring hos den eller de relevante TSO'er.

Energinet fremsendte partshøringssvar den 19. oktober 2023. Energinet bemærkede, at de kan acceptere en tidsfrist på 6 måneder og at det var koordineret med de andre nordiske TSO'er. Energinet bemærkede ligeledes, at dette ikke forventes at danne præcedens for fremtidige afgørelser, der fra TSO'ernes perspektiv forventes implementeret efter tidsfristen på 12 måneder i henhold til EBGL. Energinet bemærkede yderligere, at det var essentielt for TSO'ernes mulighed for effektivt at planlægge IT-udvikling på tværs af både nordiske og nationale projekter.

RETSGRUNDLAG

KOMMISSIONENS FORORDNING (EU) NR. 2017/2195 AF 23. NOVEMBER 2017 OM FASTSÆTTELSE AF RETNINGSLINJER FOR BALANCERING AF ELEKTRICITET (EBGL)

Forsyningstilsynet har kompetence til at godkende forslag til vilkår og betingelser for metoden til en markedsbaseret tildelingsproces for overførselskapacitet for hver kapacitetsberegningsregion i medfør af EBGL artikel 5, stk. 3, litra h. EBGL artikel 5, stk. 3, litra h, har følgende ordlyd:

3. Forslag til følgende vilkår og betingelser eller metoder samt ændringer godkendes af alle regulerende myndigheder i den berørte region:
 - h) for hver kapacitetsberegningsregion metoden til en markedsbaseret tildelingsproces for overførselskapacitet, jf. artikel 41, stk. 1

Forsyningstilsynet skal ved sin godkendelse påse, at forslag til vilkår og betingelser er i overensstemmelse med formålet med EBGL og bidrager til markedsintegration, ikke-diskrimination, effektiv konkurrence og et velfungerende marked, jf. artikel 5, stk. 1.

EBGL artikel 5, stk. 1, har følgende ordlyd:

1. Hver enkelt regulerende myndighed eller agenturet, alt efter hvad der er relevant, godkender de vilkår og betingelser eller metoder, som TSO'erne har udarbejdet, i henhold til stk. 2, 3 og 4. Inden agenturet eller de relevante regulerende myndigheder godkender vilkår og betingelser eller metoder, reviderer de om nødvendigt forslagene efter høring af de respektive TSO'er for at sikre, at de er i overensstemmelse med formålet med denne forordning og bidrager til markedsintegration, ikke-diskrimination, effektiv konkurrence og et velfungerende marked.

Det følger af artikel 3, at EBGL bl.a. har til formål at øge effektiviteten af balancering og effektiviteten af europæiske og nationale balancemarkeder samt at integrere balancemarkederne og fremme mulighederne for at udveksle balanceringstjenester samt samtidig bidrage til driftssikkerhed.

EBGL artikel 3, stk. 1, litra a-d, har følgende ordlyd:

1. Denne forordning har til formål at:
 - a) fremme effektiv konkurrence, ikke-diskrimination og gennemsigtighed på balancemarkederne
 - b) øge effektiviteten af balancering og effektiviteten af europæiske og nationale balancemarkeder
 - c) integrere balancemarkederne, fremme mulighederne for at udveksle balanceringstjenester og samtidig bidrage til driftssikkerheden
 - d) bidrage til effektiv og langsigtet drift og udvikling af elektricitetstransmissionssystemet og elektricitetssektoren i Unionen samt til, at day-ahead-, intraday- og balancemarkederne fungerer effektivt og konsekvent.

