



13. november 2020
20/04536

Afgørelse om afvisning af Energinets anmeldelse af metode om udveksling af kapacitet via den elektriske Storebæltsforbindelse

RESUMÉ

Denne sag drejer sig om, hvorvidt Forsyningstilsynet er kompetent myndighed til at godkende en metode om udveksling af frekvensgenoprettelsesreserver med manuel aktivering (mFRR) mellem budområderne Vestdanmark (DK1) og Østdanmark (DK2) via den elektriske Storebæltsforbindelse. Energinet har anmeldt metoden til Forsyningstilsynets godkendelse efter elforsyningsloven, den 1. april 2020.

Der er tale om en dynamisk reservation på op til 40 pct. af overførselskapaciteten, således at der kun reserveres kapacitet timevis, hvis den samfundsøkonomiske gevinst ved at udveksle mFRR-kapacitet mellem DK1 og DK2 overstiger den samfundsøkonomiske omkostning ved reservationen af den nødvendige kapacitet.

Forsyningstilsynet finder ikke, at tilsynet er kompetent myndighed til at godkende den anmeldte metode efter elforsyningsloven. Det skyldes, at tilsynet vil skulle vurdere metoden sammen med de øvrige berørte regulatorer i den nordiske kapacitetsberegning-region. Baggrunden herfor er, at EU-agenturet for samarbejde mellem energireguleringsmyndigheder (ACER) i en afgørelse af 5. august 2020 har godkendt en metode for en markedsbaseret kapacitetsreservation i den nordiske kapacitetsberegning-region.

Efter Forsyningstilsynets vurdering finder den metode, som ACER godkendte den 5. august 2020, også anvendelse på mFRR-kapacitetsreservationer på budzonegrænsen mellem DK1 og DK2, også når der er tale om en budzone internt i en EU-medlemsstat.

I metoden, som ACER godkendte den 5. august 2020, fastlægges en maksimal mængde af tildelt overførselskapacitet med henblik på udveksling af reserver. Efter metoden godkendt af ACER den 5. august 2020 kan der som udgangspunktet reserveres 10 pct. af kapaciteten mellem to budzoner til udveksling af balanceringskapacitet. Efter visse betingelser, der nærmere er fastsat i metoden, kan procentsatsen forøges til op til 20 pct. for at dække en TSO's behov i en budzone.

Der sondres i metoden, som ACER godkendte den 5. august 2020, ikke mellem mFRR-kapacitet og frekvensgenoprettelsesreserver med automatisk aktivering (aFRR). Dette skyldes efter Forsyningstilsynets vurdering, at det er den samme kapacitet på en overførselsforbindelse, der skal reserveres, uanset om der udveksles aFRR- eller mFRR-kapacitet

FORSYNINGSTILSYNET
Torvegade 10
3300 Frederiksværk

Tlf. 4171 5400
post@forsyningstilsynet.dk
www.forsyningstilsynet.dk

En ændring af metoden godkendt af ACER den 5. august 2020 forudsætter en fælles metodeanmeldelse indgivet af TSOerne i den nordiske kapacitetsberegningsregion med henblik på en fælles godkendelse blandt de regulerende myndigheder i regionen, dvs. også Forsyningstilsynet, men altså ikke Forsyningstilsynet alene. Og godkendelsen vil ske efter EU-retlige bestemmelser og ikke efter elforsyningsloven. Hvis de regulerende myndigheder i den nordiske kapacitetsberegningsregion ikke kan godkende metoden, vil sagen overgå til ACERs afgørelse.

Det følger af elforsyningsloven, at Forsyningstilsynet skal efterkomme ACER's afgørelser, dvs. bl.a. afgørelsen af 5. august 2020. Forsyningstilsynet afviser derfor at realitetsbehandle den metode for udveksling mFRR mellem budområderne DK1 og DK2 via den elektriske Storebæltstforbindelse, som Energinet har anmeldt metoden til Forsyningstilsynets godkendelse efter elforsyningsloven den 1. april 2020.

Forsyningstilsynet har ikke vurderet den omtalte metode, som Energinet anmeldte den 1. april 2020, materielt med denne afgørelse. Dermed indeholder afgørelsen heller ikke en materiel vurdering af, om metoden er i overensstemmelse med den metode, som ACER godkendte med den ovennævnte afgørelse af 5. august 2020.

AFGØRELSE

Forsyningstilsynet er ikke kompetent myndighed til at godkende den anmeldte metode efter elforsyningslovens § 73 a, stk. 1, og afviser derfor den anmeldte metode, som tilsynet ikke har vurderet materielt med denne afgørelse

Afgørelsen er truffet i medfør af elforsyningslovens § 79 a, hvorefter tilsynet skal efterkomme bindende juridiske afgørelser fra ACER. Det gælder bl.a. ACERs afgørelse nr. 22-2022, som er adresseret til transmissionssystemoperatørerne (TSO'erne) i den nordiske kapacitetsberegningsregion, bl.a. Energinet, jf. afgørelsens artikel 2, og som regulerer muligheden for kapacitetsudveksling over Storebæltstforbindelsen, jf. artikel 5 i Anneks 1, til afgørelsen.

Sagens baggrund og begrundelsen for Forsyningstilsynets afgørelse fremgår nedenfor.

SAGSFREMSTILLING

BAGGRUND

Denne sag omhandler spørgsmålet om Energinets mulighed for at reservere kapacitet på den elektriske Storebæltstforbindelse, der er en overførselsforbindelse mellem budområderne DK1 og DK2.

Kapacitetsreservationer benyttes som led i TSOers, herunder Energinets, varetagelse af ansvaret med – som systemansvarlig virksomhed – at sikre el-nettets stabilitet, både i normal drift (stabil driftstilstand) og under fejl.

Energinets ansvar for at sikre stabilitet i el-transmissionsnettet er den primære årsag til, at Energinet har behov for at købe systemydelser for at sikre sig adgang til de ressourcer, som er nødvendige for at sikre en stabil og sikker drift af el-systemet¹.

Systemydelser er et samlet begreb for ressourcer til produktion og forbrug af el. Disse ressourcer anvendes til at opretholde balancen og stabiliteten i el-systemet. Energinet indkøber systemydelser, som kan aktiveres automatisk eller manuelt. Langt størstedelen af Energinets systemydelser består af reserver. Der er flere typer af reserver, bl.a. frekvensgenoprettelsesreserver med manuel aktivering (mFRR), og frekvensgenoprettelsesreserver med automatisk aktivering (aFRR)., Dertil kommer et mindre behov for systembærende egenskaber og øvrige systemydelser som f.eks. dødstart. Formålet med brugen af systemydelser er at opretholde balancen i el-markedet og den overordnede stabilitet i el-systemet².

Formålet med reservation af kapacitet på en overførselsforbindelse er at sikre, at TSO'en har den tilgængelige kapacitet til rådighed for at kunne udveksle de forskellige typer af reserver mellem budområder og derved bidrage til et større udbud af reserver i et budområde, hvor udbuddet måtte være lavt og priserne dermed potentielt høje.

