



Afgørelse om metode for grænseoverskridende indkøb og udveksling af FCR i DK2 og i Sverige

RESUMÉ

Forsyningstilsynet godkender med denne afgørelse Energinet Systemansvar A/S' forslag til en metode for grænseoverskridende indkøb og udveksling af balanceringskapacitet i budområdet Østdanmark og i Sverige. Energinet Systemansvar A/S indgår som helejet datterselskab hos den danske transmissionssystemoperatør, Energinet. Energinet Systemansvar A/S betegnes herefter som Energinet, transmissionssystemoperatør betegnes som TSO, og budområdet Østdanmark betegnes som budområdet DK2.

Den balanceringskapacitet, der er genstand for metoden, er såkaldte frekvenskontrolreserver, der skal være til rådighed for en hurtig og automatisk aktivering ved fravigelser af el-systemets frekvens. Der er nærmere tale om frekvenskontrolreserver i kategorierne frekvensstyrede normaldriftsreserver, frekvensstyrede driftsforstyrrelsesreserver til opregulering og frekvensstyrede driftsforstyrrelsesreserver til nedregulering, der herefter betegnes respektive FCR-N, FCR-D opregulering og FCR-D nedregulering.

Energinet har den 1. april 2022 anmeldt et såkaldt ændringsforslag til Forsyningstilsynet. Energinets ændringsforslag er udarbejdet i samarbejde med den svenske TSO, Svenska kraftnät. Ændringsforslaget af 1. april 2022 ændrer et tidligere forslag af 3. september 2021, idet Forsyningstilsynet og den svenske regulator anmodede TSO'erne om at ændre det oprindelige forslag på visse nærmere punkter.

Forsyningstilsynets afgørelse skal træffes efter Kommissionens forordning (EU) 2017/2195 af 23. november 2017 om fastsættelse af retningslinjer for balancering af elektricitet, der betegnes EBGL. Forsyningstilsynets afgørelse træffes desuden under hensyn til visse bestemmelser for formål og principper ifølge EBGL samt Europa-Parlamentets og Rådets forordning (EU) 2019/943 af 5. juni 2019 om det indre marked for elektricitet, der betegnes elmarkedsforordningen.

Forsyningstilsynet skal således påse, at metoden bygger på en TSO-TSO-model for særskilt afregning mellem TSO'er og mellem TSO'er og aktører. Forsyningstilsynet skal herudover vurdere, om anskaffelsesmetoden er markedsbaseret, og om anskaffelsesproceduren gennemføres kort før driftsøjeblikket, så vidt det er muligt, og når det er økonomisk effektivt.

Forsyningstilsynet finder på baggrund af metodens bestemmelser for afregning, dels mellem TSO'er, dels mellem TSO'er og leverandører af balanceringstjenester, for afholdelse af to daglige, komplementære auktioner og for frister for budafgivning ved første og anden auktion, at metoden opfylder EBGL's materielle krav. Metoden bygger således

på en model for særskilt afregning mellem TSO'er og mellem TSO'er og aktører, anskaffelsesmetoden er markedsbaseret, og anskaffelsesproceduren gennemføres kort før driftsøjeblikket så vidt muligt, og når det er økonomisk effektivt.

Energinet og Svenska kraftnät har indstillet, at pay-as-bid frem for pay-as-clear anvendes som prissætningsprincip for metoden for den første tid, hvor metoden er taget i brug. TSO'erne peger herved på, at der med få aktører på et marked for FCR-N og FCR-D er risici for, at aktørerne bevidst tilbageholder kapacitet for at opnå den højeste mulige pris.

Pay-as-clear tilskynder således den enkelte aktør til at byde på at levere energi i forhold til aktørens marginale produktionsomkostninger. De billigste bud på energi accepteres som de første, og når behovet for energi er dækket, bliver alle aktører betalt på niveau med det sidst accepterede og dyreste bud. Til forskel indebærer pay-as-bid, at den enkelte aktør tilskyndes til at byde på energi til den højeste pris, der forventes accepteret.

Forsyningstilsynet finder i forhold til den konkrete anmeldte metode for indkøb og i udveksling i DK2 og i Sverige af FCR-N, FCR-D opregulering og FCR-D nedregulering, at en høj grad af markedskoncentration i kombination med pay-as-clear som prissætningsmetode for metoden for den første tid, hvor metoden er taget i brug, vil kunne give aktørerne uhensigtsmæssige incitamenter ved tilrettelæggelse af budafgivning på FCR.

Forsyningstilsynet godkender herefter, at pay-as-bid kan anvendes for metoden for en overgangsperiode indtil 1. februar 2024, hvorefter der skal overgås til at anvende pay-as-clear. Forsyningstilsynet finder dertil, at de godkendte prissætningsprincipper følger EBGL's formål om bl.a. fremme af konkurrence, gennemsigtighed og ikke-diskrimination samt integration af balancemarkederne.

Energinets og Svenska kraftnäts ændringsforslag af 1. april 2022 til metoden angiver, videreført fra det oprindelige forslag af 3. september 2021, at metodens geografiske anvendelsesområde er budområdegrænsen DK2-SE4, samt de interne svenske budområdegrænser, SE4-SE3, SE3-SE2 og SE2-SE1. Forsyningstilsynet og den svenske regulator vurderer, at det ikke er relevant at identificere det enkelte svenske budområde, hvor ressourcerne til udveksling af FCR med budområdet DK2 hidrører fra. Forsyningstilsynet og den svenske regulator har herefter fundet grundlag for redaktionelt at rette Energinets og Svenska kraftnäts ændringsforslag af 1. april 2022 til metoden, så metodens geografiske anvendelsesområde alene omfatter budområdet DK2 og Sverige.

Forsyningstilsynet finder herefter at kunne godkende metoden efter EBGL.

AFGØRELSE

Forsyningstilsynet godkender Energinet Systemansvar A/S' anmeldte ændringsforslag til en metode for grænseoverskridende indkøb og udveksling i DK2 og i Sverige af FCR-N, FCR-D opregulering og FCR-D nedregulering.

Energinet Systemansvar A/S' anmeldte ændringsforslag er herved redaktionelt rettet, således at metodens geografiske anvendelsesområde er budområdet DK2 og Sverige.

Forsyningstilsynets afgørelse er truffet, processuelt efter artikel 5, stk. 3, litra b, og materielt efter § 33, stk. 1, i Kommissionens forordning (EU) 2017/2195 af 23. november 2017 om fastsættelse af retningslinjer for balancering af elektricitet.

Sagens baggrund og begrundelsen for Forsyningstilsynets afgørelse fremgår nedenfor.

SAGSFREMSTILLING

Denne sag angår Energinets anmeldelse af et ændringsforslag af 1. april 2022 til en metode for grænseoverskridende indkøb og udveksling i DK2 og i Sverige af FCR-N, FCR-D opregulering og FCR-D nedregulering.

Forsyningstilsynet skal vurdere, om Energinets anmeldte ændringsforslag til metode kan godkendes.

SAGENS FORLØB

De danske og svenske TSO'er, Energinet og Svenska kraftnät, anmeldte oprindeligt et forslag af 3. september 2021 til en metode for indkøb og udveksling i DK2 og i Sverige af FCR-N, FCR-D opregulering og FCR-D nedregulering.

Energinet og Svenska kraftnät anmeldte forslaget til godkendelse hos Forsyningstilsynet og den svenske regulator, der hver især modtog forslaget den 3. september 2021.

Energinet og Svenska kraftnät havde forud for anmeldelsen af forslaget til metoden et udkast til metoden i en offentlig høring af én måneds varighed, fra den 19. april til den 18. maj 2021.

Energinet og Svenska kraftnäts oprindelige forslag af 3. september 2021 til metoden var ved anmeldelsen vedlagt Energinets og Svenska kraftnäts forklarende dokument til metoden samt et høringsnotat, der indeholder Energinets og Svenska kraftnäts bemærkninger til høringsparternes høringssvar ved den offentlige høring af udkastet til metoden.

Energinet og Svenska kraftnät præsenterede ved den forudgående, offentlige høring af udkastet til metoden, og til stillingtagen for høringsparterne, fire forskellige alternative modeller for enten én daglig auktion eller to daglige og komplementære auktioner, der følger efter hinanden. Kombineret med forskellige, alternative frister for budafgivning.

Der var klar tilslutning blandt høringsparterne til afholdelse af to daglige, komplementære auktioner. Fem høringsparter udtrykte klar støtte til, at frist for bud ved dagens første auktion skulle være kl. 00:30 dagen før driftsdøgnet, mens fem andre høringsparter udtrykte klar støtte til, at frist for bud ved dagens første auktion skulle være kl. 05:30 dagen før driftsdøgnet. En sjette høringspart udtrykte forsigtig eller forbeholden støtte til, at frist for bud ved den første auktion skulle være kl. 05:30 dagen før driftsdøgnet.

Flere høringsparter udtrykte kritik af, at Energinets og Svenska kraftnäts udkast til metode indebar en knap så gennemsigtig og markant TSO-styret proces for indkøb af FCR. En enkelt høringspart angav dertil, at pay-as-clear er EU's hovedregel for prissætningsprincip, og at metoden derfor burde bygge på pay-as-clear frem for pay-as-bid.

I afsnittet Forsyningstilsynets begrundelse for afgørelsen forholder Forsyningstilsynet sig til visse af de afgivne høringssvar under hensyn til relevans for Forsyningstilsynets og den svenske regulators ændringsanmodning af 3. februar 2022 og Energinets og Svenska kraftnäts derpå følgende ændringsforslag af 1. april 2022 til metoden.