Det følger af artikel 6, stk. 1 og 3, at både de regulerende myndigheder og TSO'erne kan anmode om ændring af en gældende metode. EBGL artikel 6, stk. 1 og 3, har følgende ordlyd:

1. Hvis agenturet eller alle relevante regulerende myndigheder i fællesskab eller den enkelte relevante regulerende myndighed anmoder om en ændring for at kunne godkende de fremlagte vilkår og betingelser eller metoder som omhandlet i artikel 5, henholdsvis stk. 2, 3, og 4, fremlægger de relevante TSO'er senest to måneder efter anmodningen et ændret forslag til vilkår og betingelser

eller metoder til godkendelse. Agenturet eller de relevante regulerende myndigheder træffer afgørelse om de ændrede vilkår og betingelser eller metoder senest to måneder efter fremlæggelsen.

[...]

3. Agenturet eller de regulerende myndigheder kan, alt efter hvem der er ansvarlig for vedtagelsen af vilkår og betingelser eller metoder i henhold til artikel 5, stk. 2, 3, og 4, anmode om forslag til ændringer af disse vilkår og betingelser eller metoder og fastsætte en frist for fremlæggelse af forslagene. TSO'er, der er ansvarlige for at udarbejde et forslag til vilkår og betingelser eller metoder, kan fremlægge forslag om ændringer heraf for de regulerende myndigheder og agenturet. Forslagene om ændring af vilkår og betingelser eller metoder sendes i høring i overensstemmelse med proceduren i artikel 10 og godkendes i overensstemmelse med proceduren i nærværende artikel 4 og 5.

Det følger af artikel 41, stk. 1, at alle TSO'er i en kapacitetsberegningssregion kan udforme forslag til en metode til en markedsbaseret tildelingsproces for overførselskapacitet til udveksling af balanceringskapacitet. EBGL artikel 41, stk. 1, har følgende ordlyd:

1. Senest to år efter denne forordnings ikrafttrædelse kan alle TSO'er i en kapacitetsberegningssregion udforme et forslag til en metode til en markedsbaseret tildelingsproces vedrørende overførselskapacitet til udveksling af balanceringskapacitet eller deling af reserver. Denne metode skal gælde for udveksling af balanceringskapacitet eller deling af reserver med en kontraktperiode, som ikke overstiger én dag, og hvor kontrakten indgås højst én uge forud for leveringen af balanceringskapaciteten. Metoden skal omfatte:

- a) underretningsprocessen vedrørende anvendelsen af den markedsbaserede tildelingsproces
- b) en detaljeret beskrivelse af, hvordan den faktiske markedsværdi af overførselskapacitet til udveksling af balanceringskapacitet eller deling af reserver bestemmes, samt den forventede markedsværdi af overførselskapacitet til udveksling af energi og i givet fald den faktiske markedsværdi af overførselskapacitet til udveksling af energi og den forventede markedsværdi af overførselskapacitet til udveksling af balanceringskapacitet eller deling af reserver
- c) en detaljeret beskrivelse af prissætningsmetoden, ordningen for bindende kapacitet og delingen af flaskehalsindtægter fra den overførselskapacitet, der er blevet tildelt bud vedrørende udveksling af balanceringskapacitet eller deling af reserver gennem den markedsbaserede tildelingsproces
- d) processen, hvorved der fastlægges en maksimal mængde af tildelt overførselskapacitet med henblik på udveksling af balanceringskapacitet eller deling af reserver i henhold til stk. 2.

FORSYNINGSTILSYNETS BEGRUNDELSE FOR AFGØRELSEN

Forsyningstilsynet skal i denne sag vurdere, om tilsynet kan godkende Energinets anmeldelse af en metodeændring af 23. august 2023 for den markedsbaserede fordelingsproces vedrørende overførselskapacitet til udveksling af balanceringskapacitet mellem bodområder for den nordiske LFC blok og LFC-området DK1.

Forsyningstilsynet bemærker, at den anmeldte metodeændring er omfattet af Kommissionens forordning (EU) 2017/2195 af 23. november 2017 om fastsættelse af retningslinjer for balancering af elektricitet (EBGL).

