

Forsyningstilsynet
post@forsyningstilsynet.dk
Kopi til Søren Lorenz Rask Søndergaard
slrs@forsyningstilsynet.dk
Journalnummer 21/01999

4. februar 2022
Dok. Id: Deca00001563-
65906408-8047
Dok. ansvarlig: MARTS

Høringssvar - Energinets metode for indkøb af modhandelsenergi

Ørsted hilser muligheden for at afgive svar på *Forsyningstilsynets høring af Energinets anmeldte metode for indkøb af modhandelsenergi* velkommen.

Ørsted anbefaler på baggrund af vedlagte høringssvar at Forsyningstilsynet afviser den anmeldte metode.

Ørsted står som altid til rådighed for uddybende kommentarer.

Med venlig hilsen
Ørsted

Martin Schrøder
Lead Business Developer

marts@orsted.com
Tlf. +4599558987

Indhold

1.	Sammendrag	3
2.	Ørstedes hovedbudskaber	4
2.1	Metoden undergraver sit eget formål	4
2.2	Metoden svækker Tennets incitament til at fremme langsigtede løsninger	5
2.3	Metoden er potentielt i strid med forordning (EU) 2019/943	5
2.4	Metoden er ikke markedskonform	6
2.5	Metoden efterlever ikke allerede fastsatte regler	8
2.6	Øvrige forhold der understøtter en afvisning af metoden	9
3.	Bilag 1 - Baggrund for det tyske modhandelsbehov	10
4.	Bilag 2 - Markedsvirkninger ved Energinets foreslåede metode	14
5.	Bilag 3 – Juridisk notat	22

1. Sammendrag

Energinet har 21. december 2021 anmeldt en metode til indkøb af modhandelsenergi i intraday-markedet (herefter 'Metoden') til delvis erstatning for den nuværende anvendelse af specialregulering i det nordiske regulerkraftmarked.

Ørsted har fremført en række argumenter imod Metoden og har foreslået alternative løsningsforslag, både i løbet af Energinets aktørworkshops i efteråret 2020 og foråret 2021, og i forbindelse med Energinets høring af metodeforslaget i august 2021¹. Ørsted kan desværre konstatere, at dette ikke har ført til substantielle ændringer i Metoden, ligesom Energinet ikke som del af anmeldelsen har vurderet alternative løsningsforslag.

Ørsted præsenterer i dette høringssvar og tilhørende bilag en række forhold, der tilsiger, at den anmeldte metode bør afvises af Forsyningstilsynet, herunder:

- **Metoden undergraver sit eget formål** ved at fjerne de handelskapaciteter, som den er etableret til at opretholde. Metoden er ringere end den historiske løsning, hvor Tennet fjernede kapaciteten i day-ahead markedet i strid med forordning (EU) (2019/943).
- **Metoden svækker Tennets incitament** til at fremme langsigtede løsninger
- **Metoden er potentielt i strid med forordning (EU) 2019/943**
- **Metoden er ikke markedskonform** og Energinet bliver en dominerende aktør i intraday-markedet
- **Metoden efterlever ikke allerede fastsatte regler** for kapacitetsberegningsregion Hansa

Energinet anfører som årsag til anmeldelsen, at det som følge af ændringer i det nordiske mFRR-marked, ikke vil være muligt at anvende specialregulering som modhandel. Disse ændringer er forsinket til foreløbigt februar-maj 2023. Yderligere anfører Energinet, at man ved implementeringen af intraday-auktioner i løbet af 2023 ikke længere i betydeligt omfang vil anvende Metoden. Ørsted finder ikke, at Metodens levetid på blot 6-12 måneder, står mål med dens udviklings-, implementerings- og driftsomkostninger.

Ørsted er af den opfattelse, at Metoden alene vil kunne finde anvendelse på den dansk-tyske grænse (herefter DK1-DE/LU), og at den i praksis er udviklet specifikt til at imødekomme modhandelsefterspørgslen fra TenneT TSO GmbH (herefter Tennet).

Tennets modhandelsefterspørgsel opstår, som nærmere beskrevet i bilag 1, primært som følge af interne flaskehalse i det tyske net i betydelig afstand fra den dansk-tyske grænse. Ørsted anser ikke Metoden for proportional, idet den påvirker det frie marked for el alene med det formål at bistå Tennet med at løse interne flaskehalse, hvorved der sker en diskrimination af det danske elmarked. I stedet bør Energinet lave en analyse af mulige alternative løsninger og herefter vurdere, hvilken løsning, som er den mindst begrænsende, og som vurderes vil være i overensstemmelse med EU-reglerne.

Ørsted uddyber ovenstående hovedbudskaber i de efterfølgende afsnit. På baggrund af en samlet vurdering heraf, samt de øvrige forhold der fremgår af bilag 1-3, anbefaler Ørsted, at Forsyningstilsynet afviser Energinets metode.

¹ Ørsted's høringssvar af 30. august 2021

2. Ørstedes hovedbudskaber

I det følgende præsenteres Ørstedes hovedbudskaber som fremhævet i sammendraget. Disse hovedbudskaber indgår samtidig i Ørstedes samlede vurderinger og anbefalinger til Forsyningstilsynet som fremsat i bilag 1-3.

2.1 Metoden undergraver sit eget formål²

Modhandel anvendes på DK1-DE/LU med det formål at opretholde handelskapaciteten på grænsen på trods af interne tyske flaskehalse³.

Som foreskrevet i el-markedsforordningen skal transmissionskapacitet (NTC), der afspejler de fysiske forhold på grænsen, stilles til rådighed for markedet. Resultatet af day-ahead markedskoblingen vil således være en lastfordeling med en tilhørende prisdannelse, der afspejler fysikken på grænsen, og udbud og efterspørgsel i de omkringliggende budområder. Markedsresultatet mætter på billigst mulig vis forbrugsefterspørgslen med den tilgængelige produktions- og transmissionskapacitet, og sikrer et fysisk og markedsmæssigt korrekt flow på samkøringslinjerne mellem budområderne, eksempelvis eksport fra et lavprisområde i DK1 til et højprisområde i DE. Derved sikrer markedet optimal samfundsøkonomi og korrekte pris- og investeringssignaler til markedsaktørerne.

Med Metoden stilles transmissionskapaciteten tildelt day-ahead markedet dog ikke reelt til rådighed for eksport til Tyskland. Det sker, fordi den anmodede kapacitetsjusteringsmekanisme, som Energinet og Tennet i fællesskab har aftalt, fjerner kapaciteten igen, når intraday-markedet åbner via reduktioner af kapacitetstildelingen til intraday markedskoblingen. Dermed kan det planlagte flow på grænsen ikke realiseres og det fysiske flow på grænsen vil ikke afspejle kapaciteten tildelt i day-ahead markedskoblingen.