Forsyningstilsynet og den svenske regulator anmodede 3. februar 2022 Energinet og Svenska kraftnät om at ændre deres oprindelige forslag på visse nærmere punkter.

Energinet og Svenska kraftnät anmeldte herefter et ændringsforslag af 1. april 2022 til metoden til godkendelse hos Forsyningstilsynet og den svenske regulator, der hver især modtog ændringsforslaget den 1. april 2022.

Energinet og Svenska kraftnäts ændringsforslag af 1. april 2022 til metoden var ved anmeldelsen vedlagt Energinets og Svenska kraftnäts ændrede, forklarende dokument til metoden.

Forsyningstilsynet og den svenske regulator godkendte 18. maj 2022 et fælles position paper om ændringsforslaget til metoden. Position paper er udtryk for, at Forsyningstilsynet og den svenske regulator har samarbejdet og er blevet enige om, at Energinets og Svenska kraftnäts ændringsforslag kan godkendes nationalt. Forsyningstilsynet og den svenske regulator vil herefter senest 1. juni 2022 træffe hver deres nationale afgørelse om godkendelse af metoden i forhold til respektive Energinet og Svenska kraftnät.

INTRODUKTION TIL DET RELEVANTE MARKED

Den danske TSO, Energinet, har som systemansvarlig virksomhed ansvaret for at sikre el-systemets stabilitet, såvel ved normal drift eller stabil driftstilstand, som ved fejl.

El-systemets frekvens skal ideelt set forblive konstant på 50 hertz. Virkeligheden er dog, at frekvensen ændrer sig hele tiden. El-systemets frekvensstabilitet er udtryk for, om den aktive effektbalance i el-systemet opretholdes. Hvis elforbruget overstiger produktionen, vil frekvensen falde, og hvis der omvendt er overskud af el-produktionen, vil frekvensen stige.

Energinets ansvar for at sikre el-systemets stabilitet er den primære årsag til, at Energinet har behov for at købe bl.a. FCR fra eksterne kilder for at sikre sig adgang til de ressourcer, som er nødvendige for at sikre en stabil og sikker drift af el-systemet. FCR udgør således hurtigt aktiverede reserver af aktiv effekt, som Energinet kan anvende til at begrænse afvigelser fra el-systemets frekvens i tilfælde af en opstået ubalance.

FCR er delt i to typer: Den frekvensstyrede normaldriftsreserve, betegnet FCR-N, som regulerer frekvensen inden for normaldriftsområdet på 49,9 - 50,1 hertz, og den frekvensstyrede driftsforstyrrelsesreserve, som betegnes FCR-D. FCR-D anvendes til at stabilisere frekvensen i nøddriftsområdet under 49,9 hertz.

Energinet har dertil nærmere oplyst om forskellige tekniske aspekter ved behov for leverancer af FCR-N og FCR-D i DK2 og i Norden.

FCR-D og FCR-N i DK2 leveres således af el-produktions- og elforbrugsenheder, der automatisk reagerer på frekvensændringer i nettet. FCR-D reserven i DK2 aktiveres inden for 30 sekunder og er et asymmetrisk produkt, hvor op- og nedregulering indkøbes særskilt. FCR-N i DK2 aktiveres inden for 150 sekunder og er et symmetrisk produkt, hvor op- og nedregulering indkøbes samlet. FCR-N kan dog også være et såkaldt asymmetrisk produkt, hvor op- og nedregulering indkøbes særskilt.

Behovet for FCR-D og FCR-N i DK2 er fastsat i en systemdriftsaftale, der er indgået mellem de nordiske landes TSO'er som gældende for det nordiske synkronområde, og som geografisk består af budområdet DK2, Norge, Sverige og Finland. Et synkronområde, herunder det nordiske synkronområde, er i øvrigt generelt kendetegnet ved, at der inden for synkronområdet er den identisk samme frekvens.

I den nordiske systemdriftsaftale er behovet for FCR-N i hele det nordiske synkronområde fastsat til 600 MW, hvoraf behovet i DK2 udgør +/- 18 MW, svarende til DK2's andel af det samlede elforbrug i det nordiske synkronområde. Behovet for FCR-D i DK2 fastsættes på baggrund af den totale mængde FCR-D i det nordiske system. Der indkøbes herved i alt +1.450 MW.

DK2's andel af FCR-D opregulering udgør 44 MW. FCR-D nedregulering skal på baggrund af nye EU-regler implementeres i Norden i 2022. Det nordiske behov for FCR-D nedregulering er i alt -1400 MW. DK2's andel af FCR-D nedregulering udgør 42 MW.

FORMÅLET MED METODEN

Det er formålet med metoden for grænseoverskridende indkøb og udveksling i DK2 og i Sverige, at Energinet, som systemansvarlig for budområdet DK2, kan sikre systemsikker drift i DK2, og at Svenska kraftnät, som systemansvarlig for Sverige, kan sikre systemsikker drift i Sverige.

Det er herved også formålet med metoden, at der fastsættes fælles regler for indkøb og udveksling af FCR i budområdet DK2 og i Sverige for at fremme markedseffektivitet til forskel fra to separate, nationale metoder.

De specifikke regler i EBGL for en metode for udveksling af balanceringskapacitet, herunder af FCR, fastsætter dertil, at to eller flere TSO'er, der gensidigt udveksler balanceringskapacitet, skal udforme et forslag til fastsættelse af fælles og harmoniserede regler og processer for udveksling og anskaffelse af denne balanceringskapacitet.

En metode for udveksling af balanceringskapacitet, herunder af FCR, skal således baseres på en TSO-TSO model. Energinet og Svenska kraftnät bekræfter dette ved at angive i det forklarende dokument til metoden, at enhver leverandør af balancerings tjenester vil levere FCR-balanceringskapacitet til den TSO, leverandøren er tilknyttet. Der vil således alene blive afregnet i det indbyrdes, kontraktuelle forhold mellem TSO'er og mellem leverandøren af balancerings tjenester og den TSO, leverandøren er tilknyttet.

DE DELE AF METODEN, DER HAR VÆRET DRØFTET ÆNDRINGER AF

Forsyningstilsynet vil i det følgende gøre rede for de dele af forslaget til metoden, der har været genstand for drøftelser om eventuelle ændringer eller redaktionelle rettelser.

METODENS GEOGRAFISKE ANVENDELSESOMRÅDE

Energinets og Svenska kraftnäts ændringsforslag af 1. april 2022 til metoden viderefører uændret fra deres oprindelige metodeforslag af 3. september 2021, at metodens geografiske anvendelsesområde udgøres af budområdegrænserne DK2-SE4, SE4-SE3, SE3-SE2 og SE2-SE1.

ANVENDELSE AF PRISSÆTNINGSPRINCIP

Energinets og Svenska kraftnäts oprindelige metodeforslag af 3. september 2021 indebar en gennemgående anvendelse af pay-as-bid som prissætningsprincip.

Energinet og Svenska kraftnät angiver i det forklarende dokument til metoden, i både oprindelig og ændret udgave, at der pga. en høj grad af markedsconcentration med få aktører på det svenske marked for FCR-N og FCR-D er risici for markedsmissbrug, hvis metoden for den første tid, hvor metoden er taget i brug, skal bygge på pay-as-clear frem for pay-as-bid som prissætningsprincip.

Energinet og Svenska kraftnät peger herved på, at der med få aktører på et marked for FCR-N og FCR-D er risici for, at aktørerne bevidst tilbageholder kapacitet for at opnå den højeste mulige pris. Pay-as-clear tilskynder således den enkelte aktør til at byde på at levere energi i forhold til aktørens marginale produktionsomkostninger. De billigste bud på energi accepteres som de første, og når behovet for energi er dækket, bliver alle aktører betalt på niveau med det sidst accepterede og dyreste bud. Til forskel indebærer pay-as-bid, at den enkelte aktør tilskyndes til at byde på energi til den højeste pris, der forventes accepteret.

Energinet og Svenska kraftnät angiver dog i deres oprindelige, forklarende dokument til metoden, at de forventer at ville overgå til pay-as-clear i 2024.

Forsyningstilsynet og den svenske regulator anmoder i ændringsanmodning af 3. februar 2022 Energinet og Svenska kraftnät om at ændre metoden således, at pay-as-clear anvendes som prissætningsprincip fra og med 1. januar 2024, og at pay-as-bid anvendes for en overgangsperiode, fra og med Energinet og Svenska kraftnät tager en godkendt metode i brug, og til og med 31. december 2023.

Energinets og Svenska kraftnäts ændringsforslag til metode af 1. april 2022 indebærer, at pay-as-clear anvendes som prissætningsprincip fra og med 1. februar 2024, og at pay-as-bid anvendes som prissætningsprincip for overgangsperioden, fra og med en godkendt metode tages i brug, og til og med 31. januar 2024.

Energinet og Svenska kraftnät angiver i ændret, forklarende dokument til metoden, at 1. februar 2024 som overgangstidspunkt fra pay-as-bid til pay-as-clear er af hensyn til at sikre en god og smidig overgang, der derfor ikke bør ske i jule- og nytårsferien 2023-24.

PROCES FOR INDKØB AF FCR-KAPACITET VED ÉN ELLER TO AUKTIONER

Energinets og Svenska kraftnäts ændringsforslag af 1. april 2022 til metoden viderefører uændret fra deres oprindelige metodeforslag af 3. september 2021, at der afholdes to daglige, komplementære auktioner for udbud af FCR. Frist for bud ved den første auktion vil være kl. 00:30 dagen før driftsdøgnet, centraleuropæisk tid, og frist for bud ved den anden auktion vil være kl. 18:00 dagen før driftsdøgnet, centraleuropæisk tid.