SAGSFORLØB

Energinet Elsystemansvar A/S (Energinet) har den 1. april 2020 anmeldt to metoder til godkendelse hos Forsyningstilsynet under henvisning til elforsyningslovens §§ 73 a og 76 og metodebekendtgørelsens § 1:

- En metode for indkøb af kapacitet for frekvensgenoprettelsesreserver med manuel aktivering (mFRR) i Vestdanmark (DK1) og Østdanmark (DK2) pr. 1. januar 2021 (indkøbsmetoden).
- En metode for udveksling af kapacitet mellem DK1 og DK2 via den elektriske Storebæltsforbindelse (udvekslingsmetoden). Der er tale om en dynamisk reservation på op til 40 pct. af overførselskapaciteten på 600 MW, således at der timevis kun reserveres kapacitet, hvis den samfundsøkonomiske gevinst ved at udveksle mFRR-kapacitet mellem DK1 og DK2 overstiger den samfundsøkonomiske omkostning ved reservationen af den nødvendige kapacitet.

Energinet har ved anmeldelsen oplyst, at de to metoder hænger indbyrdes sammen.

Denne afgørelse vedrører alene udvekslingsmetoden.

Anmeldelsen af de to metoder var ledsaget af et forklaringsdokument til de to metoder, af de høringssvar, som Energinet havde modtaget i forbindelse med sin udarbejdelse af metoden, og af Energinets bemærkninger til høringssvarene.

¹ Kilde: Energinet, "Behovsvurdering for systemydelser 2020", 1. november 2019, er tilgængelig via <https://energinet.dk/EI/Systemydelser/Projekter-og-samarbejde/Markedsgoerelse-og-behovsvurdering>

² Kilde: Energinet, "Introduktion til systemydelser", 26. marts 2020

Den anmeldte udvekslingsmetode er vedlagt som bilag 1 til denne afgørelse.

Forsyningstilsynet havde de to metoder i en høring på sin hjemmeside i perioden 15. maj til 8. juni 2020. Forsyningstilsynet gjorde i den forbindelse på sin hjemmeside opmærksom på en sammenhæng mellem de to metoder og forslagene til oprettelse af et nordisk marked for kapacitet for automatisk aktiverede reserver til frekvensgenoprettelse (aFRR), som på daværende tidspunkt var under behandling hos EU-agenturet for samarbejde mellem regulerende myndigheder (ACER).

ACER traf den 5. august 2020 afgørelser om at godkende et nordisk aFRR-kapacitetsmarked. Det skete ved de fire afgørelser 19-22/2020³.

ACER traf afgørelserne i medfør af hhv. artikel 33, stk. 1, 34, stk. 1, 38, stk. 1, og 41, stk. 1 i Kommissionens forordning 2017/2195 af 23. november 2017 om fastsættelse af retningslinjer for balancering af elektricitet (EBGL), jf. – for alle de fire afgørelses vedkommende – artikel 6, stk. 10, i Europa-Parlamentets og Rådets forordning 2019/942 af 5. juni 2019 om oprettelse af Den Europæiske Unions Agentur for Samarbejde mellem Energireguleringsmyndigheder (ACER-forordningen).

Afgørelsen truffet i medfør af EBGL artikel 41 (den nordiske artikel 41-metode) er særlig relevant i denne sag, da den fastlægger muligheden for at reservere overførselskapacitet på budzonegrænsen mellem DK1 og DK2 til udveksling af reserver. Der er redegjort nærmere herfor nedenfor i begrundelsen for afgørelsen

På et møde den 12. august 2020 mellem Energinet og Forsyningstilsynet blev betydningen af den nordiske artikel 41-metode drøftet. Tilsynet oplyste på mødet, at tilsynet i lyset af den nordiske artikel 41-metode var usikker på, om tilsynet var kompetent myndighed til at træffe afgørelse om godkendelse af den anmeldte metode efter reglerne i elforsyningsloven. Drøftelserne på mødet fandt bl.a. sted på baggrund af et høringssvar, som Forsyningstilsynet havde modtaget fra Ørsted i forbindelse med Forsyningstilsynets foregående høring.

Energinets argumentation for hjemmelgrundlaget for den anmeldte metode er gengivet nedenfor. De høringsvar, som tilsynet har modtaget fra Ørsted og Dansk Energi, er også omtalt nedenfor og er vedlagt som bilag 2 og 3.

ENERGINETS ARBGUMENTATION FOR HJEMMELGRUNDLAGET FOR DEN ANMELDTE METODE

På mødet den 12. august 2020 mellem Forsyningstilsynet og Energinet uddybede Energinet sin vurdering af grundlaget for, at Energinet havde anmeldt udvekslingsmeto-

³ ACER har meddelt afgørelserne til bl.a. Energinet og har offentliggjort afgørelserne på sin hjemmeside "ACER Decision 19-22/2020" (https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Pages/Latest-documents.aspx). Hver afgørelse indeholder et "Annex I", der er den metode, som ACER har godkendt med afgørelsen.

den til tilsynets godkendelse efter elforsyningslovens §§ 73 a og 76 og § 1 i metodebe-
kendtgørelsen og under henvisning til elforsyningslovens § 27, a, stk. 2, og § 28, stk. 2,
nr. 16.

Energinets argumentation for at Forsyningstilsynet er kompetent myndighed til at god-
kende metoden for en kapacitetsreservation på Storebæltforbindelsen efter elforsyn-
ningslovens § 73 a, stk. 1, kan gengives som følger⁴:

EBGL Afsnit IV, Kapitel 2 (artiklerne 38-43), omhandler udveksling af balanceringskapa-
citet eller deling af reserver.

Den nordiske artikel 41-metode er én af de metoder til grænseoverskridende balance-
ringskapacitetsreservations, som to eller flere TSO'er kan anmelde til regulatorisk god-
kendelse, jf. EBGL artikel 38, stk. 1.

Eftersom en kapacitetsreservation via Storebæltforbindelsen alene omhandler en ka-
pacitetsreservation foretaget af én TSO, nemlig Energinet, finder EBGL artikel 38-42
ikke direkte anvendelse. Bestemmelserne kan dog anvendes som fortolkningsbidrag.
Det indebærer efter Energinets opfattelse en lempelse af den – efter Energinets opfat-
telse – restriktive fortolkning af mulighederne for at reservere kapacitet på Storebælt-
forbindelsen, som følger af Energiklagenævnets afgørelse fra 2013 om en reservation
på Storbæltforbindelsen⁵.