Forsyningstilsynets afgørelse træffes med hjemmel i EBGL artikel 5, stk. 3, litra h, samt artikel 6, stk. 1 og 3, der indebærer, at Forsyningstilsynet har kompetence til at anmode om at få ændret en tidligere anmeldt metode og at anmode om at få udarbejdet et forslag til at få ændret en tidligere godkendt metode. Forsyningstilsynet skal i sin afgørelse vurdere, om ændringen lever op til kravene i EBGL artikel 41, stk. 1. Forsyningstilsynet skal endeligt som led i sin vurdering påse, at EBGL artikel 5, stk. 1, samt artikel 3 opfyldes.

Forsyningstilsynets godkendelse af en regional metode skal ske i samarbejde med de øvrige regulerende myndigheder i regionen, der i dette tilfælde er den finske, norske og svenske regulator.

Forsyningstilsynet vil nedenfor nærmere redegøre for sin vurdering af, om metodeændringen opfylder kravene i EBGL.

Forsyningstilsynets begrundelse afsluttes med Forsyningstilsynets sammenfattende vurdering af kriterierne for at træffe afgørelse om Energinets metodeanmeldelse.

VURDERING AF, OM METODEN OPFYLDER EBGL'S MATERIELLE KRAV

Det følger af EBGL artikel 41, stk. 1, litra b, at en markedsbaseret metode skal indeholde en beregning af en markedsværdi for overførselskapacitet mellem budområder.

Forsyningstilsynet bemærker, at de nordiske TSO'er vil anvende en markedsbaseret fordelingsmetode med henblik på at udveksle balanceringskapacitet. Forsyningstilsynet bemærker ligeledes, at den markedsbaserede fordelingsmetode for overførselskapacitet til udveksling af balanceringskapacitet mellem budområder beregner en initial forudsagt markedsværdi for overførselskapacitet som forskellen mellem markedsværdien i day-ahead-markedet for to budområder (markedsspreadet). Markedsspreadet beregnes dagen før i begge retninger for hver budområdegrænse og for hver day-ahead-markedstidsenhed. Den forudsagte markedsværdi er enten lig det positive markedsspread eller lig nul, hvis markedsspreadet er negativt eller nul.

Forsyningstilsynet bemærker derudover, at forslaget medfører, at den initiale mark-up bliver sat til 5 EUR/MWh. Den af ACER godkendte metode nr. 22/2020 anvendte en initial mark-up på 1 EUR/MWh. Forsyningstilsynet vurderer, at metodeændringen dermed beskytter day-ahead-markedet bedre ved at gøre det forudsagte markedsspread inklusiv mark-up større, hvilket igen gør day-ahead-markedet mere attraktivt i forhold til balancemarkedet, alt andet lige. En større mark-up kan reducere risiko for underestimering af markedsspreadet. En lavere risiko for at underestimere markedsspreadet for den konkrete markedsdag vil reducere risikoen for, at der fordeles for meget overførselskapacitet til markedet for balanceringskapacitet.

En høringspart gav udtryk for muligheden for en højere mark-up for visse budområdegrænser, frem for at den initiale mark-up skal være den samme for alle budområdegrænser. Forsyningstilsynet finder, at mark-up kan udvikle sig forskelligt mellem de forskellige budområdegrænser, idet budområdegrænser med større forudsigelsesfejl vil have højere mark-up over tid. Forsyningstilsynet vurderer derfor, at metodeændringen tager tilstrækkelig højde for, at mark-up kan udvikle sig forskelligt for de forskellige budområdegrænser.

Forsyningstilsynet bemærker derudover, at forslaget har fjernet den øvre og nedre grænse for mark-up i overensstemmelse med de nordiske regulerende myndigheders anbefaling. Forsyningstilsynet vurderer på den baggrund, at en mark-up uden øvre grænse yderligere kan beskytte day-ahead-markedet. Da mark-up samtidig beregnes som den gennemsnitlige fejl ved forudsigelse af markedsspreadet over en given tidsperiode, hvor de 5 pct. største forudsigelsesfejl sorteres væk, vurderer Forsyningstilsynet,

at metodeændringen tager tilstrækkelig højde for at ekstreme værdier ikke influerer på markedsspreadet. En øvre grænse for mark-up er dermed ikke nødvendig.