Energinets og Svenska kraftnäts oprindelige forslag af 3. september 2021 indebar en sammenblanding af principper for og formål med processen for indkøb af FCR-balanceringskapacitet. Det oprindelige forslag angav således, at formålet var at minimere TSO'ernes omkostninger og at fremme, at der blev afgivet de billigste bud ved begge auktioner.

Forsyningstilsynet og den svenske regulator anviser i ændringsanmodning af 3. februar 2022 til Energinet og Svenska kraftnät, at metodens bestemmelse for processen for indkøb af FCR-balanceringskapacitet alene skal indeholde processens principper.

Forsyningstilsynet og den svenske regulator udtrykker også kritik af, at den foreslåede proces for indkøb af FCR-balanceringskapacitet ikke er tilstrækkelig gennemsigtig og indebærer en markant TSO-styring af denne proces. Forsyningstilsynet og den svenske regulator anmoder derfor Energinet og Svenska kraftnät om at ændre processen, så den bliver mere gennemsigtig og markedsbaseret. Også selv om sådanne ændringer vil kunne medføre som konsekvens, at der kun vil skulle afholdes én daglig auktion.

Forsyningstilsynet og den svenske regulator finder dertil, at Energinet og Svenska kraftnät skal overveje at ændre frist for bud ved den første auktion fra kl. 00:30 til kl. 05:30, idet et marginalt flertal af høringsparter ved høring af udkast til metode har støttet dette senere tidspunkt.

Energinets og Svenska kraftnäts ændringsforslag til metode af 1. april 2022 indebærer, at metodens bestemmelser for processen for indkøb af FCR-balanceringskapacitet alene indeholder principperne for denne proces.

I forhold til hensynet til en gennemsigtig proces for indkøb af FCR-balanceringskapacitet angiver Energinet og Svenska kraftnät i deres ændrede, forklarende dokument til metoden, at de vil udvikle en it-løsning, hvorefter de mængder af FCR, der skal indkøbes ved dagens første auktion, vil blive modelleret og fastsat på baggrund af historiske data.

I det ændrede, forklarende dokument til metoden begrundet Energinet og Svenska kraftnät dertil fastholdelsen af kl. 00:30 som frist for bud ved den første auktion, at det kræver medarbejdere med særlige kompetencer at styre afholdelsen af auktioner, og at de tidlige morgentimer i forvejen udgør en spidsbelastning for medarbejdernes arbejde.

TSO-TSO-AFREGNING VS. NETTARIF PÅ INDIVIDUELLE TRANSAKTIONER

Metodens bestemmelse for TSO-TSO-afregning ifølge Energinets og Svenska kraftnäts oprindelige forslag af 3. september 2021 indeholder som konsekvens af pay-as-bid som prissætningsprincip en række unikke former for indbyrdes faktureringer og afregninger mellem Energinet og Svenska kraftnät, der ikke ses anvendt i andre lignende metoder.

I ændringsanmodning af 3. februar 2022 til Energinet og Svenska kraftnät udtrykker Forsyningstilsynet og den svenske regulator sig skeptisk til, om metodens bestemmelse for TSO-TSO-afregning stemmer fuldt ud overens med EU's regler, hvorefter der ikke må opkræves netafgift på individuelle transaktioner ved grænseoverskridende el-handel.

Forsyningstilsynet og den svenske regulator angiver herefter i ændringsanmodning af 3. februar 2022 til Energinet og Svenska kraftnät, at Energinet og Svenska kraftnät skal

påvise i kraft af eksempler i ramme af metodens præambel-betragtninger, hvordan TSO-afregningen mellem Energinet og Svenska kraftnät stemmer overens med EU's regler. Energinet og Svenska kraftnät skal alternativt ændre metodens bestemmelse for TSO-TSO-afregning for at sikre bestemmelsens overensstemmelse med EU's regler.

Metodens bestemmelser for TSO-TSO-afregning ifølge Energinets og Svenska kraftnäs ændringsforslag af 1. april 2022 indebærer, at der for overgangsperioden for pay-as-bid som prissætningsprincip til og med 31. januar 2024 fortsat anvendes en række unikke former for indbyrdes faktureringer og afregninger mellem Energinet og Svenska kraftnät.

Energinet og Svenska kraftnät har dertil i ramme af det ændrede, forklarende dokument til metoden af 1. april 2022 angivet flere eksempler på, hvordan den indbyrdes TSO-afregning mellem Energinet og Svenska kraftnät i praksis må forventes at ske inden for overgangsperioden for anvendelse af pay-as-bid som prissætningsprincip.

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 ikke fundet grundlag for at revidere vilkår og betingelser for den anmeldte metode forud for tilsynets afgørelse om metoden. Forsyningstilsynet har derfor ikke gennemført en partshøring af sagens part over et udkast til tilsynets afgørelse. Forsyningstilsynets afgørelse indeholder i øvrigt ikke oplysninger af faktisk karakter, der er til ugunst for sagens part, og som sagens part ikke i forvejen er bekendt med.

Forsyningstilsynet har dertil ikke gennemført offentlige høringer, hverken af det anmeldte forslag til metode eller af udkast til tilsynets afgørelse. Dette har sammenhæng med, at EU's netværksretningslinjer, herunder aktuelt EBGL, i forvejen indeholder krav om en offentlig høring af mindst 1 måneds varighed af TSO-udkast til metodeforslag.

RETSGRUNDLAG

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

ARTIKEL 5, STK. 3, LITRA B

3. Forslagene til følgende vilkår, betingelser og metoder godkendes af alle regulerende myndigheder i den berørte region:

b) fastsættelse af fælles og harmoniserede regler og processer for udveksling og anskaffelse af balanceringskapacitet, jf. artikel 33, stk. 1, i det geografiske område, som omfatter to eller flere TSO'er, der udveksler eller er villige til at udveksle balanceringskapacitet gensidigt

ARTIKEL 30, STK. 1, LITRA A

1. Senest et år efter denne forordnings ikrafttrædelse skal alle TSO'er udforme et forslag til en metode til at prissætte balanceringsenergi hidrørende fra aktiveringen af bud på balanceringsenergi vedrørende frekvensgenoprettelsesprocessen i henhold til artikel 143 og 147 i forordning (EU) 2017/1485 og reserveerstatningsprocessen i henhold til artikel 144 og 148 i forordning (EU) 2017/1485. Denne metode skal:

a) tage udgangspunkt i marginalpriser («pay-as-cleared»)

ARTIKEL 33, STK. 1 OG 2

1. To eller flere TSO'er, der udveksler eller er villige til at udveksle balanceringskapacitet gensidigt, skal udforme et forslag til fastsættelse af fælles og harmoniserede regler og processer for udveksling og anskaffelse af balanceringskapacitet under overholdelse af de i artikel 32 fastsatte krav.

2. Med undtagelse af de tilfælde, hvor TSO-BSP-modellen anvendes i henhold til artikel 35, skal udveksling af balanceringskapacitet altid ske på grundlag af en TSO-TSO-model, hvor to eller flere TSO'er fastlægger en metode til fælles anskaffelse af balanceringskapacitet under hensyntagen til den tilgængelige overførselskapacitet og driftsbegrænsningerne i del IV, afsnit VIII, kapitel 1 og 2, i forordning (EU) 2017/1485

ARTIKEL 32, STK. 2, 1. PKT., OG 2. PKT., LITRA A OG B

2. Alle TSO'er, der anskaffer balanceringskapacitet, skal opstille regler for anskaffelse af balanceringskapacitet i forslaget til vilkårene og betingelserne for leverandører af balancerings-tjenester i henhold til artikel 18. Reglerne for anskaffelse af balanceringskapacitet skal overholde følgende principper:

a) anskaffelsesmetoden skal være markedsbaseret som minimum for frekvensgenoprettelsesreserver og erstatningsreserver

b) anskaffelsesproceduren skal gennemføres kort før driftsøjeblikket så vidt muligt, og når det er økonomisk effektivt

ARTIKEL 3, STK. 1, LITRA A-D

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 balancerings-tjenester og samtidig bidrage til driftssikkerheden

d) bidrage til effektiv og langsigtet drift og udvikling af elektricitetstransmissionssystemer og elektricitetssektoren i Unionen samt til, at day-ahead-, intraday- og balancemarkederne fungerer effektivt og konsekvent.

EUROPA-PARLAMENTETS OG RÅDETS FORORDNING (EU) 2019/943 AF 5. JUNI 2019 OM DET INDRE MARKED FOR ELEKTRICITET, DER BETEGNES ELMARKEDSFORORDNINGEN

ARTIKEL 6, STK. 4

4. Afregningen af balanceringsenergi for standardiserede balanceringsprodukter og specifikke balanceringsprodukter skal baseres på marginalpriser («pay-as-cleared»), medmindre alle regulerende myndigheder godkender en alternativ prisfastsættelsesmetode på grundlag af et fælles forslag fra alle transmissionssystemoperatører efter en analyse, der viser, at denne alternative prisfastsættelsesmetode er mere effektiv.

ARTIKEL 18, STK. 6

6. Der lægges ikke nogen særlig netafgift på individuelle transaktioner med henblik på bodområdeoverskridende handel af elektricitet.

FORSYNINGSTILSYNETS BEGRUNDELSE FOR AFGØRELSEN

Forsyningstilsynet skal i denne sag vurdere, om Energinets anmeldelse af 1. april 2022 af et ændringsforslag til en metode for grænseoverskridende indkøb og udveksling i DK2 og i Sverige af FCR-N, FCR-D opregulering og FCR-D nedregulering kan godkendes. Forsyningstilsynet skal træffe afgørelse efter EBGL. Herunder under hensyn til visse bestemmelser for formål og principper ifølge EBGL og elmarkedsforordningen.