I stedet må produktion svarende til Tennets modhandelsbehov afsættes i DK1 og det øvrige nordiske intraday-marked, ligesom Tennet parallelt hermed må indkøbe en tilsvarende mængde i det sydlige Tyskland. Dermed stoppes billige og konkurrencedygtige produktionsanlæg i DK1 og det øvrige Norden, mens dyrere og ikke-konkurrencedygtige anlæg i Sydtykland anmodes om at producere. Metoden resulterer således i en lastfordeling og prisdannelse, der i virkeligheden svarer til en situation, hvor eksportkapacitet mod Tyskland slet ikke er til rådighed for day-ahead markedskoblingen.

Metoden stiller altså kun formelt den krævede minimumskapacitet til rådighed for day-ahead markedet i DK1, men reelt vil både prisdannelse, flow og lastfordeling af produktionsenheder afspejle, at markedsaktørerne reelt ikke har adgang til det tyske marked. Dermed ophæves i praksis virkningen af minimumskapacitetskravet i forordning (EU) 2019/943 artikel 16, stk. 8, og Metoden undergraver sit eget formål.

De ganske betydelige omkostninger ved at udvikle, implementere og anvende Metoden kunne undgås ved blot at afstå fra at tildele kapaciteterne til day-ahead markedet. Samtidig ville de øvrige skadesvirkninger som beskrevet i afsnit 4.2, ved TSO-deltagelse i intraday-markedet undgås. Samlet set er Metoden derfor ringere end det oprindelige

² Ørsted henviser til Bilag 2 Afsnit 4.2.1 for en mere detaljeret gennemgang af problemstillingen

³ Se også bilag 1

udgangspunkt, hvor kapaciteten, i strid med EU-reguleringen, blev fjernet i day-ahead markedet.

Ørsted henstiller til, at det i stedet tilstræbes, at tyske netproblemer løses internt i Tyskland og at der herved ikke vil være behov for begrænsning af DK1-DE/LU i hverken day-ahead eller intraday-markedet. Således sikres det at prisdannelsen i den europæiske day-ahead markedskobling, der danner referencepris for blandt andet de finansielle markeder, og som følge heraf sætter det vigtigste pris- og investeringsignal i det europæiske elmarked, påvirkes mindst muligt.

2.2 Metoden svækker Tennets incitament til at fremme langsigtede løsninger⁴

Et af formålene med den europæiske regulering af transmissionskapacitet er at skabe retvisende investeringssignaler til TSOernes netudbygning. TSOerne skal derfor se de reelle omkostninger og gevinster ved (manglende) transmissionskapacitet på grænserne og internt i deres net. Metoden slører disse prissignaler ved at flytte begrænsningerne fra det interne tyske net til DK1-DE/LU grænsen. Dermed fremstår værdien af transmissionskapacitet for høj (man skaber en flaskehalsindtægt, der potentielt ikke afspejler fysikken, hvor der ikke er manglende kapacitet på grænsen), mens værdien af, at udbygge det tyske interne net fremstår for lav. Dette bidrager til at fastholde den nuværende udfordring med interne flaskehalse i Tyskland fremfor at løse den. Set i lyset af de tyske netbegrænsningers omfang og forventede varighed frem til 2040, som belyst i bilag 1 anses det for at være et væsentligt problem ved Energinets foreslåede model.

Ørsted noterer sig desuden, at Metoden ikke indeholder en mekanisme, der afgrænser, hvilke interne netproblemer, Tennet kan anmode om at få løst ved at lukke grænsen til Danmark, eller blot sikrer, at årsagen til behovet angives, eksempelvis ved at oplyse begrænsende netelement med præcis lokationsangivelse ved modhandelsanmodninger.

Dette skaber en ikke-uvæsentlig risiko for, at kapaciteten på DK1-DE/LU anvendes til at løse netproblemer, der alternativt kunne eller burde have været løst med afhjælpende tiltag internt i Tyskland, men som af politiske eller økonomiske årsager ikke er attraktive for Tennet. Danmark og det øvrige Norden kan dermed blive endestation for diverse tyske netproblemer, som ingen relation har til Danmark eller Norden. På grund af den manglende årsagsangivelse er der ligeledes ikke mulighed for ex-post at vurdere om indgrebet har været berettiget og proportionalt.

2.3 Metoden er potentielt i strid med forordning (EU) 2019/943⁵

Indledningsvis skal det bemærkes, at Energinets metode udelukkende baseres på Energinets vurdering af, at det er i overensstemmelse med forordning (EU) 2019/943 artikel 16, stk. 8, at 70 % reglen er opfyldt, når kapaciteten udelukkende stilles til rådighed i day-ahead markedet.

Metoden er retfærdiggjort ud fra Energinets egen fortolkningen af forordningens artikel 16, stk. 8, på trods af, at der helt åbenlyst hersker uklarhed om fortolkningen heraf.⁶ Det er således ikke taget endelig stilling til fortolkningen af artikel 16, stk. 8, og dermed

⁴ Ørsted henviser til Bilag 2 Afsnit 4.2.3 for en mere detaljeret gennemgang af problemstillingen

⁵ Ørsted henviser til Bilag 3 for en mere detaljeret gennemgang af problemstillingen

⁶ Ørsted henviser til Bilag 3 afsnit 5.2

hvorvidt denne bestemmelse kræver, at kapaciteten skal stilles til rådighed på både day-ahead markedet og intraday markedet eller det alene er et krav, at den stilles til rådighed på day-ahead markedet.

Ørsted finder, at Energinets egen fortolkning er funderet på et meget spinkelt juridisk grundlag, og vurderer, at en overordnet fortolkning af forordning (EU) 2019/943, ikke bør føre til andet resultat end, at artikel 16, stk. 8 gælder for både day-ahead og intraday markedet.

Hertil bemærkes, at ACER efterfølgende i deres anbefalinger til revision af forordning (EU) 2015/1222 (CACM) overfor EU-kommissionen, netop har anbefalet, at finde en løsning, hvor 70 % kravet i en overgangsperiode kan slækkes i intraday tidsrammen. Dette taler for, at ACER er af den opfattelse, at kapaciteten også skal stilles til rådighed i intraday markedet, hvilket EU-kommissionen forventes at tage stilling til i forbindelse med den endelige vedtagelse af revisionen af forordning (EU) 2015/1222 i udgangen af 2022.

Ørsted finder det betænkeligt, hvis man godkender en metode, hvis fortolkning af artikel 16, stk. 8 kan anfægtes juridisk, og som tilmed vil medføre ikke uvæsentlige omkostninger at implementere. Hertil kommer, at tidshorisonten for Metodens anvendelse er yderst usikker.

Endvidere kan der rent juridisk argumenteres for, at Energinets metode ikke er proportional i forhold til det råderum, som forordningen giver i relation til modhandel og kapacitetsudfordringer. Yderligere er Metoden ikke en kortsigtet løsning på en midlertidig problemstilling, men derimod med til at fastholde en permanent problemstilling på langt sigt, hvilket er stik imod formålene med forordning (EU) 2019/943. Metoden kan formentlig derfor være i strid med både artikel 14 og 16, uanset hvad der måtte gælde i forhold til fortolkningen af, om 70 % kravet finder anvendelse på intraday markedet.⁷

2.4 Metoden er ikke markedskonform⁸

Handelsmængderne i det danske intraday-marked er små – årligt sælges 16-19 TWh i day-ahead markedet i DK1, mens kun 1-1,5 TWh sælges i intraday markedet.⁹ Såfremt Energinet vil handle de fulde modhandelsanmodninger fra Tenneset i intraday-markedet i DK1, vil Energinet sidde på 70-80% af salgssiden i markedet baseret på 2020-2021 data.