Adgangen til at reservere kapacitet over budzoner skal efter Energinets opfattelse end-
videre vurderes på baggrund af artikel 16 i Europa-Parlamentets og Rådets forordning
(EU) 2019/943 af 5. juni 2019 om det indre marked for elektricitet (elmarkedsforordning-
en). Bestemmelsen omhandler almindelige principper for kapacitetsfordeling og håndte-
ring af kapacitetsbegrænsninger. Efter Energinets opfattelse fremgår det "generelt" af
bestemmelsen:

*"at metoder til håndtering af kapacitetsbegrænsninger, herunder kapacitetstildeling,
skal være markedsbaserede for at lette en grænseoverskridende handel".*

Energinet henviser i den sammenhæng til elmarkedsforordningens artikel 1, litra a,
hvoraf det efter Energinets opfattelse fremgår, at forordningen har til formål at forbedre
det indre marked for elektricitet.

Energinet anfører herefter sammenfattende på side 5 i metodeanmeldelsen:

⁴ Side 4-5 i metodeanmeldelsen for udveksling af mFRR-kapacitet mellem DK1 og DK2, som Energi-
net har uddybet over for Forsyningstilsynet på et møde den 12. august 2020.

⁵ Energiklagenævnets afgørelse af 17. juni 2013 tilgængelig på [https://ekn.naevneneshus.dk/me-
dia/documents/2013_1011-12-21.pdf](https://ekn.naevneneshus.dk/media/documents/2013_1011-12-21.pdf)

”Reglerne i EBGL-forordningens afsnit IV regulerer overførselskapaciteten mellem budzoner. Storebæltstforbindelsen udgør overførselskapacitet mellem to budzoner. Reguleringen må dermed være egnet til at sikre, at der på Storebæltstforbindelsen etableres de rette markedsmæssige mekanismer til kapacitetsreservation.

At de to budzoner er underlagt samme TSO, bør ikke ændre herved, jf. tillige Energitilsynets afgørelser [om Storebæltstforbindelsen, som Energiklagenævnet stadfæstede ved den ovennævnte afgørelse af 17. juni 2013 (red.)], hvor Energitilsynet netop anfører, at Storebæltstforbindelsen har samme karakteristika som samkøringslinjer omfattet af EU-reguleringen.”

SAGENS PARTER

Forsyningstilsynet har som led i Forsyningstilsynets behandling af sagen vurderet, hvem der kan anses som sagens part(er).

Forsyningstilsynet anser Energinet Elsystemansvar A/S (CVR nr. 39314959) som part i sagen i forvaltningsretlig forstand, idet det er Energinet-koncernens helejede datterselskab Elsystemansvar A/S, der som led i varetagelsen af ansvar for elforsyningssikkerheden har anmeldt udvekslingsmetoden.

HØRING

Forsyningstilsynet havde udkast til anmeldelse i offentlig høring for perioden 15. maj til 8. juni 2020. Ørsted og Dansk Energinet afgav høringssvar.

Af relevans for denne afgørelse kan det fremhæves, at både Ørsted og Dansk Energi har anført, at metoden er i strid med EBGL og med den metode, som de nordiske TSOer havde anmeldt til godkendelse efter EBGL artikel 41, og som på tidspunktet for høringen var under behandling hos ACER, og at udvekslingsmetoden således skal vurderes efter reglerne i EBGL.

RETSGRUNDLAG

Elforsyningsloven (lovbekendtgørelse nr. 119 af 6. februar 2020)

Efter elforsyningslovens § 27 a, stk. 1, har Energinet ansvaret for at opretholde det fastsatte niveau for elforsyningssikkerhed og for at overvåge udviklingen heraf. Efter lovens § 27 a, stk. 2, skal Energinet anvende markedsbaserede metoder til at anskaffe energi og andre ydelser til at opretholde det fastsatte niveau for elforsyningssikkerhed, og hvis der kun én virksomhed tilbyder disse ydelser, skal Energinet anvende regulerede priser til betaling af disse ydelser. Elforsyningslovens § 27 a, stk. 1-2, har følgende ordlyd:

Energinet har ansvaret for at opretholde det fastsatte niveau for elforsyningssikkerhed og for at overvåge udviklingen heraf.

Stk. 2. Ved anskaffelse af energi og andre ydelser til at opretholde det fastsatte niveau for elforsynings-sikkerhed anvender Energinet markedsbaserede metoder. Er der kun én virksomhed, der tilbyder ydelser omfattet af 1. pkt., anvender Energinet regulerede priser til betaling for ydelser.

Efter elforsyningslovens § 28, stk. 2, nr. 16, skal Energinet anvende gennemsigtige, ikke-diskriminerende og markedsbaserede metoder ved anskaffelse af den energi, som Energinet anvender til at udføre virksomhedens hverv. Elforsyningslovens § 28, stk. 2, nr. 16, har følgende ordlyd:

Stk. 2. Energinet skal udføre følgende opgaver:

[...]

16) Anvende gennemsigtige, ikkediskriminerende, markedsbaserede metoder ved anskaffelse af den energi, den anvender til at udføre sit hverv.

Efter elforsyningslovens § 73 a, stk. 1, skal Forsyningstilsynet godkende kollektive elforsyningsvirksomheders metoder for fastsættelse af priser og betingelser for at anvende transmissions- og distributionsnet. Elforsyningslovens § 73 a, stk. 1, har følgende ordlyd:

Priser og betingelser for anvendelse af transmissions- og distributionsnet fastsættes af de kollektive elforsyningsvirksomheder efter offentliggjorte metoder, som er godkendt af Forsyningstilsynet.

Efter elforsyningslovens § 76, stk. 1, nr. 1, i sammenhæng med stk. 2, skal Forsyningstilsynet godkende Energinet og Energinets helejede datterselskabers metoder for at beregne eller fastsætte betingelser og priser for adgang til transmissions- og distributionsnet. Elforsyningslovens § 76, stk. 1, nr. 1, og stk. 2, har følgende ordlyd:

§ 76. De kollektive elforsyningsvirksomheder skal til Forsyningstilsynet anmelde

1) de metoder, der anvendes til at beregne eller fastsætte betingelser og vilkår for adgang til transmissions- og distributionsnet, herunder tariffer, jf. § 73 a,

[...]

Stk. 2. For virksomhed, der varetages af Energinet eller denne virksomheds helejede datterselskaber i medfør af § 2, stk. 2 og 3, i lov om Energinet, skal der, for så vidt angår systemansvars- og transmissionsydelse, til Forsyningstilsynet anmeldes priser, tariffer og betingelser for ydelser samt grundlaget for fastsættelsen af disse, herunder leveringsaftaler, efter Forsyningstilsynets nærmere bestemmelse.

§ 73 a, stk. 1, blev indsat i elforsyningsloven ved lov nr. 494 af 9. juni 2004. Følgende fremgår bl.a. af de bemærkninger i nr. L 236 af 21. april 2004, der angår § 73 a, stk. 1:

Bestemmelsen i § 73 a indebærer, at den systemansvarlige virksomhed og transmissions- og netvirksomheder skal udarbejde en redegørelse for, hvilke metoder der påtænkes anvendt ved fastsættelsen af betingelser og vilkår, herunder tariffer, for anvendelse af transmissions- og distributionsnet. Formålet er at sikre, at metoderne er i overensstemmelse med elforsyningslovens bestemmelser. Der skal blandt andet redegøres for, hvilke overvejelser, der ligger bag forskelle i tariffer som følge af forbrugeres og netbrugeres forskellige karakteristika. For den systemansvarlige virksomhed skal der endvidere redegøres for, hvorledes det forventede provenu fra tariffer, gebyrer etc. relaterer sig til selskabernes omkostninger.