Forsyningstilsynet har efter EBGL artikel 5, stk. 3, litra b, processuel kompetence til at godkende en metode for grænseoverskridende indkøb og udveksling af FCR. Forsyningstilsynets godkendelse af en regional metode skal herved ske i samråd med de øvrige regulatorer i regionen, aktuelt den svenske regulator.

Forsyningstilsynet vil vurdere, om og hvordan det anmeldte forslag til metode er i materiel overensstemmelse med elmarkedsforordningens artikel 6, stk. 4, og EBGL artikel 30, stk. 1, litra a, hvorefter der som hovedregel skal anvendes pay-as-clear som prissætningsprincip. Forsyningstilsynet vil afledt heraf også vurdere, om de foretagne valg af prissætningsprincip for metoden er i materiel overensstemmelse med formålsbestemmelserne i EBGL artikel 3, stk. 1, litra a-d.

Forsyningstilsynet vil dernæst vurdere, om det anmeldte forslag til metode opfylder de materielle krav ifølge EBGL artikel 32, stk. 2, og artikel 33, stk. 2, hvorefter metoden skal være markedsbaseret og økonomisk effektiv samt skal bygge på en model for særskilt afregning mellem TSO'er og mellem TSO'er og aktører.

Forsyningstilsynet vil endvidere vurdere, om det anmeldte forslag til metode er i materiel overensstemmelse med formålsbestemmelserne i EBGL artikel 3, stk. 1, litra a-d.

VURDERING AF BEGRUNDEDE PRISSÆTNINGSPRINCIPPER FOR METODEN

Forsyningstilsynet bemærker, at det må anses for at følge af elmarkedsforordningens artikel 6, stk. 4, i sammenhæng med EBGL artikel 30, stk. 1, litra a, at en metode for grænseoverskridende indkøb og udveksling af balanceringskapacitet i form af FCR, som den aktuelt omhandlede, som hovedregel skal bygge på pay-as-clear som prissætningsprincip. Der kan dertil kun undtagelsesvist anvendes et andet prissætningsprincip, hvis det alternative princip kan påvises at være mere effektivt end pay-as-clear.

En enkelt høringspart angav dertil i høringssvar ved Energinets og Svenska kraftnåts offentlige høring af udkast til metode, at pay-as-clear er EU's hovedregel for prissætningsprincip, og at metoden derfor burde bygge på pay-as-clear frem for pay-as-bid.

Energinet og Svenska kraftnät har indstillet, at pay-as-bid frem for pay-as-clear anvendes som prissætningsprincip for metoden for den første tid, hvor metoden er taget i brug. TSO'erne peger herved på, at der med få aktører på et marked for FCR-N og FCR-D er risici for, at aktørerne bevidst tilbageholder kapacitet for at opnå den højest mulige pris.

Pay-as-clear tilskynder således den enkelte aktør til at byde på at levere energi i forhold til aktørens marginale produktionsomkostninger. De billigste bud på energi accepteres som de første, og når behovet for energi er dækket, bliver alle aktører betalt på niveau med det sidst accepterede og dyreste bud. Til forskel indebærer pay-as-bid, at den enkelte aktør tilskyndes til at byde på energi til den højeste pris, der forventes accepteret.

Forsyningstilsynet finder i forhold til den konkret anmeldte metode for indkøb og i udveksling i DK2 og i Sverige af FCR-N, FCR-D opregulering og FCR-D nedregulering, at en høj grad af markedsconcentration i kombination med pay-as-clear som prissætningsmetode for metoden for den første tid, hvor metoden er taget i brug, vil kunne give aktørerne uhensigtsmæssige incitamenter ved tilrettelæggelse af budafgivning på FCR.

Forsyningstilsynet kan således godkende nationalt, afledt af elmarkedsforordningens artikel 6, stk. 4, og EBGL artikel 30, stk. 1, litra a, at pay-as-bid kan anvendes som prissætningsprincip for metoden for en begrænset overgangsperiode, fra og med Energinet tager en godkendt metode i brug, og til og med den 31. januar 2024. Forsyningstilsynet konstaterer dertil, at metoden indebærer, at Energinet skal overgå til at anvende pay-as-clear som prissætningsprincip for metoden fra og med den 1. februar 2024.

Forsyningstilsynet finder herved også, at selv om Forsyningstilsynet og den svenske regulator i ændringsanmodning af 3. februar 2022 anviste den 1. januar 2024 som overgangstidspunkt fra pay-as-bid til pay-as-clear, tilsiger praktiske hensyn, at overgangstidspunktet forrykkes med én måned til den 1. februar 2024.

Forsyningstilsynet finder dertil, at pay-as-bid som prissætningsprincip for metoden for en overgangsperiode, hvorefter der skal overgås til pay-as-clear som prissætningsprincip for metoden, er i overensstemmelse med formålene ifølge EBGL artikel 3, stk. 1, litra a-d, om bl.a. fremme af konkurrence, gennemsigtighed og ikke-diskrimination samt integration af balancemarkederne.

VURDERING AF, OM METODEN OPFYLDER EBGL'S MATERIELLE KRAV

Forsyningstilsynet bemærker, at Energinet og Svenska kraftnät gensidigt udveksler eller er villige til gensidigt at udveksle balanceringskapacitet i form af FCR.

Forsyningstilsynet finder herefter, at Energinet og Svenska kraftnät korrekt materielt efter EBGL artikel 33, stk. 1, har udviklet og har anmeldt en metode for grænseoverskridende indkøb og udveksling i DK2 og i Sverige af FCR-N, FCR-D opregulering og FCR-D nedregulering til godkendelse hos Forsyningstilsynet og den svenske regulator.

Forsyningstilsynet konstaterer dernæst, at Energinet og Svenska kraftnät i det forklarende dokument til metoden oplyser, at enhver leverandør af balancerings tjenester vil levere FCR-balanceringskapacitet til den TSO, leverandøren er tilknyttet. Der vil således alene blive afregnet i det indbyrdes, kontraktuelle forhold mellem TSO'er og mellem leverandøren af balancerings tjenester og den TSO, leverandøren er tilknyttet.

Forsyningstilsynet finder det således bekræftet, at den aktuelt, anmeldte metode bygger på en model for særskilt afregning mellem TSO'er og mellem TSO'er og aktører i overensstemmelse med de materielle krav i EBGL artikel 33, stk. 2.

Forsyningstilsynet bemærker også, at EBGL artikel 33, stk. 1, henviser til kravene efter EBGL artikel 32, hvorefter anskaffelsesmetoden skal være markedsbaseret, og at anskaffelsesproceduren skal gennemføres kort før driftsøjeblikket, så vidt det er muligt, og når det er økonomisk effektivt.

Forsyningstilsynet kan herved pege på metodens bestemmelser, dels for afholdelse af to daglige, komplementære auktioner, dels for frist for bud ved den første auktion kl. 00:30 dagen før driftsdøgnet og frist for bud ved den anden auktion kl. 18:00 dagen før driftsdøgnet, hver især og i sammenhæng understøtter, at metoden er i overensstemmelse med de materielle krav efter EBGL artikel 32, stk. 2, 2. pkt., litra a og b. Forsyningstilsynet finder således, at anskaffelsesmetoden er markedsbaseret, og at anskaffelsesproceduren gennemføres kort før driftsøjeblikket, så vidt det er muligt, og når det er økonomisk effektivt.

VURDERING AF METODEN I FORHOLD TIL FORMÅLET MED EBGL

Forsyningstilsynet vil herved vurdere, om den anmeldte metode for grænseoverskridende indkøb og udveksling i DK2 og i Sverige af FCR-N, FCR-D opregulering og FCR-D nedregulering følger formålsbestemmelserne efter EBGL artikel 3, stk. 1, litra a-d.

EBGL artikel 3, stk. 1, litra a-d, fastsætter således, at det er formålet med EBGL, at:

- Fremme effektiv konkurrence, ikke-diskrimination og gennemsigtighed på balancemarkederne.
- Øge effektiviteten af balancering og effektiviteten af europæiske og nationale balancemarkeder.
- Integrere balancemarkederne, fremme mulighederne for at udveksle balancerings tjenester og samtidig bidrage til driftssikkerheden.
- Bidrage til effektiv og langsigtet drift og udvikling af el-transmissionssystemer og el-sektoren i EU samt til, at day-ahead-, intraday- og balancemarkederne fungerer effektivt og konsekvent.

Forsyningstilsynet vil foretage denne vurdering, belyst via en række af de hovedtemaer, der indgår i Forsyningstilsynets og den svenske regulators ændringsanmodning af 3. februar 2022 og i Energinets og Svenska kraftnäts ændringsforslag af 1. april 2022 til metoden samt i Forsyningstilsynets og den svenske regulators redaktionelle rettelselser af Energinets og Svenska kraftnäts ændringsforslag.

METODENS GEOGRAFISKE ANVENDELSESOMRÅDE

Energinets og Svenska kraftnäts ændringsforslag af 1. april 2022 til metoden angiver, videreført fra oprindeligt forslag af 3. september 2021, at metodens geografiske anvendelsesområde er budområdegrænserne DK2-SE4, SE4-SE3, SE3-SE2 og SE2-SE1.

Forsyningstilsynet og den svenske regulator vurderer, at det ikke er relevant at identificere det eller de enkelte svenske budområder, hvor ressourcerne til udveksling af FCR med budområdet DK2 hidrører fra. Forsyningstilsynet og den svenske regulator har herefter fundet grundlag for redaktionelt at rette Energinets og Svenska kraftnäts ændringsforslag af 1. april 2022 til metoden, så metodens geografiske anvendelsesområde alene omfatter budområdet DK2 og Sverige.