Energinets salgsaktivitet på vegne af Tenneset er ikke fordelt jævnt over året. I timer med betydelige modhandelsmængder må Energinet formodes at være eneste sælger i markedet. I 2021 oversteg Energinets specialreguleringsvoluminer således intraday-salgsvolumen i DK1 i 82% af timerne med specialregulering¹⁰.

Metoden medfører således, at Energinet kommer til at indtage en dominerende stilling på intraday markedet. Ørsted er bekymret for, at dette vil have en negativ virkning på de øvrige markedsaktører – eksempelvis ved at begrænse markedsaktørernes muligheder for omkostningseffektivt at balancere deres porteføljer. Det kunne være en situation, hvor

⁷ Ørsted henviser til Bilag 3 Afsnit 5.3

⁸ Ørsted henviser til Bilag 2 Afsnit 4.2.2 for en mere detaljeret gennemgang af problemstillingen

⁹ Ørsted henviser til Bilag 2 Afsnit 4.2.2, side 19

¹⁰ 3164 ud af 3478 timer jf. Ørsteds egne beregninger

en markedsaktør gerne vil afsætte positive produktionsubalancer (typisk højere vindproduktion end ventet) i intraday-markedet, samtidig med at Energinet oversvømmer markedet med betydelige mængder modhandelsenergi. Desuden ekskluderer Metoden markedsaktører fra at handle modsat af modhandelsretningen, eksempelvis ved ændrede markedsvilkår.

Energinets salg i intraday-markedet sker til en med Tennet aftalt minimumspris, som ikke offentliggøres til markedet. Ved store salgsvoluminer og begrænset efterspørgsel fra det øvrige Norden (pga. fysiske eller kommercielle begrænsninger) vil Tennet reelt kunne diktere prisdannelsen i DK1, da Energinets salgsbud på vegne af Tennet vil udgøre en meget stor andel af markedet. I normalsituationer, hvor der er tilgængelig eksportkapacitet på den danske forbindelse til Norge, vil Tennets modhandelsenergi skulle prissættes under den norske spotpris for at kunne afsættes. Dette vil betyde, at spotprisen i DK1, stik imod de fri markedsmekanismer, i højere grad vil konvergere med Norden end med Tyskland, da efterspørgsel vil blive flyttet fra day-ahead til intraday.

Day-ahead markedet har til dato været den dominante handelsplads i det europæiske elmarked. Reguleringen har således taget udgangspunkt i dette forhold. Der er Ørstedes opfattelse, at Energinets foreslåede modhandelsmodel vil ændre dette forhold således at intraday-markedspladsen bliver den dominante, og day-ahead markedet alene kommer til at spejle dette marked. Implicitte regulatoriske antagelser om det dominante marked, skal således vurderes nøje. Ørsted opfordrer til at Forsyningstilsynet forholder sig kritisk hertil og bør vægte det markedskonforme i modellen.

Yderligere er Ørsted bekymret for, at Energinets rolle på intraday markedet vil kunne føre til et muligt misbrug af Energinets dominerende stilling. Energinets ageren vil som anført helt grundlæggende afvige væsentligt fra de øvrige aktørers kommercielle ageren, og vil kunne påvirke markedsmekanismerne på intraday markedet væsentligt, herunder påvirke mængder og priser.

Endeligt medfører Metoden, at når Energinet og Tennet har gennemført deres handler i intraday-markederne i DK1 og DE/LU, eventuelt gennem en balanceansvarlig tredjepart, vil handelsmængderne optræde som ubalancer. Energinet har solgt mængder, som de ikke producerer, og Tennet har købt mængder, som de ikke forbruger. Disse ubalancer vil for almindelige markedsaktører (som Tennet og Energinet må anses for at være i disse situationer) skulle afregnes i ubalancemarkedet. Metoden beskriver ikke, hvordan Energinet vil håndtere dette, ligesom de generelle rammer om TSO-TSO handlen ikke fremgår. Ørstedes forståelse af Metoden er, at Energinet og Tennet vil 'udligne' ubalancerne fra henholdsvis salg af energi i DK1 og køb af energi i DE/LU ved at gennemføre en grænseoverskridende TSO-handel i intraday-tidsrammen udenom den europæiske intraday-plattform. Ørsted anmoder Forsyningstilsynet om at vurdere, hvorvidt denne form for eksplicit handel med grænseoverskridende intraday-kapacitet potentielt er i strid med forordning (EU) 2015/1222 artikel 67.

Yderligere er Ørsted bekymret for, at Energinets rolle på intraday markedet vil kunne føre til et muligt misbrug af Energinets dominerende stilling. Energinets ageren vil som anført helt grundlæggende afvige væsentligt fra de øvrige aktørers kommercielle ageren, og vil kunne påvirke markedsmekanismerne på intraday markedet væsentligt, herunder påvirke mængder og priser.

2.5 Metoden efterlever ikke allerede fastsatte regler¹¹

Effekten af Energinets anmeldte metode er baseret på to centrale mekanismer, som finder anvendelse efter aftale med Tennet:

- **Modhandel:** Energinet sælger på vegne af Tennet modhandelsenergi fra Tyskland i det danske intraday-marked.
- **Kapacitetsjusteringsmekanisme:** Energinet anmelder som en del af Metoden den med Tennet aftalte kapacitetsjusteringsmekanisme, som fjerner handelskapacitet i intraday-markedet gennem justering af Net Transfer Capacity (NTC) og Already Allocated Capacity (AAC)

Metodens anvendelse af kapacitetsjustering på grænsen samt modhandel som afhjælpende tiltag er i Kapacitetsberegningsregion Hansa allerede omfattet af godkendte metoder under forordning (EU) 2015/1222.

Konkret er anvendelsen af belastningsomfordeling og modhandel på DK1-DE/LU reguleret af CCR Hansa Redispatch and Countertrade Methodology (RDCT).¹² Ørsted har svært ved at se, at Metoden kan rummes i CCR Hansa RDCT henset til metodens formulering (12) *"The activation of RD or CT measures will be done as close to the time of operation as possible"* samt beskrivelserne i metodens forklarende dokument¹³ *"The TSO can then activate the RD and CT measures at the shortest time compatible with the delay needed to their implementation, as long as they are still relevant"*.

CCR Hansa metoden foreskriver, at modhandel foretages så tæt på driftsøjeblikket som muligt, hvilket er i overensstemmelse med den nuværende praksis for at gennemføre modhandel i balancetidsrammen. At flytte denne modhandel til intraday-tidsrammen øger derimod tidsintervallet mellem hhv. aktivering og driftsøjeblikket for modhandel, hvilket er i modstrid med RDCT.