Forsyningstilsynet bemærker, at forslaget fastholder tidsperioden for beregning af de gennemsnitlige fejl ved forudsigelse af markedsspreadet til 30 dage i overensstemmelse med de nordiske regulerende myndigheders anbefaling. En høringspart har ligeledes givet udtryk for, at en beregningsperiode på 60 dage frem for 30 dage for den gennemsnitlige positive forudsigelsesfejl vil gøre mark-up mindre repræsentativ. Forsyningstilsynet vurderer på den baggrund, at beregning af de gennemsnitlige forudsigelsesfejl baseret på 30 dage er tilstrækkelig effektiv samtidig med, at den beregnede mark-up vil være mere repræsentativ, idet større forudsigelsesfejl længere tilbage i tid ikke får indflydelse på den beregnede mark-up.

Forsyningstilsynet bemærker endelig, at de nordiske TSO'er har forklaret, at de afhængig af de tilgængelige ressourcer enten kan gennemføre metodeændringen inden udgangen af 2023 eller senest i marts 2024, hvis metodeændringen godkendes af de nordiske regulerende myndigheder. Forsyningstilsynet vurderer på den baggrund, at de nordiske TSO'er ikke behøver en tidsfrist på 12 måneder, men kan gennemføre metodeændringen efter senest 6 måneder.

Energinet angav derudover i partshøringssvar den 19. oktober 2023, at de kan acceptere en tidsfrist på 6 måneder og at det var koordineret med de andre nordiske TSO'er. Forsyningstilsynet og de øvrige nordiske regulerende myndigheder har på den baggrund fundet grundlag for at rette TSO'ernes metodeændring, så tidsfristen ændres fra 12 måneder til 6 måneder.

Forsyningstilsynet bemærker, at Energinet skal offentliggøre godkendte vilkår, betingelser og metoder på internettet efter EBGL artikel 7.

Forsyningstilsynet anviser derfor Energinet til at offentliggøre den godkendte metode, dog hvor 12 måneder i artikel 2, stk. 2 er ændret til 6 måneder i overensstemmelse med denne afgørelse og de nordiske regulerende myndigheders position paper.

Energinet kan opfylde pligten ved at offentliggøre den endeligt godkendte og reviderede metode på ENTSO-E's hjemmeside og/eller på hjemmesiden for Nordisk Regionalt Koordinationscenter, men hvis offentliggørelse af metoden ikke kan ske snarest på hjemmesiden for ENTSO-E og/eller Nordisk Regionalt Koordinationscenter, har Energinet selvstændig pligt til at offentliggøre metoden på Energinets egen hjemmeside.

Energinets offentliggørelse af metoden på internettet skal pga. krav til web-tilgængelighed ske i rensset version uden ændringsmarkeringer.

VURDERING AF VILKÅR OG BETINGELSER I FORHOLD TIL EBGL'S FORMÅL

Det følger af EBGL artikel 5, stk. 1, at Forsyningstilsynet ved sin godkendelse skal påse, at forslag til vilkår og betingelser er i overensstemmelse med formålet med EBGL samt bidrager til markedsintegration, ikke-diskrimination, effektiv konkurrence og et velfungerende marked.

Forsyningstilsynet vurderer, at metodeændringen vil bidrage til øget markedsintegration, ikke-diskrimination, effektiv konkurrence og et velfungerende marked for balanceringskapacitet. Det sker ved at sikre anvendelse af en markedsbaseret fordeling af overførselskapacitet til udveksling af balanceringskapacitet mellem budområder på et nordisk aFRR- og mFRR-kapacitetsmarked frem for separate, nationale markeder.