Forsyningstilsynet og den svenske regulator er enige om, at der herved alene er tale om en redaktionel rettelse, der ikke har karakter af en revision af vilkår m.v. forud for godkendelsen af metoden, som ellers vil være omfattet af EBGL artikel 5, stk. 1, 2. pkt.

Forsyningstilsynets og den svenske regulators redaktionelt rettede udgave af Energinets og Svenska kraftnäts ændringsforslag af 1. april 2022 til metoden offentliggøres således, at de enkelte redaktionelle rettelser er markeret med rød skrift.

PROCES FOR INDKØB AF FCR-KAPACITET VED ÉN ELLER TO AUKTIONER

Forsyningstilsynet bemærker, at Energinets og Svenska kraftnäts ændringsforslag af 1. april 2022 til metoden viderefører uændret fra deres oprindelige metodeforslag af 3. september 2021, at der afholdes to daglige, komplementære auktioner for udbud af FCR, at frist for bud ved den første auktion vil være kl. 00:30 dagen før driftsdøgnet, og at frist for bud ved den anden auktion vil være kl. 18:00 dagen før driftsdøgnet.

Forsyningstilsynet lægger vægt på, at ændringsforslaget til metoden af 1. april 2022 indebærer, at metodens bestemmelser for processen for indkøb af FCR-balanceringskapacitet alene indeholder principperne for denne proces. Frem for at sammenblende principper for og formål med processen, som det var tilfældet i det oprindelige metodeforslag af 3. september 2021.

Forsyningstilsynet lægger desuden vægt på, at Energinet og Svenska kraftnät vil udvikle en ny it-løsning for at sikre en mere gennemsigtig og markedsbaseret proces for indkøb af FCR-balanceringskapacitet. De mængder af FCR, der skal indkøbes ved dagens første auktion, vil herefter blive modelleret og fastsat på baggrund af historiske data. Forsyningstilsynet tager herved i betragtning, at Forsyningstilsynet og den svenske regulator på baggrund af høringsvar ved høring af udkast til metode har udtrykt kritik af, at Energinets og Svenska kraftnäts anmeldte forslag til metode indebærer en knap så gennemsigtig og markant TSO-styret proces for indkøb af FCR-balanceringskapacitet.

Forsyningstilsynet tager dernæst til efterretning, at Energinet og Svenska kraftnät har begrundet fastholdelsen af kl. 00:30 som frist for bud ved den første auktion, at det kræver medarbejdere med særlige kompetencer at styre afholdelsen af auktioner, og at de tidlige morgentimer i forvejen udgør en spidsbelastning for medarbejdernes arbejde. Forsyningstilsynet tager herved også i betragtning, at det alene var et margintalt flertal af høringsparter ved høring af udkast til metode, der støttede kl. 05:30 som frist for bud.

Forsyningstilsynet finder herefter, at metodens bestemmelser for afholdelse af to daglige, komplementære auktioner, for fristerne for afgivelse af bud ved den første og anden auktion, og for processen for indkøb af FCR-balanceringskapacitet hver især og i kraft af bestemmelsernes indbyrdes sammenhæng og i sammenhæng med det forklarende dokument til metoden understøtter, at metoden er i materiel overensstemmelse med formålene ifølge EBGL artikel 3, stk. 1, litra a-d, om bl.a. fremme af konkurrence, gennemsigtighed og ikke-diskrimination samt integration af balancemarkederne.

TSO-TSO-AFREGNING VS. NETTARIF PÅ INDIVIDUELLE TRANSAKTIONER

Det indgår i Forsyningstilsynets vurdering, at Energinet og Svenska kraftnät i ramme af det ændrede, forklarende dokument til metoden af 1. april 2022 har angivet flere eksempler på, hvordan den indbyrdes TSO-afregning mellem Energinet og Svenska kraftnät i praksis må forventes at ske inden for overgangsperioden til og med den 31. januar 2024 for anvendelse af pay-as-bid som prissætningsprincip for metoden.

Forsyningstilsynet finder herefter, at Energinet har påvist på gennemsigtig vis, at metodens bestemmelse for TSO-TSO-afregning for overgangsperioden for pay-as-bid til og med den 31. januar 2024 er i overensstemmelse med elmarkedsforordningens artikel 18, stk. 6, hvorefter der ikke må opkræves netafgifter på individuelle transaktioner ved budområdegrænseoverskridende el-handel.

Forsyningstilsynet finder dertil, at den herved foretagne præcisering er i overensstemmelse med det specifikke formål ifølge EBGL artikel 3, stk. 1, litra a, at fremme gennemsigtighed på balancemarkederne.

SAMMENFATTET VURDERING, OM ANMELDT METODE KAN GODKENDES

Forsyningstilsynet bemærker, at Forsyningstilsynet og den svenske regulator har kompetence efter EBGL artikel 5, stk. 3, litra b, jævnfør artikel 33, til at godkende Energinets og Svenska kraftnäts ændringsforslag af 1. april 2022 til en metode for grænseoverskridende indkøb og udveksling i DK2 og i Sverige af FCR-N, FCR-D opregulering og FCR-D nedregulering.

Forsyningstilsynet bemærker dernæst, at Forsyningstilsynet og den svenske regulator i kraft af et fælles position paper af 18. maj 2022 er enige om at godkende den anmeldte metode.

Forsyningstilsynet finder dertil, som led i en samlet gennemgang og vurdering af den anmeldte metode, at metoden opfylder de sammenhængende, materielle krav og principper ifølge elmarkedsforordningen og EBGL til en metode for grænseoverskridende indkøb og udveksling af balanceringskapacitet i form af FCR.

Forsyningstilsynet godkender på denne baggrund det anmeldte forslag til metode, processuelt efter EBGL artikel 5, stk. 3, litra b og materielt efter EBGL artikel 33, stk. 1.

Forsyningstilsynets afgørelse har herved virkning for den danske TSO Energinet, der indgår i metoden som systemansvarlig for budområdet DK2.

OFFENTLIGGØRELSE AF AFGØRELSEN

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

Offentliggørelsen sker i ét samlet dokumentformat inklusive Forsyningstilsynets og den svenske regulators redaktionelt rettede udgave af Energinets og Svenska kraftnäts ændringsforslag af 1. april 2022 til en metode for grænseoverskridende indkøb og udveksling i DK2 og i Sverige af FCR-N, FCR-D opregulering og FCR-D nedregulering, og hvori de redaktionelle rettelser er rettelsesmarkeret med rød skrift, samt Forsyningstilsynets og den svenske regulators position paper af 18. maj 2022 om godkendelse af den anmeldte metode.

Offentliggørelsen sker på grundlag af elforsyningslovens § 78 b, stk. 1, som fortolket set i lyset af artikel 59, stk. 8, jf. stk. 7, i direktiv (EU) 2019/944. Denne fortolkning indebærer, at der skal ske offentliggørelse af Forsyningstilsynets afgørelser, hvad enten de træffes efter elforsyningsloven eller efter EU-retsakter med direkte virkning. Herunder den aktuelt relevante EU-forordning 2017/2195, der betegnes EBGL.

KLAGEVEJLEDNING

Eventuel klage over denne afgørelse kan indbringes for Energiklagenævnet, jf. § 89, stk. 1, 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

Carl Helman

Fuldmægtig

Energinet and Svenska kraftnät proposal for common and harmonised rules and processes for the exchange and procurement of FCR balancing capacity in accordance with Article 33(1) of Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing

1 April 2022

Contents

Whereas.....	4
TITLE 1 General provisions.....	7
Subject matter and scope.....	7 Article 1
Definitions and interpretation.....	7 Article 2
TITLE 2 Common FCR Capacity Market.....	8
High-level design of the FCR Capacity Market.....	8 Article 3
Prequalification for the provision of FCR balancing capacity.....	9 Article 4
Characteristics of FCR products.....	9 Article 5
Characteristics of FCR bids.....	9 Article 6
FCR balancing capacity bid submission.....	10 Article 7
Procured volume of FCR balancing capacity.....	10 Article 8
Transfer and repurchase of FCR balancing capacity.....	10 Article 9
Principles for the capacity procurement process.....	11 Article 10
TSO-TSO Settlement of procured FCR balancing capacity.....	11 Article 11
Section a: TSO-TSO settlement until the introduction of pay-as-cleared.....	11
TSO-BSP Settlement of procured FCR balancing capacity.....	12 Article 12
Publication of information.....	13 Article 13
TITLE 4 Final provisions.....	13
Publication and implementation of the Proposal.....	13 Article 14
Language.....	13 Article 15