Forpligtelsen til at anmelde de metoder, der anvendes til at beregne eller fastsætte betingelser og vilkår for adgang til transmissionsnet, omfatter også metoder til at beregne eller fastsætte betingelser og vilkår

for tilvejebringelse af balanceringsydelse, jf. direktivets artikel 11 [2. el-direktiv 2003/54/EF (red.)]. Når der, i modsætning til direktivet, ikke fastsættes en særskilt bestemmelse i loven herom, skyldes det, at balanceringsydelse er en integreret del af den systemansvarlige virksomhedsopgaver og således kan betragtes som omfattet af stk. 1. På samme måde gælder, at Energitilsynets tilsyn med, at den systemansvarlige virksomheds og transmissionsvirksomhedernes priser og betingelser er rimelige, jf. elforsyningslovens § 77, også omfatter balanceringsydelse. Redegørelsen for metoderne anmeldes til Energitilsynet, jf. den nye § 76, stk. 1, nr. 1. Metoderne skal godkendes af Energitilsynet og offentliggøres af virksomhederne, før tariffer og betingelser fastsæt efter metoderne kan træde i kraft.

Det følger af elforsyningslovens § 79 a, at Forsyningstilsynet efterkommer bindende juridiske afgørelser fra ACER.

Forsyningstilsynet efterkommer bindende juridiske afgørelser fra Europa-Kommissionen og fra det europæiske agentur for samarbejde mellem energireguleringsmyndigheder.

Af forarbejderne til bestemmelsen (lovforslag L87 fremsat 1. december 2010) fremgår:

Den foreslåede bestemmelse gennemfører eldirektivets artikel 37, stk. 1, litra d, som bl.a. kræver, at de regulerende myndigheder overholder relevante juridisk bindende afgørelser fra agenturet for samarbejde mellem energireguleringsmyndigheder i EU og Europa-Kommissionen.

[...]

Agenturet kan f.eks. træffe bindende afgørelser efter artikel 7, stk. 1, og artikel 8 i den nye agenturforordning [Artikel 6 i den nugældende ACER-forordning (red)]. Efter artikel 7, stk. 1, i agenturforordningen kan agenturet vedtage individuelle beslutninger om tekniske spørgsmål. Efter artikel 8 i agenturforordningen kan agenturet i visse tilfælde træffe bindende afgørelser om reguleringsspørgsmål, som er nærmere beskrevet i agenturforordningen, og som vedrører adgang til grænseoverskridende infrastruktur, såsom kapacitetsfordelingsprocedurer eller adgangstariffer, samt den operative sikkerhed af en sådan infrastruktur. Agenturet kan kun træffe bindende afgørelser, hvis de involverede regulerende myndigheder ikke har opnået enighed om sådanne spørgsmål inden for 6 måneder, eller hvis de pågældende regulerende myndigheder retter en fælles anmodning til agenturet om at afgøre sagen.

Europa-Parlamentets og Rådets forordning (EU) 2019/942 af 5. juni 2019 om oprettelse af Den Europæiske Unions Agentur for Samarbejde mellem Energireguleringsmyndigheder (ACER-forordningen)

Artikel 6, stk. 10, i ACER-forordningen indeholder proceduren for ACERs vedtagelse af afgørelser

10. ACER har kompetence til at vedtage konkrete afgørelser om regulermæssige spørgsmål, der påvirker den grænseoverskridende handel eller grænseoverskridende systemsikkerhed, og som kræver en fælles afgørelse fra mindst to regulerende myndigheder, hvor sådanne kompetencer er blevet tillagt de regulerende myndigheder i henhold til en af følgende retsakter:

- a) en lovgivningsmæssig EU-retsakt vedtaget i henhold til den almindelige lovgivningsprocedure
- b) netregler og retningslinjer vedtaget inden den 4. juli 2019 og senere revisioner af disse netregler og retningslinjer; eller
- c) netregler og retningslinjer vedtaget som gennemførelsesretsakter i henhold til artikel 5 i forordning (EU) nr. 182/2011:

ACER har kompetence til at vedtage konkrete afgørelser som specificeret i første afsnit i følgende situationer:

- a) hvor de kompetente regulerende myndigheder ikke har kunnet nå til enighed inden for seks måneder fra sagens forelæggelse for den sidste af disse regulerende myndigheder, eller inden for fire måneder i sager i henhold til artikel 4, stk. 7, i denne forordning eller artikel 59, stk. 1, litra c), eller artikel 62, stk. 1, litra f), i direktiv (EU) 2019/944, eller
- b) på grundlag af en fælles anmodning fra de kompetente regulerende myndigheder.

Europa-Parlamentets og Rådets forordning (EU) 2019/943 af 5. juni 2019 om det indre marked for elektricitet (elmarkedsforordningen)

Elmarkedsforordningens artikel 1, litra a, indeholder et af formålene med forordningen

Artikel 1

1. Denne forordning har til formål at:

- a) fastlægge grundlaget for en effektiv opfyldelse af energiunionens målsætninger, navnlig klima- og energirammen for 2030, ved at lade markedssignaler være styrende med henblik på øget effektivitet, en større andel af vedvarende energikilder, forsyningsikkerhed, fleksibilitet, bæredygtighed, dekarbonisering og innovation

Elmarkedsforordningens artikel 16 fastlægger almindelige principper for kapacitetsfordeling og håndtering af kapacitetsbegrænsninger.

1. Problemer med kapacitetsbegrænsninger i nettet skal håndteres ved hjælp af ikke-diskriminerende markedsbaserede løsninger, der giver de berørte markedsdeltagere og transmissionssystemoperatører effektive økonomiske signaler.

[...]

4. Det størst mulige kapacitetsniveau på samkørlinjerne og de transmissionsnet, der er berørt af grænseoverskridende kapacitet, skal stilles til rådighed for markedsdeltagerne under overholdelse af standarderne for sikker netdrift.

Elmarkedsforordningens artikel 17 omhandler fordeling af overførselskapaciteten på tværs af tidsrammer

Artikel 17

4. Hvor overførselskapacitet fordeles med henblik på udveksling af balanceringskapacitet eller deling af reserver i henhold til denne forordnings artikel 6, stk. 8, anvender transmissionssystemoperatørerne de metoder, der er opstillet i retningslinjerne for balancering af elektricitet, der er vedtaget på grundlag af artikel 6, stk. 11, i forordning (EF) nr. 714/2009 [dvs. bl.a. CACM og EBGL omtalt nedenfor (red)].

Kommissionens forordning (EU) 2015/1222 af 24. juli 2015 om fastsættelse af retningslinjer for kapacitetstildeling og håndtering af kapacitetsbegrænsninger (CACM)

CACM betragtning nr. 6, og artikel 3, litra d, omhandler forordningens formål

Betragtning 6.