For så vidt angår den af Energinet anmeldte kapacitetsjusteringsmekanisme, som er aftalt med Tennet, fremgår det af metodebeskrivelsen, at den ikke er i overensstemmelse med den af de regionale regulatorer i Hansa-regionen allerede godkendte Hansa CCM, som forventes at træde i kraft i 2024. Energinet anerkender ligeledes, at det er meget muligt, at den anmeldte kapacitetsjusteringsmekanisme alene vil gælde frem til 2024, hvor den afløses af den nye kapacitetsjusteringsmekanisme, som overholder Hansa CCM (hertil kommer en implementeringsfrist på op til 6 mdr.).

Ørsted stiller spørgsmålstejn ved, om Forsyningstilsynet har mandat til at godkende den af Energinet anmeldte kapacitetsjusteringsmekanisme henset til, at der allerede foreligger en godkendt kapacitetsjusteringsmekanisme i Hansa-regi og at mekanismen ikke overholder Hansa CCM. Her bør det også tages i betragtning, at den mellem Energinet og Tennet aftalte kapacitetsjusteringsmekanisme ikke er godkendt af de regionale regulatorer i Hansa-regionen, men alene er aftalt mellem Energinet og Tennet, og udelukkende vil gælde for DK1-DE/LU.

¹¹ Ørsted henviser til Bilag 3 for en mere detaljeret gennemgang af problemstillingen

¹² Forsyningstilsynet afgørelse: <https://forsyningstilsynet.dk/media/9292/godkendelse-af-aendret-metode-for-belastningsomfordeling-og-modkoeb-for-kapacitetsberegningsregion-hansa.pdf>

¹³ Explanatory Document til CCR Hansa RDCT metode: <https://forsyningstilsynet.dk/media/9295/bilag-5-hansa-tsoernes-forklarende-dokument-af-19-02-2021-til-en-aendret-rdct-metode-for-ccr-hansa.pdf>

2.6 Øvrige forhold der understøtter en afvisning af metoden

Energinet anfører som årsag til anmeldelsen af Metoden, at det senest i november 2022, ved indførelsen af det automatiserede nordiske mFRR-marked, ikke vil være teknisk muligt at anvende dansk specialregulering som modhandel. Ørsted noterer sig dog, at Energinet den 11. januar 2022 meddelte, at det nordiske mFRR-marked er forsinket til foreløbigt februar-maj 2023, hvormed den af Energinet anførte deadline ikke længere er relevant.

Desuden kan Ørsted forstå, at Energinet ved implementeringen af intraday-auktioner i løbet af 2023 ikke længere i betydeligt omfang vil anvende den anmeldte metode. Ørsted forventer derfor, at den anmeldte metode vil have en levetid på blot 6-12 måneder – og alene på en enkelt dansk samkøringslinje (DK1-DE/LU) – før den erstattes af intraday-auktionerne. Ørsted finder ikke, at Energinets udviklings-, implementerings- og driftsomkostninger, for Metoden står mål med denne tidshorisont.

Endeligt er det Ørsteds opfattelse, at Energinet vil skulle anmelde ny metode til anvendelse af modhandel af intraday-auktionerne, forud for implementeringen af disse. En sådan metodeanmeldelse vil derfor sandsynligvis skulle foreligge allerede ved udgangen af 2022.

3. Bilag 1 - Baggrund for det tyske modhandelsbehov

Da Metoden alene vil finde anvendelse på budområdegrænsen DK1-DE/LU, er en beskrivelse af den konkrete udfordring, Metoden søger at løse, central for en vurdering af Metodens berettigelse og proportionalitet.

Energinets metodeanmeldelse forholder sig ikke hertil, men lægger til grund, at Energinet er forpligtet til at stille en model til rådighed for at løse Tennets modhandelsbehov, uanset hvad dette behov udspringer af, og uanset dets omfang. Ørsted er uenig i, at Energinet er forpligtet til at stille en løsning til rådighed for Tennet, og finder, at det er nødvendigt at redegøre for modhandelsbehovets årsag, for at sikre, at Metodens indgreb i markedet er proportionelt med det problem, der søges løst. Det er Ørsteds forståelse, at Tennets modhandelsefterspørgsel primært opstår som følge af interne flaskehalse i det tyske net, som geografisk er i betydelig afstand fra den dansk-tyske grænse. Dette redegøres der for i det følgende.

3.1 Baggrund for det tyske modhandelsbehov

Tennets begrænsninger af kapaciteten på DK1-DE/LU har i 2017-2018 været genstand for både politiske aftaler og undersøgelser af Europa-Kommissionens Generaldirektorat for Konkurrence (DG COMP):

- Juli 2017: Joint Declaration¹⁴ mellem KEFM og BMWi for at garantere faste og stigende handelskapaciteter på den dansk-tyske grænse
- Marts 2018: EC Preliminary Assessment om Tennets begrænsning af handelskapacitet på den dansk-tyske grænse og opdeling af det indre marked
- December 2018: DG COMPs beslutning af 7. december 2018 som gør Tennets tilsagn om garanterede minimumskapaciteter til handel på den dansk-tyske grænse bindende (herefter 'Tennet Commitment Decision')¹⁵

3.2 Udvikling i det tyske modhandelsbehov

Tennets modhandelsbehov har siden implementeringen af Joint Declaration og den efterfølgende Tennet Commitment Decision været kraftigt stigende – fra 1598 GWh i 2018 til 4954 GWh i 2021. Modhandelsbehovet har oftest været forklaret med, at det tyske transmissionsnet ikke kan håndtere situationer med import af store mængder dansk vindproduktion. Ørsted kan dog konstatere, at det årlige omfang af Tennets modhandelsbehov er afkoblet fra størrelsen på den danske vindproduktion. I 2021 steg Tennets modhandelsbehov med 25 % sammenlignet med 2020. Til sammenligning var vindproduktionen i Danmark knap 10 % lavere end det foregående år.

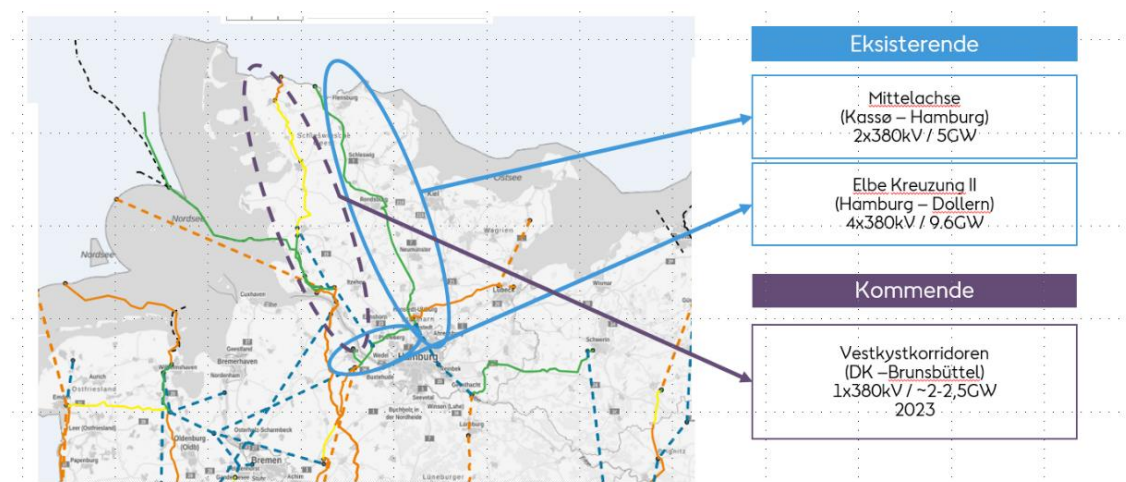
Det nordtyske transmissionsnet er allerede nu udbygget i et omfang, så transmissionskapaciteten i Schleswig-Holstein fra den dansk-tyske grænse til syd for Elben langt overstiger kapaciteten på DK1-DE/LU. I normalsituationer uden udfald på de