Energinet and Svenska kraftnät, taking into account the following,

Whereas

- (1) This document provides a methodology for the establishment of common and harmonised rules and processes for the exchange and procurement of FCR balancing capacity in accordance with Article 33(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 ~~bidding zone Denmark 2 (DK2) and Sweden bidding zone borders SE4-DK2, SE4-SE3, SE3-SE2 and SE2-SE1.~~ (hereafter referred to as the “the common FCR Capacity Market”). This methodology is hereinafter referred to as the “common FCR Capacity Market Rules”.
- (2) The Transmission System Operators Energinet and Svenska kraftnät (hereafter referred to as the “TSOs”) are considered the TSOs exchanging or mutually willing to exchange balancing capacity pursuant to Article 33(1) of the EB Regulation.
- (3) These common FCR Capacity Market Rules take into account the general principles and goals set out in the EB Regulation, in Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation (hereafter referred to as the “SO Regulation”), in 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”), and in Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity (hereafter referred to as the “Electricity Regulation”).
- (4) The exchange of FCR balancing capacity is based on a TSO-TSO model and the FCR dimensioning rules in accordance with Article 153 of the SO Regulation.
- (5) The common Capacity Market Rules define the capacity procurement process where FCR balancing capacity bids will be submitted to the connecting TSO. Consistent with Article 58(3) of the EB Regulation and the EB Regulation's aims, as stated in its Article 3, the common procurement minimises the overall procurement costs for the balancing market of all jointly procured balancing capacity and enhances the security of supply. The procurement of upward and downward FCR-D balancing capacity is carried out separately while upward and downward FCR-N balancing capacity will be procured jointly. The transmission reliability margin calculated pursuant to Article 22 of the CACM Regulation shall be used for the exchange of FCR balancing capacity.
- (6) The TSOs have held a public consultation between the 19th of April and 18th of May, 2021 on the subject covered by this proposal pursuant to Article 10 in the EB Regulation.
- (7) These common FCR Capacity Market rules contribute to the achievement of the objectives of Article 3 of the EB Regulation. In particular, the common FCR Capacity Market Rules serve the following objectives:
 - a) These common FCR Capacity Market Rules foster effective competition, non-discrimination and transparency in balancing markets (Article 3(1)(a) of the EB

Regulation) by creating a regional market with common rules and processes for the procurement and exchange of FCR balancing capacity. These common FCR Capacity Market Rules, create a common FCR Capacity Market for the procurement and exchange of FCR balancing capacity. The market is based on common, transparent and non-discriminatory rules for submitting bids and selecting bids to cover FCR balancing capacity demand in each control area efficiently. The FCR balancing capacity is procured on a merit-order basis on all relevant auctions, and thus incentives balancing service providers (hereafter referred to as “BSPs”) to price bids competitively in order to get awarded.

- b) These common FCR Capacity Market Rules enhance the efficiency of balancing as well as the efficiency of European and national balancing markets (Article 3(1)(b) of the EB Regulation) and contribute to the objective of integrating balancing markets and promoting the possibilities for exchanges of balancing services while contributing to operational security (Article 3(1)(c) of the EB Regulation). The bid selection of the common FCR Capacity Market is based on a clearing process that seeks to cover the demand obligation for each day-ahead market time unit and product in the common FCR market for FCR balancing capacity by minimising total procurement costs in accordance with Article 58(3)(a) of the EB Regulation. This contributes to efficient balancing by making possible an efficient utilisation of FCR resources across control areas in order to secure the volume of balancing capacity needed to maintain operational security. TSO-TSO settlement is designed with the purpose to reflect conditions for exchange of FCR balancing capacity. Thus, the TSO-TSO settlement does not discriminate any party and contribute to promotion of possibilities for exchange of balancing services.
- c) These common FCR Capacity Market Rules contribute to the efficient long-term operation and development of the electricity transmission system and electricity sector in the Union while facilitating the efficient and consistent functioning of the day-ahead, intraday and balancing markets (Article 3(1)(d) of the EB Regulation) since it establishes a common FCR Capacity Market. The common FCR Capacity Market fosters competition that reflect the scarcity of FCR balancing capacity in different control areas and contributing to efficient market entry of new reserve providing units or groups which can provide FCR balancing capacity.
- d) These common FCR Capacity Market Rules ensure fair, objective and transparent rules for a market-based procurement of balancing capacity. Therefore, the common FCR Capacity Market rules follow the objective of Article 3(1)(e) of the EB Regulation. The process for capacity procurement strives to keep the expected marginal bid unit cost as similar as possible for the two auctions for each product and day-ahead market time frame, while awarding bids according to merit-order. The motivation for this is to minimise the cost of provision, and ensure competition between both auctions. The process respects the constraints of block bids and indivisibility. The motivation for having two complementary auctions is to ensure sufficient supply liquidity as some providers prefer offering FCR balancing capacity before the final day-ahead market coupling takes place, whereas others prefer to offer FCR balancing capacity once the relevant day-ahead market coupling is finalised. The two stage auction procedure having a positive impact on overall FCR balancing capacity bid volume was supported by several responses in the public consultation.

-
- e) These common FCR Capacity Market Rules facilitate the participation of demand response including aggregation facilities and energy storage while ensuring that they compete with other balancing services on a level-playing field and, where necessary, act independently when serving a single demand facility (Article 3(1)(f) of the EB Regulation) by establishing a common FCR balancing capacity Market in which the requirements for FCR balancing capacity products are designed such that they can also be fulfilled by demand response, aggregation facilities and energy storage.
 - f) These common FCR Capacity Market Rules facilitate and do not hamper the participation of renewable energy sources in the common FCR Capacity Market and thus support the achievement of the European Union target for the penetration of renewable generation (Article 3(1)(g) of the EB Regulation).
- (8) Marginal pricing or pay-as-clear shall be the main pricing principle for the methodology, while pay-as-bid may solely be applied as the pricing principle for the methodology for a transitional period, until and including 31 January 2024 at the latest.
- (9) The TSOs are developing decision support tool for volume determination in the capacity procurement process, with the aim to further meet the principles in paragraph (7)(d). The process for volume determination along with historically procured volumes for each FCR balancing capacity product and auction will be published in order to ensure transparency and market function. The TSOs will continuously monitor and review the performance of the volume determination process.

SUBMIT THE FOLLOWING PROPOSAL TO RELEVANT REGULATORY AUTHORITIES WITHIN DENMARK AND SWEDEN:

TITLE 1 General provisions

Article 1 Subject matter and scope

1. This document establishes the common and harmonised rules and processes for the exchange and procurement of FCR balancing capacity in accordance with Article 33(1) of the EB Regulation while respecting the requirements of Article 32 of the EB Regulation.
2. These common FCR Capacity Market Rules apply to Energinet and Svenska kraftnät which are the TSOs exchanging balancing capacity pursuant to Article 33(1) of the EB Regulation.

~~3.~~ The common FCR Capacity Market Rules cover bidding zone Denmark 2 (DK2) and Sweden. ~~bidding zone borders:~~

~~4.~~

~~5.~~ SE4-DK2

~~SE4-SE3~~

~~SE3-SE2~~

~~6.3.~~ SE2-SE1

~~7.4.~~ These common FCR Capacity Market Rules apply to

- FCR for normal operation for upward and downward regulation (FCR-N),
- FCR for disturbance situations for upward regulation (upward FCR-D),
- FCR for disturbance situations for downward regulation (downward FCR-D)

When referring only to FCR balancing capacity, it includes FCR-N, upward FCR-D and downward FCR-D.

~~8.5.~~ The common FCR Capacity Market rules include principles for the FCR balancing capacity procurement process in accordance with Article 58(3) of the EB Regulation.

Article 2 Definitions and interpretation

1. For the purposes of the common FCR Capacity Market Rules, terms used in this document shall have the meaning of the definitions included in Article 2 of the EB Regulation, Article 3 of the SO Regulation, Article 2 of the CACM Regulation, the Electricity Regulation, Commission Regulation (EU) No 543/2013 of 14 June 2013 on submission and publication of data in electricity markets and amending Annex I to Regulation (EC) No 714/2009 of the European Parliament and of the Council (hereafter referred to as the "Transparency Regulation") and Directive (EU) 2019/944 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on common rules for the internal market for electricity and amending Directive 2012/27/EU (hereafter referred to as the "Electricity Directive").
2. The following definitions shall also apply:
 - a) 'pay-as-bid' means that every selected bid receives its demanded price;

- b) ‘TSO demand obligation’ means a balancing capacity volume to be procured determined per control area in accordance with Article 32(1) of the EB Regulation;
 - c) ‘symmetric product’ means that upward and downward balancing capacity are procured together.
3. In the common FCR Capacity Market Rules, 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 this methodology;
 - c) any reference to legislation, regulations, directive, order, instrument, code or any other enactment shall include any modification, extension or re-enactment of it then in force; and
 - d) any reference to an Article without an indication of the document shall mean a reference to this methodology.

TITLE 2 Common FCR Capacity Market

Article 3 High-level design of the FCR Capacity Market

1. The volume of FCR balancing capacity procured by TSOs consists of volumes for
 - a) upward and downward FCR-N capacity,
 - b) upward FCR-D capacity, and
 - c) downward FCR-D capacity.
2. The procurement of FCR balancing capacity shall be performed daily the day before delivery (D-1) at two complementary auctions. Each auction covers every day-ahead market time unit of the trading day.
3. The validity period of bids from FCR balancing capacity products shall be equal to the day-ahead market time unit or be a multiple of the day-ahead market time units.
4. The common FCR Capacity Market is organised based on a TSO-TSO model with one balancing capacity gate closure time for each auction.
5. Gate opening time for BSPs to submit FCR balancing capacity bids is set at 00:00 CET seven days prior to delivery day (D-7) for both auctions.
6. Gate closure time for BSPs to submit FCR balancing capacity bids to the first auction shall be at 00:30 CET D-1. Auction results will be notified to BSPs at latest at 06:30 CET D-1.
7. Gate closure time for BSPs to submit FCR balancing capacity bids to the second auction shall be at 18:00 CET D-1. Auction results will be notified to BSPs at latest at 19:00 CET D-1.
8. BSPs are allowed to transfer its obligations to provide balancing capacity and/or repurchase its obligation to provide balancing capacity from the first auction in the second auction pursuant to Article 9 (3).
9. FCR balancing capacity bids are selected taking into account the constraints and objectives pursuant to Article 10.
10. Auction results will be published no later than 60 minutes after the notification to BSPs.