Kapacitetsberegningen for tidsrammerne for day-ahead- og intraday-koblingen bør koordineres, som minimum på regionalt niveau, for at sikre, at kapacitetsberegningen er pålidelig, og at den optimale kapacitet stilles til rådighed for markedet. Der bør udarbejdes fælles regionale kapacitetsberegningsmetoder, som definerer inputdata, beregningstilgange- og metoder samt krav til validering. Oplysningerne om tilgængelig kapacitet bør ajourføres rettidigt og på baggrund af de nyeste data ved hjælp af en effektiv kapacitetsberegningssproces.

Artikel 3

Denne forordning har til formål at:

[...]

d) optimere beregningen og tildelingen af overførselskapacitet

CACM artikel 15 omhandler kapacitetsberegningssregioner og definition af budområdegrænser

Artikel 15

Senest tre måneder efter denne forordnings ikrafttrædelse samarbejder TSO'erne om at udarbejde et fælles forslag om fastsættelse af kapacitetsberegningssregioner. Forslaget sendes i høring i overensstemmelse med artikel 12.

2. Det i stk. 1 omhandlede forslag skal definere de budområdegrænser, som tildeles de TSO'er, der er medlem af en kapacitetsberegningssregion.

Kommissionens forordning (EU) 2017/2195 af 23. november 2017 om fastsættelse af retningslinjer for balancering af elektricitet (EBGL)

EBGL artikel 6, stk. 3, 1. pkt., omhandler ændringer til vedtagelse og ændringer af vilkår eller metoder

Artikel 6

[...]

3. TSO'er, der er ansvarlige for at udarbejde forslag til vilkår, betingelser og metoder, eller regulerende myndigheder, der er ansvarlige for at vedtage disse, jf. artikel 5, stk. 2, 3 og 4, kan anmode om en ændring af disse vilkår, betingelser og metoder.

EBGL artikel 38-43 omhandler Udveksling af balanceringskapacitet eller deling af reserver. Artikel 38 indeholder de generelle krav dertil.

Artikel 38

1. To eller flere TSO'er kan på eget initiativ eller på anmodning fra deres relevante regulerende myndigheder i overensstemmelse med artikel 37 i direktiv 2009/72/EF udarbejde et forslag om anvendelse af en af følgende processer:

a) den fælles optimerede tildelingsproces i henhold til artikel 40

b) den markedsbaserede tildelingsproces i henhold til artikel 41

c) tildelingsprocessen på baggrund af en økonomisk effektivitetsanalyse i henhold til artikel 42.

Overførselskapacitet, der tildeles med henblik på udveksling af balanceringskapacitet eller deling af reserver inden denne forordnings ikrafttrædelse, kan fortsat anvendes til dette formål indtil kontraktperiodens udløb.

2. Forslaget om anvendelse af tildelingsprocessen skal indeholde:

a) budområdegrænserne, tidsrammen for markedet, varigheden af anvendelsen og den metode, som skal anvendes

b) ved en tildelingsproces på baggrund af en økonomisk effektivitetsanalyse: mængden af tildelt overførselskapacitet og selve den økonomiske effektivitetsanalyse, som indeholder en begrundelse for en sådan tildelings effektivitet.

3. Senest fem år efter denne forordnings ikrafttrædelse skal alle TSO'er udforme et forslag med henblik på at harmonisere metoden til tildelingsprocessen for overførselskapacitet med henblik på udveksling af balanceringskapacitet eller deling af reserver for hver tidsramme i henhold til artikel 40 og i givet fald i henhold til artikel 41 og 42.

4. Overførselskapacitet, der tildeles med henblik på udveksling af balanceringskapacitet eller deling af reserver, må udelukkende anvendes til frekvensgenoprettelsesreserver med manuel aktivering og frekvensgenoprettelsesreserver med automatisk aktivering og til erstatningsreserver. Sikkerhedsmargenen, der er beregnet i henhold til forordning (EU) 2015/1222, skal anvendes til forvaltning og udveksling af frekvenskontrolreserver, med undtagelse af jævnstrømsforbindelser, hvortil der ligeledes kan tildeles overførselskapacitet til forvaltning og udveksling af frekvenskontrolreserver i overensstemmelse med stk. 1.

5. TSO'er må kun tildele overførselskapacitet med henblik på udveksling af balanceringskapacitet eller deling af reserver, såfremt overførselskapaciteten beregnes i overensstemmelse med de kapacitetsberegningemetoder, der er udviklet i overensstemmelse med forordning (EU) 2015/1222 og i henhold til forordning (EU) 2016/1719.

6. TSO'er skal medregne overførselskapacitet, der tildeles med henblik på overførsel af balanceringskapacitet eller deling af reserver, som allerede tildelt overførselskapacitet i forbindelse med beregningerne af overførselskapaciteten.

7. Hvis indehavere af fysiske transmissionsrettigheder anvender overførselskapacitet med henblik på udveksling af balanceringskapacitet, anses kapaciteten for udelukkende at være nomineret med henblik på at udelukke den fra anvendelsen af princippet om brug den eller sælg den (»UIOSI«).

8. Alle TSO'er, der udveksler balanceringskapacitet eller deler reserver, skal regelmæssigt vurdere, om der stadig er behov for overførselskapacitet, der er tildelt med henblik på udveksling af balanceringskapacitet eller deling af reserver, til dette formål. Anvendes tildelingsprocessen på baggrund af en økonomisk effektivitetsanalyse, foretages denne vurdering mindst hvert år. Når der ikke længere er behov for overførselskapacitet, der er tildelt med henblik på udveksling af balanceringskapacitet eller deling af reserver, skal den frigøres hurtigst muligt og tilbageleveres i de efterfølgende tidsrammer for kapacitetstildeling. Denne overførselskapacitet anses ikke længere for at være allerede tildelt overførselskapacitet i forbindelse med beregningerne af overførselskapaciteten.

9. Hvis overførselskapacitet, der er tildelt med henblik på udveksling af balanceringskapacitet eller deling af reserver, ikke er blevet anvendt til den tilknyttede udveksling af balanceringsenergi, skal den frigøres til udveksling af balanceringsenergi med kortere aktiveringstid eller til forvaltning af processen til udligning af modsatrettede ubalancer.

Artikel 41 omhandler den markedsbaserede tildelingsproces, som er den proces, der er benyttet i den nordiske artikel 41- metode.

Artikel 41

1. Senest to år efter denne forordnings ikrafttrædelse kan alle TSO'er i en kapacitetsberegningsregion 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) underrettningsprocessen 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.

2. Overførselskapacitet, der tildeles på baggrund af en markedsbaseret tildelingsproces, skal begrænses til 10 % af den kapacitet, som stod til rådighed for udveksling af energi i det foregående relevante kalenderår mellem de pågældende budområder, eller for så vidt angår nye samkøringslinjer 10 % af disse nye samkøringslinjers samlede installerede tekniske kapacitet.