¹⁴ <https://www.bmw.de/Redaktion/EN/Pressemitteilungen/2017/20170614-deutschland-und-daenemark-einigung-auf-stromhandel.html>

¹⁵ AT.40461 DE/DK Interconnector

https://ec.europa.eu/competition/elojade/isef/case_details.cfm?proc_code=1_40461

interne transmissionselementer nord for Elben er der således tilsyneladende allerede i dag rigelig kapacitet til at tillade fuld eksport på DK1-DE/LU. I 2023 vil etableringen af 380kV ledningerne i Vestkystkorridoren fra den danske grænse til Brunsbüttel umiddelbart nord for Elben – hvoraf 92km af 137km allerede er opført – yderligere øge denne transmissionskapacitet med estimeret 2-2,5GW. Derefter vil netudbygningen af AC-nettet fra Danmark til Elben være færdiggjort, se Figur 1 herunder.



Figur 1 - Transmissionskapacitet i det nordtyske net

Der er desuden en betydelig mængde installeret produktionskapacitet nord for Elben som via redispatch i det tyske budområde kan bidrage til at løse interne flaskehalse. Alene i Schleswig-Holstein er der mere end 9GW installeret vindproduktionskapacitet, herunder ca. 1.7GW offshore vind, som potentielt vil kunne nedreguleres for at afhjælpe interne flaskehalse.

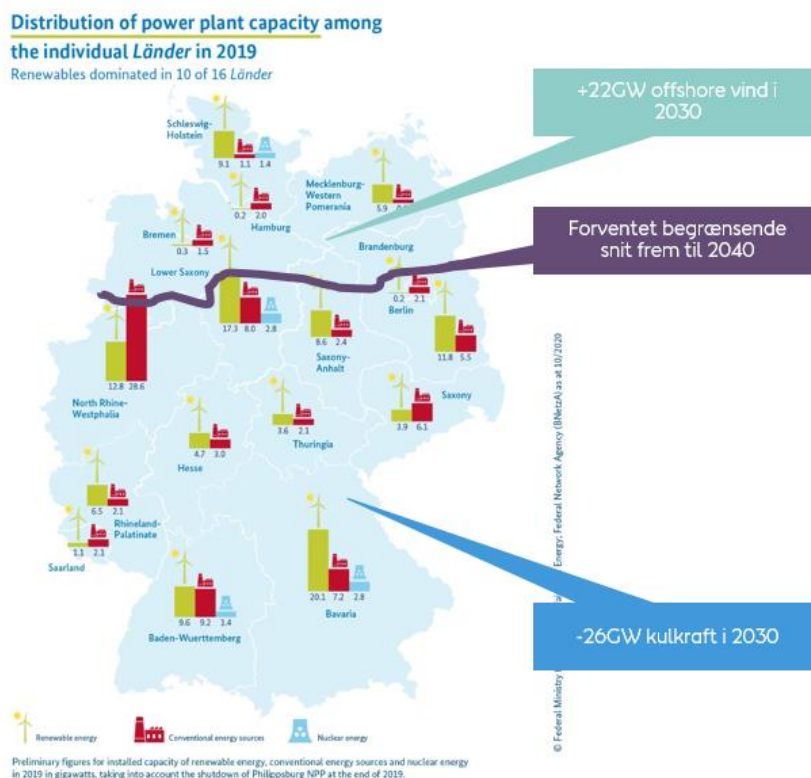
Der er i de kommende år planlagt betydelig nord-sydgående netudbygning i Tyskland som kan afhjælpe de interne flaskehalse længere sydpå i det tyske transmissionsnet. HVDC-forbindelsen SuedLink fra Brunsbüttel til Gossgartach i Baden-Wurtemberg på 4GW forventes efter flere forsinkelser at være færdigetableret i 2028¹⁶.

Nye transmissionsforbindelser vil frem til 2030 delvist afhjælpe de interne flaskehalse i Tyskland. Dog forventer den tyske regering i samme periode at udbygge offshore vind kapaciteten i Nordsøen med ca. 22GW og lukke ca. 26GW termisk produktion i resten af Tyskland. Dette vil alt andet lige bidrage til at opretholde de nuværende interne flaskehalse.

Dette understøttes af analyser udarbejdet for Ørsted af THEMA (2020)¹⁷, som peger på, at de tyske flaskehalse vil fortsætte frem til 2040 i et snit fra Berlin over Hannover og umiddelbart nord om det forbrugs- og kulproduktionstunge Ruhr-distrikt, se Figur 2.

¹⁶ https://www.netzausbau.de/Vorhaben/ansicht/de.html?cms_nummer=3&cms_gruppe=bbplg

¹⁷ Rapporten er ikke offentliggjort



Figur 2 - Forskydninger i produktionskapacitet i 2030 og forventet intern flaskehals¹⁸

Metoden sigter derfor ikke mod at løse et midlertidigt tysk problem, som kan forventes reduceret eller elimineret indenfor en kortere årrække, men derimod mod at løse en permanent flaskehals i det tyske net. Såfremt den tyske regerings målsætninger om VE-udbygning indfries, vil Metoden medføre, at endnu større mængder overskudsproduktion fra Tyskland presses til Danmark og det resterende Norden.

Permanente, strukturelle flaskehalse internt i et budområde bør i henhold til forordning (EU) 2019/943 løses ved netudbygning eller alternativt ved opdeling i flere budområder. Modhandel og belastningsomfordeling bør alene anvendes som midlertidige tiltag. Ørsted finder ikke, at det i tilfældet DK1-DE/LU kan sandsynliggøres, at modhandel alene er et midlertidigt tiltag. Ørsted noterer sig endvidere, at modhandel allerede nu har været anvendt siden 2015 som følge af Bundesnetzagenturs udmelding om, at støtte fra naboer skal udnyttes før nedregulering af tysk VE-produktion kan tillades.

Ørsted er således uforstående overfor Tennets behov for at begrænse udvekslingen af energi på DK1-DE/LU fremfor at anvende alternative løsninger internt i Tyskland.