11. Accepted FCR balancing capacity bids shall be fully available for FCR energy activation during the delivery period.

Article 4

Prequalification for the provision of FCR balancing capacity

1. Each connecting TSO is responsible for the prequalification for the provision of FCR - providing units and/or FCR providing groups in its bidding zones in accordance with Article 155(1) of the SO Regulation.
2. Each BSP intending to provide FCR balancing capacity shall have passed successfully the qualification process defined by the connecting TSO pursuant to Article 16 of the EB Regulation and Article 155 of the SO Regulation.

Article 5

Characteristics of FCR products

1. The TSOs shall use FCR balancing capacity products that fulfill the following characteristics:
 - a) FCR-N is a symmetric product, thus the capacity should include both positive and negative direction.
 - b) Upward FCR-D: the direction of the capacity product shall be positive.
 - c) Downward FCR-D: the direction of the capacity product shall be negative.
2. Activation shall be proportional (pro-rata) to the procured FCR balancing capacity bid volumes per BSP pursuant to Article 154(2) in the SO Regulation.
3. The validity period of a FCR balancing capacity volume is at least one day-ahead market time frame, and in multiples of the day-ahead market time frame.

Article 6

Characteristics of FCR bids

1. Each FCR balancing capacity bid submitted by each BSP shall fulfil the following characteristics:
 - a) the FCR balancing capacity bid price shall be submitted in EUR/MW or SEK/MW;
 - b) the minimum bid quantity and granularity shall be 0.1 MW;
 - c) FCR balancing capacity bids are indivisible.
2. Each FCR balancing capacity bid submitted by each BSP shall contain:
 - a) type of FCR balancing capacity product;
 - b) validity period of FCR balancing capacity bid;
 - c) the volume of the bid in MW;
 - d) the unit price of the bid in [SEK/EUR]/MW and day-ahead market time unit.
3. Each FCR balancing capacity bid submitted by each BSP shall include the day-ahead market time unit(s) for which the bid is valid. For block bids, the bid's minimum acceptance duration in day-ahead market time unit(s) shall be specified. Block bids shall comply with the following requirements:

- a) The minimum acceptance duration for FCR balancing capacity bids submitted to the first auction shall not exceed six consecutive hours.
- b) The minimum acceptance duration for FCR balancing capacity bids submitted to the second auction shall not exceed three consecutive hours.
- c) The volume offered shall be the same for each consecutive market time unit.

Article 7

FCR balancing capacity bid submission

1. BSPs shall submit their FCR balancing capacity bids to the connecting TSO by the gate closure time as defined in Article 3.
2. The bid format and communication protocol for submission of the FCR balancing capacity bids shall be made available on the TSOs' websites.

Article 8

Procured volume of FCR balancing capacity

1. Each TSO is responsible for procuring the TSO demand for FCR balancing capacity for its control area necessary to fulfil the requirements set in the Nordic System Operation Agreement including the synchronous area operational agreement in accordance with Article 118 of the SO Regulation and the LFC block operational agreement in accordance with Article 119 of the SO Regulation.
2. The TSOs shall publish the expected demand obligation for each FCR product per day-ahead market time unit of the trading day. The TSOs revises the expected demand obligation for each FCR product on a daily basis starting seven days prior to the trading day.
3. The repurchased FCR balancing capacity volume(s) on the second auction is procured using bids from the FCR balancing capacity bids in the second auction.

Article 9

Transfer and repurchase of FCR balancing capacity

1. Each BSP is allowed to transfer its obligations to provide balancing capacity pursuant to Article 34 in the EB Regulation. When transferring their obligation to provide FCR balancing capacity, a BSP also transfer their obligation to be fully available for FCR energy activation during the delivery period.
2. Each BSP is allowed to repurchase its obligations to provide balancing capacity from the first auction in the second auction. A BSP shall inform its connecting TSO promptly of a repurchase.
3. The cost of a repurchase during the second auction is equal to the highest accepted capacity bid price for the relevant day-ahead market time unit(s) in the first and second auction multiplied with the volume of repurchase.
4. For each BSP the connecting TSO is allowed to repurchase the BSPs obligations for balancing capacity during the day of delivery (after the second auction has been finalised) using direct purchase if needed. A BSP shall inform its connecting TSO promptly of a repurchase during the trading day.
5. The cost of a repurchase during the trading day is equal to the highest accepted capacity bid price for the relevant day-ahead market time unit(s) in the first and second auction or during a direct repurchase multiplied with the volume of repurchase. A direct repurchase is a bilateral trade between the connecting TSO and a BSP. The connecting TSO contacts all FCR providing BSPs to get additional

offers on FCR balancing capacity, and then selects the bid(s) according to merit-order. In the case there is no FCR balancing capacity available for a direct trade, the cost of a repurchase during the trading day is set to the highest accepted capacity bid price for the relevant day-ahead market time unit(s) in the first and second auction.

Article 10

Principles for the capacity procurement process

1. Bids are accepted according to merit-order, and the overall goal is to minimise the overall cost of provision for the trading day for the common FCR Capacity Market for all FCR products separately.
2. The accepted bids in the first auction are selected based on the expected cost of provision per day-ahead market time unit in the second auction for each FCR balancing capacity product.
3. The accepted bids in the second auction are selected based on merit-order and minimises the overall cost of provision for the trading day per FCR product, while meeting the total demand obligation and potential FCR repurchase volumes for the common FCR market.
4. The objective of the bid selection process is to minimise the overall cost of provision given the constraint defined in paragraph 2 and defined as follows, summing across day-ahead market time units of the trading day t and FCR balancing capacity bids i ,

$$\sum_t \sum_i (bidcost_i \times bidvolume_i \times selected_i)_t$$

Where:

$bidcost_i$ is the FCR balancing capacity bid cost of FCR balancing capacity bid i ;

$bidvolume_i$ is a valid increment of FCR balancing capacity bid i ;

$selected_i$ is a boolean denoting whether or not the FCR balancing capacity bid increment is accepted.

5. The acceptance of bid offers is subject to the operational constraints pursuant to Article 118(1) and 163(2) of the SO Regulation.

Article 11

TSO-TSO Settlement of procured FCR balancing capacity

1. The TSO-TSO settlement will change when the introduction of pay-as-cleared remuneration is introduced, thus two separate TSO-TSO settlements are described and proposed. The first section (section a) describes the current TSO-TSO settlement until the introduction of pay-as-cleared remuneration, and the second section (section b) describes the TSO-TSO settlement after the introduction of pay-as-cleared remuneration.

Section a: TSO-TSO settlement until the introduction of pay-as-cleared

1. The TSO-TSO settlement described in Section a is valid until and including 31 January 2024 at the latest.
2. The TSO-TSO settlement between Energinet and Svenska kraftnät in the common FCR capacity market occurs on a monthly basis.
3. The settlement is calculated for each day-ahead market time frame and per FCR balancing capacity product. The settlement is divided into three consecutive calculation (a-c) steps according to:

- a. Svenska kraftnät invoices Energinet according to the FCR balancing capacity demand obligation (MW) for bidding zone DK2 multiplied with the highest accepted capacity bid price for the relevant day-ahead market time unit in the first and second auction and intraday bilateral procurement (D-0).

$$SUM A_1 = MP_{1, \# \$, \# \%, \# \&} \times DK2 \text{ demand obligation } MW_1$$

- b. Energinet invoices Svenska kraftnät according to the difference between volume weighted average unit price for danish awarded BSPs and the highest accepted capacity bid price for the relevant day-ahead market time unit in the first and second auction and intraday bilateral procurement multiplied with the smallest of the FCR balancing capacity demand obligation for bidding zone DK2 and the accepted FCR balancing capacity volume from danish providers in the first and second auction and intraday bilateral trade (D-0).

$$SUM B_1 = (MP_{1, \# \$, \# \%, \# \&} - VWAP_{1, \# \$}) \times \min(DK2 \text{ demand obligation } MW_1, \text{ Accepted capacity volume } DK2_1)$$

- c. Energinet invoices Svenska kraftnät according to the total accepted FCR balancing capacity volume from danish BSPs multiplied with the corresponding bid unit cost for the accepted bids from danish BSPs from the first and second auction and the intraday bilateral procurement.

$$SUM C_1 = \sum_{\text{selected } \zeta}^{O^{*+}} (bid \text{ cost}_{\zeta} \times bid \text{ volume}_{\zeta} \times \in \text{ danish accepted BSP bids})$$

The net sum of step a-c is settled between the TSOs.

Section b: TSO-TSO settlement after the introduction of pay-as-cleared

1. The TSO-TSO settlement described in Section b will be applied from 1 February 2024 at the latest.
2. The TSO-TSO settlement between Energinet and Svenska kraftnät in the common FCR capacity market occurs on a monthly basis.
3. The TSO-TSO settlement is calculated for each day-ahead market time frame and per FCR balancing capacity product. The TSO-TSO settlement is completed in a single step according to step a below.
 - a. The exporting TSO invoices the importing TSO according to exported capacity (MW) multiplied with the prevailing marginal price (EUR/MW) for each balancing product separately, for each market time unit.

The exported capacity is defined as the difference between the demand for balancing capacity and accepted balancing capacity volume from connecting providers for the specific balancing capacity product.

The prevailing marginal price is defined as the highest unit bid cost of the accepted bids for each balancing capacity product respectively for each market time unit.

Article 12

TSO-BSP Settlement of procured FCR balancing capacity

1. Each TSO shall settle with each BSP each accepted FCR balancing capacity bid volume for each day-ahead market time unit and for each product.
2. Until and including 31 January 2024 at the latest, the settlement shall be equal to the accepted balancing capacity bid volume multiplied with the respective balancing capacity unit price(s) as defined in Article 6.

3. As of 1 February 2024 at the latest the settlement shall be equal to the accepted balancing capacity bid volume multiplied with the respective balancing capacity marginal price.