Denne begrænsning af mængden finder ikke nødvendigvis anvendelse, når kontrakten indgås højst to dage forud for leveringen af balanceringskapacitet, eller for budområdegrænser forbundet via jævnstrømsamkøringslinjer indtil den fælles optimerede tildelingsproces harmoniseres på EU-niveau i henhold til artikel 38, stk. 3.

3. Denne metode skal bygge på en sammenligning af den faktiske markedsværdi af overførselskapacitet til udveksling af balanceringskapacitet eller deling af reserver og den forventede markedsværdi af overførselskapacitet til udveksling af energi eller på en sammenligning af den forventede markedsværdi af overførselskapacitet til udveksling af balanceringskapacitet eller deling af reserver og den faktiske markedsværdi af overførselskapacitet til udveksling af energi.

4. Prissætningsmetoden, ordningen for bindende kapacitet og delingen af flaskehalsindtægter fra overførselskapacitet, der er blevet tildelt med henblik på udveksling af balanceringskapacitet eller deling af reserver gennem den markedsbaserede tildelingsproces, skal sikre ligebehandling med den overførselskapacitet, der tildeles til udveksling af energi.

5. Overførselskapacitet, der er tildelt med henblik på udveksling af balanceringskapacitet eller deling af reserver gennem den markedsbaserede tildelingsproces, må kun anvendes til udveksling af balanceringskapacitet eller deling af reserver og den dertil knyttede udveksling af balanceringsenergi.

ACER Decision 06/2016 on the Electricity Transmission System Operators' Proposal for the determination of Capacity Calculation Regions

ACERs afgørelse 06/2016 omhandler fastlæggelsen af kapacitetsberegningsregioner efter CACM. Regionerne består af budzonegrænser mellem og i EU-medlemsstater, som CACM finder anvendelse i.

Annex 1, Artikel 3:

Capacity Calculation Region 1:

The CCR Nordic shall include the bidding zone borders listed below and shown on the map No 1 included in the Appendix to this document as attributed to the referred TSOs:

- a) Denmark 1 -Sweden 3 (DK1-5E3), Energinet.dk and Svenska kraftnat;*
- b) Denmark 2 -Sweden 4 (DK2-5E4), Energinet.dk and Svenska kraftnat;*
- c) Denmark 1 -Denmark 2 (DK1-DK2), Energinet.dk;*
- d) Sweden 4 -Sweden 3 (5E4-5E3), Svenska kraftnat;*
- e) Sweden 3 -Sweden 2 (5E3-5E2), Svenska kraftnat;*
- f) Sweden 2 -Sweden 1 (SE2-SE1), Svenska kraftnat;*
- g) Sweden 3 -Finland (SE3-FI), Svenska kraftnat and Fingrid Oyj; and*
- h) Sweden 1 -Finland (SE1 -FI), Svenska kraftnat and Fingrid Oyj.*

ACER Decision 22/2020 on the market-based allocation process of cross-zonal capacity for the exchange for balancing capacity for the Nordic CCR

ACERs afgørelse 22-2020 omhandler en markedsbaseret tildelingsproces for udveksling af balanceringskapacitet eller deling af reserver i mellem budzoneområderne i den nordiske kapacitetsberegningsregion (CCR Nordic).

Artikel 2 fastlægger afgørelsens adressat

Article 2

*This Decision is addressed to Nordic CCR TSOs
Energinet Fingrid, and Svenska kraftnä*

I betragtning 59 gengiver ACER de drøftelser, som ACER havde med de nordiske TSOer og regulerende myndigheder som led i ACERs forberedelse af afgørelsen om den nordiske artikel 41-metode. Drøftelserne pågik efter, at de nordiske TSOers forslag om oprettelse af et nordisk aFRR-kapacitetsmarked var overgået til ACER. Forslagene overgik til ACER, fordi de regulerende myndigheder i den nordiske kapacitetsberegningsregion ikke kunne godkende forslagene, jf. herved ACER-forordningens artikel 6, stk. 10, 2. led, litra a.

Betragtning nr. 59 omhandler drøftelserne om, hvorvidt begrænsninger i muligheden for at reservere overførselskapacitet til balanceringsreserver skal fastlægges i den nordiske artikel 41-metode eller i en af de andre metoder, der fastlægger rammerne for det nordiske aFRR-marked. I dette tilfælde metoden efter EBGL artikel 33, stk. 1, eller

artikel 38, stk. 1, som ACER ligeledes traf afgørelser om den 5. august 2020⁶. Under drøftelserne blev en reservation af mFRR-kapacitet over Storebæltslforbindelsen bragt op af TSOerne (fremhævet med fed i citatet nedenfor).

*In the feedback referred to in Recital (25), TSOs noted that, pursuant to Article 41(2) of the EB Regulation, there are no limits when contracting is done not more than two days in advance but a limit can be lowered by the relevant regulatory authorities according to Article 39(6) of the EB Regulation. **Furthermore, the TSOs stated that since there might be other cross-border markets for standard balancing capacity products (e.g. mFRR on DK1-DK2), such limits should preferably be set in the proposals pursuant to Article 33(1) or 38(1) of the EB Regulation instead of the methodology pursuant to Article 41(1) of the EB Regulation, which is applicable to all balancing capacity markets applying the market-based method in the Nordic CCR.** As described in Recital (56) above and in accordance with the text of Article 39(6) of the EB Regulation, following an efficiency assessment the relevant regulatory authorities can set another limit than specified in Article 41(2) of the EB Regulation where the contracting is not done more than two days in advance. Since the default limit set in Article 41(2) of the EB Regulation is 10% and under the scope of Article 41 of the EB Regulation, ACER agrees with the setup as described in the Proposal. If this limit can be increased following an efficiency assessment in accordance with Article 39(6) of the EB Regulation, TSOs are therefore required to amend this methodology, if deemed beneficial.*

Annex I (selve metoden)

Artikel 1 fastlægger metodens genstand og anvendelsesområde.

Article 1

Subject matter and scope

1. *This document is the methodology for the market-based allocation process of cross-zonal capacity for the exchange of balancing capacity in accordance with Article 41(1) of the EB Regulation. It is based on the comparison of the actual market value of cross-zonal capacity for the exchange of balancing capacity and the forecasted market value of cross-zonal capacity for the exchange of energy in accordance with Article 39 of the EB Regulation.*
2. *This methodology also includes the algorithm principles for the cross-zonal capacity allocation function.*
3. *This methodology for market-based capacity allocation covers the bidding zone borders of the Nordic CCR.*
4. *The application of this methodology shall be subject to the methodology pursuant to Article 38(1)(b) of the EB Regulation, which shall define the bidding zone borders, the market timeframe and the duration of application.*
5. *Two or more TSOs willing to exchange balancing capacity by applying the market-based capacity allocation shall use a common and harmonised set of rules and processes for the exchange and procurement of balancing capacity in accordance with Article 33(1) of the EB Regulation, and respecting the requirements set out in Article 32 of the EB Regulation.*

⁶ Se ovenfor i sagsfremstillingen ved fodnote 3.