¹⁸ Kilder:

- Kort fra BMWi: <https://www.bmwi-energiwende.de/EWD/Redaktion/EN/Newsletter/2021/01/Meldung/direkt-answers-infographic.html>
- Forventet flaskehals jf. ikke-offentliggjort rapport udarbejdet af THEMA (2020) for Ørsted
- Ændringer i produktionskapacitet jf. den tyske regerings program for VE-udbygning samt kuludfasningsplanen

Dette understøttes yderligere af Tennes Commitment Decision, hvor DG COMPs bekymringer på DK1-DE/LU i høj grad kan genfindes i Metoden:

- *Tennet may be dominant within the meaning of Article 102 of the Treaty on the market for the transmission of electricity on its network, including the DE-DK1 interconnector connected to it*
- *Tennet's behaviour of limiting commercial capacity on the DE-DK1 interconnector is capable of having anticompetitive effects.*
- *That that behaviour may have resulted in partitioning of the internal market and discrimination between network users based on their place of residence in breach of Article 102 of the Treaty and Article 54 of the EEA Agreement*
- *That Tennet has not put forward any valid objective justification for its behaviour.*

Ørsted henstiller til, at Forsyningstilsynet tager DG COMPs bekymringer med i sin vurdering af hensigtsmæssigheden af Metoden, hvor tilsvarende bekymringer er til stede.

4. Bilag 2 - Markedsvirkninger ved Energinets foreslåede metode

4.1 Metodens anvendelsesområde

4.1.1 Metodens geografiske anvendelsesområde

Det fremgår af Energinets anmeldelse, at Metoden ikke kan anvendes på de nordiske grænser¹⁹, både fordi de øvrige nordiske TSOer ikke ønsker at anvende intraday-markedet til modhandel, og fordi den nordiske kapacitetsberegning (Nordic CCM) ikke tillader den for Metoden nødvendige fjernelse af handelskapacitet i intraday-markedet. Det er Ørsteds forståelse, at dette nødvendigvis også udelukker anvendelse på DK1-DK2, som er omfattet af Nordic CCM.

Der er ligeledes ikke beskrevet tiltag til aftaler med Tennet NL på CobraCable eller 50Hertz på KONTEK.

Metoden er således begrænset til alene at gælde budområdegrænsen DK1-DE/LU, mens den nuværende specialreguleringsmetode - også efter introduktionen af det automatiserede nordiske mFRR marked - vil skulle anvendes til at opretholde kapaciteten på de øvrige danske budområdegrænser. Det er således Ørsteds forståelse, at det også i fremtiden vil være muligt at anvende specialregulering mhp. at opretholde en sikker drift af elsystemet.

4.1.2 Metodens anvendelse ved strukturelle og uventede modhandelsbehov

Energinet anfører, at Metoden vil finde anvendelse i situationer, hvor nabo-TSOer efterspørger modhandel med Energinet med tilstrækkelig afstand til driftstimen til at intraday-markedet kan benyttes til denne modhandel. Ifølge Energinet vil Metoden kunne anvendes ved både strukturelle og uventede netbegrænsninger.

- Uventet modhandel omfatter "anmodninger om modhandel som følge af udfald på en samkøringslinje eller kritisk netværkskomponent".
- Strukturel modhandel omfatter "modhandelsbehov udløst af Tennet Commitment Decision og 70 %-reglen, som fremsendes inden den fastsatte frist for anmodninger om strukturel modhandel".

Ørsted anerkender, at handelskapaciteter på en budområdegrænse kan reduceres som følge af udfald på forbindelsen idet den oprindelige kapacitet ikke længere er fysisk til rådighed (uventet modhandel). Denne praksis finder allerede i dag sted i både day-ahead og intraday markedet, hvor Energinet ved udfald på en samkøringslinje udsender en markedsmeddelelse (Urgent Market Message – UMM) og samtidig reducerer NTC på forbindelsen ved kapacitetsindmeldingen til både day-ahead og intraday-markedet i udfaldsperioden.

Ørsted finder derimod ikke, at Metoden kan anvendes til strukturel modhandel udløst af Tennet Commitment Decision eller 70%-reglen, hvor der reelt er fuld fysisk kapacitet til rådighed på grænsen, og hvor kapacitetsbegrænsningen alene skyldes flaskehalse i det bagvedliggende transmissionsnet internt i et budområde. Anvendelse af Metoden til

¹⁹ Budområdegrænser i CCR Nordic – DK1-SE3, DK2-SE4, DK1-DK2, samt de svenske og finske budområdegrænser

strukturel modhandel vil medføre, at interne flaskehalse fra eksempelvis det tyske transmissionsnet, på kunstig vis flyttes til DK1-DE/LU.

Dok. Id: Deca00001563-
65906408-8047

Energinet anfører, at Metoden vil finde anvendelse i situationer med interne flaskehalse i Danmark. Ørsted opfordrer Forsyningstilsynet til nærmere at undersøge, hvorvidt begrænsninger på danske udlandsforbindelser som følge af anvendelse af Metoden til håndtering af flaskehalse internt i de danske budområder, er foreneligt med de danske forpligtelser til at tildele kapacitet til markedet i henhold til artikel 16 i forordning (EU) 2019/943.

Ved anvendelse på budområdegrænsen DK1-DE/LU, er det, som redegjort for i Bilag 1, Ørsteds forståelse, at Tennets modhandelsefterspørgsel primært opstår som følge af interne flaskehalse i det tyske net. Disse flaskehalse ligger, som følge af de seneste års netudbygning, geografisk i betydelig afstand fra den dansk-tyske grænse. Tennet har, som også beskrevet i Bilag 1, tilstrækkelig transmissionskapacitet fra den dansk-tyske grænse til Elben, og har desuden mere end 9GW installeret elproduktionskapacitet nord for de interne netbegrænsninger. Med de rette incitamenter kunne denne kapacitet reguleres fremfor at reducere kapaciteten på DK1-DE/LU.

Såfremt de interne netbegrænsninger, der giver anledning til behovet for belastningsomfordeling og modhandel, har permanent karakter – hvilket er Ørsteds begrundede formodning – er den korrekte løsning at opdele Tyskland i budområder. Ørsted anerkender, at en sådan beslutning ikke ligger indenfor det danske Forsyningstilsyns ansvarsområde, men noterer sig, at Energinets foreslåede metode vil reducere behovet for at træffe de rigtige beslutninger internt i Tyskland, og derfor vil bidrage til at opretholde udfordringerne med interne flaskehalse, som kunstigt forskydes til den dansk-tyske grænse. Ørsted finder ikke dette hensigtsmæssigt, og mener at det bør give Forsyningstilsynet anledning til at afvise Metoden.

4.2 Metodens markedseffekter

Effekten af Energinets anmeldte metode er baseret på to centrale mekanismer, som finder anvendelse efter bilateral aftale med Tennet:

- **Modhandel:** Energinet sælger på vegne af Tennet modhandelsenergi fra Tyskland i det danske intraday-marked.
- **Kapacitetsjusteringsmekanisme:** Energinet anmelder som en del af Metoden den med Tennet aftalte kapacitetsjusteringsmekanisme, som fjerner handelskapacitet i intraday-markedet gennem justering af Net Transfer Capacity (NTC) og Already Allocated Capacity (AAC)

Ørsted vil i det følgende redegøre for disse mekanismers uhensigtsmæssige påvirkninger på elmarkedet.