Article 13 **Publication of information**

1. The TSOs shall publish the accepted FCR balancing capacity volume for each product and for each auction per day-ahead market time unit no later than 60 minutes after the BSPs have been notified of the market results.
2. The TSOs shall publish the volume weighted average FCR balancing capacity unit price for the awarded bids for each product and for each auction per day-ahead market time frame no later than 60 minutes after the BSPs have been notified of the market results.
3. The TSOs shall publish the following information for FCR balancing capacity in accordance with Article 12(3) of the EB Regulation, and in accordance with the applicable decisions of the relevant national regulatory authorities on derogations pursuant to Article 18(7)(e), ref. to Article 12(4), of the EB Regulation:

offered volumes as well as offered prices of procured balancing capacity, anonymised where necessary, no later than one hour after the results of the procurement have been notified to the BSPs. This information shall be published on a publicly accessible website once the outputs of the capacity procurement optimisation function are available and no later than one hour after the accepted FCR balancing capacity bids have been notified to the relevant BSPs;

TITLE 4 Final provisions

Article 14 **Publication and implementation of the Proposal**

1. The TSOs shall publish the common FCR Capacity Market Rules without undue delay after relevant regulatory authorities approved the Proposal or a decision has been taken by the Agency for the Cooperation of Energy Regulators in accordance with Article 5(6) and Article 5(7), of the EB Regulation.
2. The TSOs shall implement the common FCR Capacity Market Rules no later than 12 months after a decision has been made by the relevant regulatory authorities or by the Agency for the Cooperation of Energy Regulators.

Article 15 **Language**

The reference language for the Proposal shall be English. For the avoidance of doubt, where TSOs need to translate the Proposal into their national language(s), in the event of inconsistencies between the English version published by TSOs in accordance with Article 7 of the EB Regulation and any version in another language, the relevant TSOs shall, in accordance with national legislation, provide the relevant national regulatory authorities with an updated translation of the Proposal.

APPROVAL BY DUR AND EI

ON

**ENERGINET AND SVENSKA KRAFTNÄT AMENDED
PROPOSAL FOR COMMON AND HARMONISED RULES
AND PROCESSES FOR THE EXCHANGE AND
PROCUREMENT OF FCR BALANCING CAPACITY IN
ACCORDANCE WITH ARTICLE 33(1) OF COMMISSION
REGULATION (EU) 2017/2195 OF 23 NOVEMBER 2017
ESTABLISHING A GUIDELINE ON ELECTRICITY
BALANCING**

18 May 2022

I. Introduction and legal context

This document elaborates an agreement of Forsyningstilsynet (DUR) and Energimarknadsinspektionen (Ei), reached on 18 May 2022, on the Energinet and Svenska kraftnät amended proposal of 1 April 2022 for common and harmonised rules and processes for the exchange and procurement of FCR balancing capacity.

Energinet and Svenska kraftnät have developed this proposal pursuant to Article 33(1) of Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing (EB Regulation).

Article 33(1) of the EB Regulation states that *two or more TSOs exchanging or mutually willing to exchange balancing capacity shall develop a proposal for the establishment of common and harmonized rules and processes for the exchange and procurement of balancing capacity while respecting the requirements set out in Article 32.*

A draft proposal was consulted by Energinet and Svenska kraftnät from 19 April 2021 until 18 May 2021.

The initial proposal by Energinet and Svenska kraftnät - dated 3 September 2021 - was received by the last regulatory authority on 3 September 2021.

Following from Article 5(6) of the EB Regulation, the relevant regulatory authorities have six months from the receipt of the proposal to make a decision. On 3 February 2022, DUR and Ei reached an agreement to request Energinet and Svenska kraftnät to amend the proposal.

Energinet and Svenska kraftnät amended the proposal - dated 1 April 2022 - and was received by the last regulatory authority on 1 April 2022.

Following from Article 6(1) of the EB Regulation, the relevant regulatory authorities have two months from the receipt of the revised proposal to make a decision. On 18 May 2022, DUR and Ei reached an agreement to approve of the amended proposal.

This agreement of DUR and Ei shall provide evidence that a decision on the proposal does not need to be adopted by ACER pursuant to Article 5(7) of the EB Regulation.

Thus, this agreement is intended to constitute the basis on which DUR and Ei will each of them issue national decisions on the approval of the Energinet and Svenska kraftnät amended proposal of 1 April 2022 for common and harmonised rules and processes for the exchange and procurement of FCR balancing capacity, including DUR and Ei editorial amendments.

The legal basis for the proposal and this agreement by DUR and Ei on the approval of the amended proposal can be found in Articles 3, 4, 5, 6, 32, and 33 of the EB Regulation.

In case, that one or several of the regulatory authorities request an amendment to approve a proposal, DUR and Ei shall decide on the amended proposal within two months following its submission. A national decision is therefore required by DUR and Ei, each of them, by 1 June 2022, as the latest.

II. Energinet's and Svenska kraftnät's proposal

The proposal establishes common and harmonised rules and processes for the exchange and procurement of FCR balancing capacity in accordance with Article 33(1) of the EB Regulation.

The common FCR capacity market rules cover bidding zone Denmark 2 and Sweden, and shall apply for the products, FCR-N, FCR-D upward regulation, and FCR-D downward regulation.

III. Agreed DUR and Ei position

DUR and Ei have assessed Energinet's and Svenska kraftnät's amended proposal.

DUR and Ei recognize that Energinet's and Svenska kraftnät's proposal in general meets the substantial requirements for terms, conditions, and methodologies on the common and harmonised rules and processes for the exchange and procurement of FCR balancing capacity within the relevant region (DK2 and Sweden) in accordance with Article 33(1) of the EB Regulation. DUR and Ei do not find it necessary to specify bidding zone borders, since it is not relevant where in Sweden the resource origins for the exchange to DK2. Hence, the proposal is editorially amended as such that the relevant region is defined as DK2 and Sweden in Article 1(3) of the proposal, and likewise in paragraph 1 of the Whereas Section.

DUR and Ei find that the amended proposal, including DUR and Ei amendments, sufficiently follows the requirements, stated in the request for amendment.

Those required amendments did notably include the following major elements and themes:

Request for amendment: Pay-as-Bid (PAB) until 31 December 2023, Pay-as-Clear (PAC) from 1 January 2024 vis à vis amended proposal: PAB until 31 January 2024, PAC from 1 February 2024

In the last paragraph, on page 4, of the (amended) explanatory document, Energinet and Svenska kraftnät state as reasoning, that "...implementing such major change during the Christmas holiday period is not feasible for the TSOs nor the stakeholders. Furthermore, internal TSO analysis show that implementing PAC earlier in 2023 would be very challenging from an IT development perspective. Thus, the proposal is to implement PAC by 1 February 2024 at the latest."

DUR and Ei agree that Energinet and Svenska kraftnät have provided a reasonable justification for their choice, and that the postponement of the implementation of the PAC mechanism of one month therefore is acceptable.

The legal and technical solution for PAC to be shown in main provisions of the methodology, and the legal and technical solution for PAB to be shown in transitional provisions of the methodology

DUR and Ei agree that the legal and technical solution is satisfactory precise and clear. Ref. notably to Recital no 8, Article 11(1), sections a and b, and Article 12(2) and (3), ref. to (1), of the amended proposal.

Two complementary auctions or one single auction, and thus following more detailed capacity procurement principles, including the exact Gate-Closure-Time (GOT) for the first auction

The amended proposal still includes two complementary auctions, but the underlying more detailed capacity procurement principles are amended, ref. to Recitals no 7(d) and no 9, and Article 10, of the amended proposal.

Also, ref. to the (amended) explanatory document, the section under the headline, “Bid selection principles and publication of information per auction in two-stage auction setup”, on pages 5 to 7, and the section under the headline, “Detailed timing of auctions”, on pages 7 to 8.

DUR and Ei agree that the amended legal text, in conjunction with the amended explanatory document, make the methodology of the auction principles etc. in Article 10 of the methodology sufficiently clear.

Showing [in examples in recitals of the methodology] that the provision on TSO-TSO settlement in Article 11 of the proposal complies with Article 18(6) of the Regulation (EU) 2019/943

DUR and Ei agree that it is sufficient, that Energinet and Svenska kraftnät have chosen to show examples within the (amended) explanatory document under the headline, “TSO-TSO settlement in the FCR capacity market”, on pages 8 to 10.

Hence, DUR and Ei finds that the provided explanation of the TSO-TSO settlement in Article 11 of the methodology fulfill the requirements.

DUR and Ei coherent conclusion on the Energinet and Svenska kraftnät amended FCR proposal

In the course of a coherent conclusion, DUR and Ei acknowledge that the amended proposal of 1 April 2022 constitutes a significant improvement compared to the initial proposal of 3 September 2021.

Thus, DUR and Ei agree to approve the amended proposal by making national decisions.

IV. Actions / conclusions

DUR and, Ei have assessed, consulted, and closely cooperated and coordinated to reach the agreement that the Energinet and Svenska kraftnät amended proposal meets the requirements of the EB Regulation, and as such, is subject to be approved by DUR and Ei.

On the basis of this agreement, DUR and Ei is obliged, each of them, to issue a national decision by 1 June 2022, as the latest. Thus, the Energinet and Svenska kraftnät amended proposal, including Ei and DUR amendments, is to be considered as being adopted upon the decision by the last of the concerned regulatory authorities.

Following the national decisions by DUR and Ei each of the TSOs will be required to publish the amended proposal as approved, in line with Article 7 of the EB Regulation. Energinet and Svenska kraftnät is, each of them, obliged to respect the implementation deadlines provided in the Energinet and Svenska kraftnät amended proposal.