Artikel 5 fastlægger en proces til at fastlægge den maksimale volumen af grænseoverskridende kapacitet, der kan tildeles til udveksling af balanceringskapacitet.

Article 5

Process to define the maximum volume of allocated cross-zonal capacity for the exchange of balancing capacity

1. *In accordance with Article 41(1)(d) of the EB Regulation, the process to define the maximum volume of allocated cross-zonal capacity for the exchange of balancing capacity or sharing of reserves for the cross-zonal capacity allocation optimisation function shall be as follows:*
 - (a) *by default the maximum volume of cross-zonal capacity allocated for the exchange of balancing capacity shall be 10% of cross-zonal capacity for each bidding zone border calculated for the day-ahead timeframe in accordance with the capacity calculation methodologies developed pursuant to Article 20(2) of the CACM Regulation;*
 - (b) *to resolve a situation where the limit for the maximum volume of cross-zonal capacity allocated for the exchange of balancing capacity in accordance with paragraph 1(a) is not sufficient to satisfy TSO demand in a bidding zone, a TSO may increase the percentage limit pursuant to paragraph 1(a) on the relevant bidding zone borders for the relevant day-ahead market time units. The limit for the maximum volume of cross-zonal capacity allocated for the exchange of balancing capacity shall only be increased to the point until the TSO demand is satisfied and maximum up to 20% of the calculated cross-zonal capacity calculated for day ahead market timeframe. If this maximum limit is still not sufficient to satisfy a TSO demand, a fall-back procedure pursuant to Article 7(4) shall be initiated. TSOs shall notify the regulatory authorities of the Nordic CCR about each increase of the limit for the maximum volume of cross-zonal capacity allocated for the exchange of balancing capacity above the threshold set in paragraph 1(a). This notification shall include at least the final volume percentage and value in MW of cross-zonal capacity allocated for the exchange of balancing capacity and the reasons for the shortage of balancing capacity bids in the importing bidding zone. The annual impact of such increases shall be reported pursuant to Article 12(5)(b);*
 - (c) *if increases pursuant to paragraph (1)(b) occur due to a structural local shortage of BSPs' bids for a standard balancing capacity product in a bidding zone, the limit for the maximum volume of cross-zonal capacity allocated for the exchange of balancing capacity in accordance with paragraph (1)(a) may be increased by 2 percentage points on the bidding zone borders which required an increase of this limit. Such increase of the default limit on a bidding zone border shall be reported to stakeholders and the regulatory authorities of the Nordic CCR at least two weeks in advance of application. This process can be performed repeatedly until the maximum limit of 20% is reached. The applied default limits shall be published in accordance with Article 12(4).*
2. *The exchange of balancing capacity or sharing of reserves shall, in addition to the limit defined in accordance with paragraph 1, be limited by the rules for the exchange and sharing of reserves in accordance with Title 8, Chapter 1 and 2 of the SO Regulation through the:*
 - (a) *maximum procurement volume of balancing capacity per direction for a specific bidding zone, or a set of bidding zones due to operational security requirements pursuant to Article 165(3)(g) of the SO Regulation;*
 - (b) *minimum procurement volume of balancing capacity per direction for a specific bidding zone, or a set of bidding zones defined in accordance with the dimensioning process pursuant to Article 157(2)(g) of the SO Regulation.*

Betragtning 1 omhandler metodens anvendelsesområde.

This document provides a methodology for a market-based allocation process of cross-zonal capacity for the exchange of balancing capacity (hereafter referred to as the "methodology for market-based capacity allocation") in accordance with Article 41(1) of Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November establishing a guideline on electricity balancing (hereafter referred to as the "EB Regulation") for

the geographic area covering the Nordic capacity calculation region (hereafter referred to as the "Nordic CCR") as defined in accordance with Article 15 of Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management (hereafter referred to as the "CACM Regulation").

FORSYNINGSTILSYNETS BEGRUNDELSE FOR AFGØRELSEN

Denne sag drejer sig om, hvorvidt Forsyningstilsynet er kompetent myndighed til at godkende en metode om udveksling af frekvensgenoprettelsesreserver med manuel aktive-ring (mFRR) mellem budområderne Vestdanmark (DK1) og Østdanmark (DK2) via den elektriske Storebæltsforbindelse.

Energinet har anmeldt metoden til Forsyningstilsynets godkendelse under henvisning til elforsyningslovens §§ 73 a og 76 og § 1 i metodebekendtgørelsen og under henvisning til elforsyningslovens § 27, a, stk. 2, og § 28, stk. 2, nr. 16, den 1. april 2020.

Afgørelsen er truffet i medfør af elforsyningslovens § 79 a, hvorefter Forsyningstilsynet skal efterkomme bindende juridiske afgørelser truffet af ACER.

Forsyningstilsynet finder ikke, at tilsynet er kompetent myndighed til at godkende den anmeldte metode efter elforsyningslovens § 73 a, stk. 1, og afviser derfor den anmeldte metode, som tilsynet ikke har vurderet materielt med denne afgørelse.

Baggrunden for denne vurdering er som følger:

Den nordiske artikel 41-metode udgør en del af ACERs afgørelse 22/2020 om en markedsbaseret tildelingsproces for udveksling af balanceringskapacitet eller deling af reserver mellem budzoneområderne i den nordiske kapacitetsberegningsregion (CCR Nordic).

ACER traf denne afgørelse i medfør af artikel 6, stk. 10, 2. led, litra a, i ACER-forordningen, eftersom de regulerende myndigheder i den nordiske kapacitetsberegningsregion, herunder Forsyningstilsynet, ikke kunne nå til enighed om at godkende metoden.

Forsyningstilsynet skal efterkomme ACERs afgørelse. Det følger af elforsyningslovens § 79 a, hvorefter Forsyningstilsynet skal efterkomme bindende juridiske afgørelser fra ACER. Som det kan ses ud fra lovbemærkningerne til den omtalte bestemmelse omtalt ovenfor i afsnittet "Retsgrundlag", gælder denne forpligtelse for Forsyningstilsynet bl.a. for afgørelser truffet af ACER i medfør af artikel 6, stk. 10, 2. led, litra a.

Den nordiske artikel 41-metode omhandler budzonegrænserne i den nordiske kapacitetsberegningsregion som defineret i overensstemmelse med artikel 15 i Kommissionens forordning (EU) 2015/1222 af 24. juli 2015 om fastsættelse af retningslinjer for

kapacitetstildeling og håndtering af kapacitetsbegrænsninger (CACM), jf. metodens artikel 1, stk. 3, sammenholdt med metodens betragtning 1. DK1-DK2 budzonegrænsen er omfattet af den nordiske kapacitetsberegningsregion⁷.