4.2.1 Reduktion af handelskapaciteten på DK1-DE/LU

Metoden anvendes på DK1-DE/LU for at opfylde Tennets modhandelsbehov med det formål at opretholde handelskapaciteten på grænsen²⁰.

²⁰ Se også bilag 1

Metoden opfylder formentligt ikke kravene om kapacitetstildeling på DK1-DE/LU jf. Tennet Commitment Decision og artikel 16 i forordning (EU) 2019/943 (70%-kravet) ved alene at stille kapaciteten til rådighed i day-ahead markedet, jf. bilag 3.

Dok. Id: Deca00001563-
65906408-8047

Som foreskrevet i el-markedsforordningen skal transmissionskapacitet (NTC), der afspejler de fysiske forhold på grænsen, stilles til rådighed for markedet. Resultatet af day-ahead markedskoblingen vil således være en lastfordeling med en tilhørende prisdannelse, der afspejler fysikken på grænsen, og udbud og efterspørgsel i de omkringliggende budområder. Markedsresultatet mætter på billigst mulig vis forbrugsefterspørgslen med den tilgængelige produktions- og transmissionskapacitet, og sikrer et fysisk og markeds-mæssigt korrekt flow på samkøringslinjerne mellem budområderne, eksempelvis eksport fra et lavprisområde i DK1 til et højprisområde i DE. Derved sikrer markedet optimal samfundsøkonomi og korrekte pris- og investeringssignaler til markedsaktørerne.

Med Metoden stilles transmissionskapaciteten i day-ahead markedet dog reelt ikke til rådighed for eksport til Tyskland, da den foreslåede kapacitetsjusteringsmekanisme aftalt mellem Energinet og Tennet fjerner kapaciteten igen, når intraday-markedet åbner via reduktioner af NTC og AAC til intraday markedskoblingen. Dermed kan det planlagte flow på grænsen ikke realiseres og det fysiske flow på grænsen vil ikke afspejle kapaciteten tildelt i day-ahead markedskoblingen.

I stedet må produktion svarende til Tennets modhandelsbehov afsættes i DK1 og det øvrige nordiske intraday-marked, ligesom Tennet parallelt hermed må indkøbe en tilsvarende mængde i det sydlige Tyskland. Dette vil alt andet lige indebære, at billige og konkurrencedygtige produktionsanlæg i DK1 og det øvrige Norden stoppes, mens dyrere og ikke-konkurrencedygtige anlæg i Sydtykland anmodes om at producere. Herved diskrimineres danske producenter, da de afskæres fra at afsætte konkurrencedygtig produktion til Tyskland. På tilsvarende vis diskrimineres nordtyske forbrugere, da de afskæres fra at købe billigere dansk elproduktion, og dermed ender med at betale kunstigt høje elpriser.

En væsentlig forudsætning for Metoden er, at den anmeldte kapacitetsjusteringsmekanisme, som er baseret på en aftale mellem Energinet og Tennet godkendes af Forsyningstilsynet. Det er denne mekanisme, der fjerner handelskapacitet i intraday markedet gennem justeringer i NTC og AAC. Ørsted henstiller til, at Forsyningstilsynet ser nærmere på, om den mellem Energinet og Tennet aftalte kapacitetsjusteringsmekanisme udgør en konkurrencebegrænsende aftale i strid med artikel 101(1) TEUF, særligt henset til de konkurrencebegrænsende virkninger, som mekanismen har på såvel day-ahead og intraday markederne, som nærmere beskrives i det følgende.

Illustration af reduktionen af handelskapacitet

Samlet set reducerer Metoden den totale handelskapacitet til rådighed på DK1-DE/LU markant. Dette fremgår i Figur 3 nedenfor, som illustrerer sammenhængen mellem handelskapacitet i day-ahead markedet og intraday-markedet.

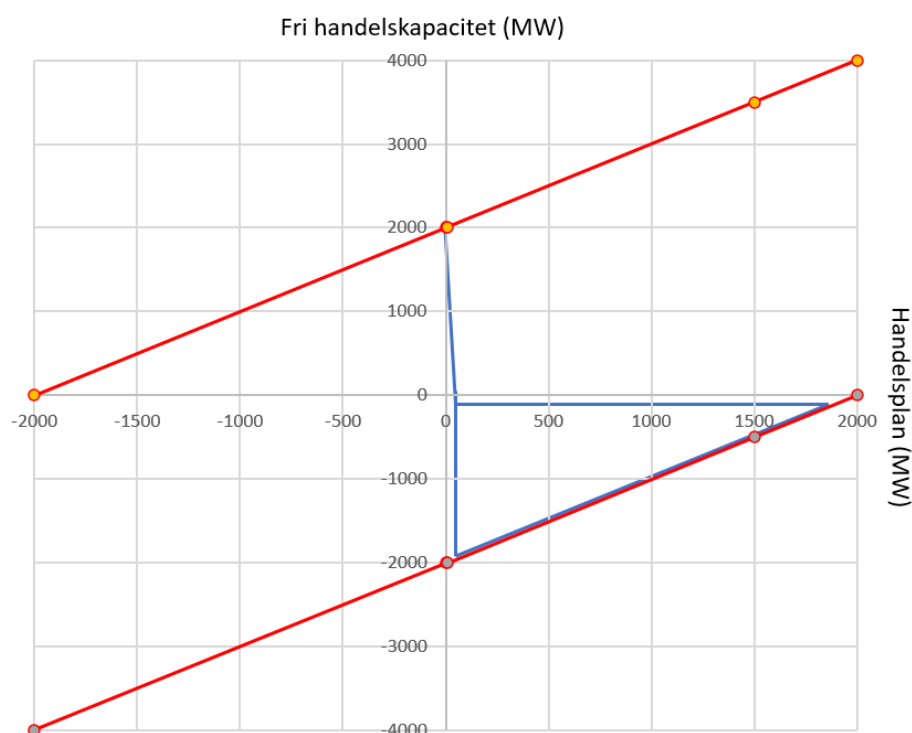
1. Udgangspunkt

- Ved markedsåbningen bliver den fulde kapacitet (NTC) stillet til rådighed for markedet (+/- 2000 MW)
- Hvis day-ahead clearingens resulterer i en neutral udveksling på DK1-DE/LU (0 MW) vil denne fulde kapacitet overføres til intraday-markedet.