Forsyningstilsynet vurderer, at det giver markedsaktørerne mulighed for at afsætte i det marked, der giver den største samfundsøkonomiske værdi, frem for at være begrænset af et budområde eller en landegrænse.

En høringspart har udtrykt bekymring for, om forslaget vil understøtte formålet i EBGL om at bidrage til, at day-ahead-, intraday- og balancemarkederne fungerer effektivt og konsekvent. Forsyningstilsynet vurderer, at forslaget tager tilstrækkeligt hensyn til påvirkningen af day-ahead- og intradaymarkederne ved reservation af overførselskapacitet til balancemarkedet, ved at øge den initiale mark-up fra 1 EUR/MWh til 5 EUR/MWh samt ved at fjerne den øvre og nedre grænse for mark-up.

En høringspart har ligeledes udtrykt bekymring for, om reservation af overførselskapacitet til balancemarkedet kan forblive på et minimum og ønskede mulighed, for at reserveret overførselskapacitet kan redistribueres til day-ahead-markedet. Forsyningstilsynet vurderer, at den generelle begrænsning af overførselskapacitet til balancemarkedet på 10 pct. af den samlede overførselskapacitet, der er til rådighed for markedet, medvirker til, at reservation af overførselskapacitet forbliver på et rimeligt niveau.

Forsyningstilsynet vurderer således, at forslaget ikke vil medføre at day-ahead-, intraday- og balancemarkederne vil fungere mindre effektivt og konsekvent.

SAMMENFATTENDE VURDERING

Forsyningstilsynet bemærker, at Forsyningstilsynet har kompetence efter EBGL artikel 5, stk. 3, litra h, artikel 6, stk. 1 og 3, samt artikel 41, stk. 1, til at godkende Energinets anmeldelse af 23. august 2023 om metodeændring for den markedsbaserede fordelingsproces vedrørende overførselskapacitet til udveksling af balanceringskapacitet mellem budområder for den nordiske LFC blok og LFC-området DK1.

Forsyningstilsynet finder dertil, som led i en samlet gennemgang og vurdering af anmodningen, at den opfylder krav og principper ifølge EBGL til en metodeændring, der sikrer anvendelse af en markedsbaseret fordeling af overførselskapacitet til udveksling af balanceringskapacitet mellem budområder på et nordisk aFRR- og mFRR-kapacitetsmarked, der omfatter den nordiske LFC-blok og DK1.

Forsyningstilsynet godkender på denne baggrund Energinets anmodning om ændring af metode for den markedsbaserede fordelingsproces vedrørende overførselskapacitet til udveksling af balanceringskapacitet mellem budområder.

OFFENTLIGGØRELSE AF AFGØRELSEN

Forsyningstilsynets afgørelse offentliggøres i Forsyningstilsynets Afgørelsesdatabase på Forsyningstilsynets hjemmeside, <https://afg.forsyningstilsynet.dk/>.

Offentliggørelsen sker på ulovbestemt grundlag.

KLAGEVEJLEDNING

Eventuel klage over denne afgørelse kan indbringes for Energiklagenævnet, jf. § 89 i lov om elforsyning, jf. lovbekendtgørelse nr. 984 af 12. maj 2021.

Klagen skal være skriftlig og skal være indgivet til klagenævnet inden 4 uger efter, at Forsyningstilsynets afgørelse er meddelt.

Klagen indgives til:

Energiklagenævnet
Nævnenes Hus
Toldboden 2
8800 Viborg
Telefon +45 72 40 56 00
E-mail-adresse ekn@naevneneshus.dk

Energiklagenævnets kontortid kan have betydning for, om klagen er indgivet i rette tid. Nærmere information om klagefristen, hvem der kan klage (klageberettiget), og nævnets klagebehandling, fremgår af Energiklagenævnets hjemmeside, www.ekn.dk.

Med venlig hilsen

Bjørn Denninger
Fuldmægtig
Tlf +45 4171 5408
bjde@forsyningstilsynet.dk