En metode efter EBGL artikel 41, stk. 1, skal generelt omfatte en proces, hvorved der fastlægges en maksimal mængde af tildelt overførselskapacitet med henblik på udveksling af balanceringskapacitet eller deling af reserver, jf. EBGL artikel 41, stk. 1, litra d.

Denne proces er fastlagt i artikel 5 i den nordiske artikel 41-metode. Artikel 5 omhandler også mFRR-kapacitet, og ikke kun aFRR-kapacitet, selvom de nordiske TSO'er har anmeldt metoden som led i oprettelsen af et aFRR-kapacitetsmarked.

Der sondres imidlertid i EBGL artikel 41, stk. 1, og i artikel 5 i den nordiske artikel 41-metode ikke mellem aFRR-kapacitet og mFRR-kapacitet. Dette skyldes efter Forsyningstilsynets vurdering, at det er den samme kapacitet på en overførselsforbindelse, der skal reserveres, uanset om der udveksles aFRR- eller mFRR-kapacitet.

Dette forhold blev drøftet mellem ACER og de nordiske regulatorer og TSO'er i forbindelse med ACERs vurdering af de anmeldte metoder. Spørgsmålet om en mFRR-reservation på Storebæltsforbindelsen blev bragt op i den sammenhæng, hvilket ACER har beskrevet i betragtning 59 til ACERs afgørelse 22/2020.

Som det kan fremgå af betragtning 59, argumenterede de nordiske TSO'er for, at en reservation af overførselskapacitet på forbindelseslinjer, herunder Storebæltsforbindelsen, ikke skal vurderes efter artikel 5 i den nordiske artikel 41-metode, men efter en af de andre metoder for et nordisk aFRR-kapacitetsmarked. TSO'erne pegede på enten metoden efter EBGL artikel 33, stk. 1, eller efter artikel 38, stk. 1. Metoden efter artikel 33, stk. 1, omhandler fælles og harmoniserede regler og processer for udveksling og anskaffelse af balanceringskapacitet i den såkaldte nordiske systemblok for last-frekvensregulering, hvortil Energinet hører. Metoden efter artikel 38, stk. 1, omhandler anvendelsen af den nordiske artikel 41-metode i den nordiske systemblok for last-frekvensregulering.

ACER efterkom ikke TSO'erne på dette punkt, hvilket kan ses af artikel 5 i den nordiske artikel 41-metode. Den nævnte betragtning 59 tjener som et fortolkningsbidrag til rækkevidden af artikel 5 i den nordiske artikel 41-metode.

Efter artikel 5, stk. 1, litra a, i den nordiske artikel 41-metode kan der som udgangspunkt reserveres 10 pct. af kapaciteten mellem to budzoner. Procentsatsen kan forøges op til 20 pct. for at dække en TSO's behov i en budzone. En sådan forøgelse kan ske efter nærmere betingelser, der følger af metodens artikel 5, stk. 1, litra b-c.

En reservation på mere end 10 pct. kan i udgangspunktet ske på baggrund af en effektivitetsanalyse foretaget af de berørte TSO'er efterfulgt af et forslag til ændring af metoden. Dette fremgår tillige af betragtning 59 i ACERs afgørelse om den nordiske artikel

⁷ ACERs afgørelse 06/2016, Anneks 1, Artikel 3, https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/ANNEXES_CCR_DECISION/Annex%201.pdf.

41-metode, jf. herved EBGL artikel 41, stk. 2, sammenholdt med artikel 5 i den nordiske artikel 41-metode.

Forsyningstilsynet finder på den ovennævnte baggrund, at tilsynet ikke er kompetent myndighed til at godkende en metode for en dynamisk reservation af 40 pct. af kapaciteten på Storebæltsforbindelsen til udveksling af mFRR-kapacitet efter elforsyningslovens § 73 a, stk. 1.

En sådan reservation vil skulle vurderes efter artikel 5 i den nordiske artikel 41-metode.

Som nævnt fastlægger artikel 5 en proces for fastlægges en maksimal mængde af tildelt overførselskapacitet med henblik på udveksling af balanceringskapacitet, herunder mFRR-kapacitet.

Artikel 5 omhandler også Storebæltsforbindelsen, idet denne forbindelse udgør en grænse mellem budzonerne DK1 og DK2, der er en del af den nordiske kapacitetsberegningssregion, som den nordiske artikel 41-metodes anvendelsesområde, jf. artikel 1, stk. 3, i den nordiske artikel 41-metode.

Den nordiske artikel 41-metode kan ændres på baggrund af en fælles anmodning indgivet af de berørte TSO'er, til fælles godkendelse hos de kompetente regulatorer, jf. EBGL artikel 38, stk. 1, litra b, jf. EBGL artikel 6, stk. 3.

Forsyningstilsynet finder i den sammenhæng ikke, at det kan tillægges betydning, at EBGL artikel 38, stk. 1, omhandler metodeanmeldelser indgivet af to eller flere TSO'er, mens metodeanmeldelsen for en dynamisk reservation på Storebæltsforbindelsen foretages af Energinet mellem budzonegrænserne mellem DK1 og DK2.

Den nordiske artikel 41-metode omhandler budzonegrænserne i den nordiske kapacitetsberegningssregion, dvs. også DK1-DK2 budzonegrænsen.

Fastlæggelse af kapacitetsberegningssreservationer efter CACM artikel 15 skal ses i sammenhæng med formålet med CACM, der efter artikel 3, litra d, bl.a. er at optimere beregningen og tildelingen af overførselskapacitet. Bestemmelsen kan herved læses i sammenhæng med CACM, betragtning nr. 6, hvorefter en koordineret kapacitetsberegning for tidsrammerne for day-ahead- og intraday-koblingen som minimum bør koordineres på regionalt niveau for at sikre, at kapacitetsberegningen er pålidelig, og at den optimale kapacitet stilles til rådighed for markedet.

I den sammenhæng finder Forsyningstilsynet også, at elmarkedsforordningens artikel 17, stk. 4, er relevant. Det følger af bestemmelsen, at TSOerne skal anvende metoderne efter EBGL ved fordeling af overførselskapacitet med henblik på udveksling af balanceringskapacitet.

Som nævnt indeholder denne afgørelse ikke en materiel vurdering af udvekslingsmetoden. Dermed indeholder afgørelsen heller ikke en materiel vurdering af, om udvekslingsmetoden er i overensstemmelse med den nordiske artikel 41-metode.

KLAGEVEJLEDNING

Eventuel klage over denne afgørelse kan indbringes for Energiklagenævnet, jf. § 89, stk. 1, i lov om elforsyning, jf. lovbekendtgørelse nr. 119 af 6. februar 2020. Klage skal være skriftlig og være indgivet inden 4 uger efter, at Forsyningstilsynets afgørelse er meddelt.

Klagen indgives til:

Energiklagenævnet
Nævnenes Hus
Toldboden 2
8800 Viborg
Tlf.: 72 40 56 00
E-mail: 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 Energiklagenævnes hjemmeside www.ekn.dk.

Med venlig hilsen

Carsten Smidt
Direktør