- Hvis der i stedet eksporteres 2000 MW fra DK1 til DE vil der ikke være yderligere kapacitet i denne retning, men 4000 MW i modsatte retning.
- Det import-ækvivalente forhold vil tilsvarende være gældende således at summen af tilgængelig import- og eksportkapacitet opretholdes uanset den resulterende handel af day-ahead og intraday-handler.
- Dermed udtrykker arealet af det røde polygon nedenfor den samlede kapacitetstildeling til markederne.²¹

2. Effekt af intraday-modhandel:

- Den øjeblikkelige frie kapacitet til rådighed for markederne måles i det følgende som arealet af polygonet som funktion af handelsplaner.
- Hvis day-ahead flow på DK1-DE/LU er neutral (stokastisk udfald) og Tennet anmoder om modhandel i nordgående retning, bliver sydgående kapacitet først og fremmest blokeret. Efterfølgende bliver nordgående kapacitet reduceret 1:1 afhængig af modhandlens størrelse
- Den blå polygon beskriver dermed, hvor meget kapacitet markedet bliver tildelt som funktion af modhandel i intraday-markedet
- Metoden resulterer i dette tilfælde i at aktørerne kun kan handle på 12,5 % af den handelskapacitet, der kunne være stillet til rådighed for engrosmarkederne ved fuld NTC (arealet af den blå polygon i forhold til arealet af den røde polygon).



Figur 3 - Reduktion af total handelskapacitet som følge af Metoden

²¹ Day-ahead og intraday-markederne samlet

Reduktionen af NTC og AAC på grænsen er i Metoden identisk med den ønskede modhandelsvolumen fra Tennet og afspejler – ifølge Energinet – fysiske begrænsninger i nettet. I så fald bør kapacitetsreduktionen potentielt offentliggøres ved UMM. Men samtidig fremgår det af Metoden, at såfremt den fulde modhandelsvolumen ikke kan handles, eksempelvis fordi Tennets minimumspris ikke kan opnås i intraday-markedet eller på grund af lav likviditet, reduceres kapaciteten på grænsen ikke som udmeldt. Dermed gøres NTC på grænsen prisafhængig. Dette svarer til, at Ørsted udmelder en UMM med produktionsbegrænsning til 200MW på Studstrupværkets 380MW Blok 3. Således forventer markedets øvrige aktører, at produktionskapaciteten i markedet er reduceret med 180MW, mens kun Ørsted ved, at de 180MW faktisk er til rådighed, hvis markedsprisen bliver tilstrækkelig høj. I denne situation ville Ørsted handle på insiderviden. Mekanismen svarer fuldstændig til Metodens prisafhængige fastsættelse af kapacitet på DK1-DE/LU. Det bør derfor undersøges nærmere, om Energinet og Tennet ligeledes vil blive betragtet som insidere i intraday-markedet som følge af den aftalte minimumspris.

Der er Ørsteds vurdering, at Metoden vil medføre, at intraday-markedspladsen fremover bliver den dominante og day-ahead markedet alene kommer til at spejle dette marked. Det historisk set meget store salgsvolumen, som modhandelsløsningen vil give anledning til i DK1, vil lægge et nedadgående prispres i intraday-markedet i DK1. Prisdannelsen i intraday-markedet og day-ahead markedet er tæt korreleret og vil uden uforudsigelige hændelser konvergere. Modhandel på DK1-DE/LU er ikke uforudsigelig – tværtimod har danske markedsaktører udmærkede modeller til at forudse det tyske modhandelsbehov – og prisdannelsen vil derfor ikke resultere i systematiske prisforskelle imellem de to markedstidsrammer. Således vil prisforvridningen også slå igennem i day-ahead markedet. Påvirkningen af day-ahead prisen i DK1 vil desuden yderligere øge eksporten til Tyskland, hvormed Metoden øger presset på de interne begrænsninger i Tyskland og dermed forværrer det problem, den sigter mod at løse..

Energinets kørsler i Nord Pools Simulation Tool viser, at Metodens påvirkning på day-ahead priserne i DK1 ville have været i omegnen af 3 EUR/MWh i 2019 og 2020. Ørsteds interne prissimuleringer viser omtrent samme estimerede effekt. Det er dog væsentligt at påpege, at dette er en gennemsnitlig prispåvirkning over hele året. I timer med stor vindproduktion, og dermed store modhandelsmængder, vil priseffekten vokse markant. Ørsted er bekymret for at dette vil bremse og fordyre den grønne omstilling i Danmark som også Forsyningstilsynet med sin nye arbejdsplan 2022-2024²² sigter mod at understøtte. Ørsted anbefaler derfor, at Forsyningstilsynet stiller krav til Energinet om at overvåge og rapportere prispåvirkningen i day-ahead markedet evt. med udgangspunkt i Simulation Tool.

Metoden resulterer i en prisdannelse i day-ahead markedet i DK1, der svarer til en situation, hvor eksportkapacitet mod Tyskland slet ikke er til rådighed for day-ahead markedskoblingen. Metoden stiller dermed kun formelt den krævede minimumskapacitet til rådighed for day-ahead markedet i DK1, men reelt vil både prisdannelse, flow og lastfordeling af produktionsenheder afspejle, at markedsaktørerne reelt ikke har adgang til det tyske marked. Metoden undergraver derfor sit eget formål.

Det bør i videre udstrækning tilstræbes, at tyske netproblemer løses internt i Tyskland, således at prisdannelsen i den europæiske day-ahead markedskobling, der danner

²² <https://forsyningstilsynet.dk/om-os/arbejdsplaner>

referencepris for blandt andet de finansielle markeder, og som følge heraf sætter det vigtigste pris- og investeringssignal i den europæiske elmarked, påvirkes mindst muligt.

4.2.2 TSO aktivitet i intraday-markedet

Handelsmængderne i det danske intraday-marked er små – årligt sælges 16-19 TWh i day-ahead markedet i DK1, mens kun 1-1,5 TWh sælges i intraday markedet. Såfremt Energinet vil handle de fulde modhandelsanmodninger fra Tennet i intraday-markedet i DK1 vil Energinet sidde på 70-80% af salgssiden i markedet baseret på 2020-2021 data.

	2020	2021
a. Totalt salgsvolumen ID DK1	1,5 TWh	1,1 TWh
b. Modhandelsanmodning	4 TWh	4,9 TWh
c. Energinet ID-markedsandel i ny metode (b/a+b)	73%	82%

Energinets salgsaktivitet på vegne af Tennet er ikke fordelt jævnt over året. I timer med betydelige modhandelsmængder må Energinet formodes at være eneste sælger i markedet. I 2021 oversteg Energinets specialreguleringsvoluminer intraday-salgsvolumen i DK1 i 82% af timerne med specialregulering²³. Metoden medfører således, at Energinet kommer til at indtage en dominerende stilling på intraday markedet. Ørsted er bekymret for, at dette vil have en negativ virkning på de øvrige markedsaktører – eksempelvis ved at begrænse markedsaktørernes muligheder for omkostningseffektivt at balancere deres porteføljer. Det kunne være en situation, hvor en markedsaktør gerne vil afsætte positive produktionsubalancer (typisk højere vindproduktion end ventet) i intraday-markedet, men hvor Energinet samtidig frigiver betydelige mængder modhandelsenergi i markedet til kunstigt lave priser.

Energinets salg i intraday-markedet sker til en med Tennet aftalt minimumspris, som ikke offentliggøres til markedet. Ved store salgsvoluminer og begrænset efterspørgsel fra det øvrige Norden (pga. fysiske eller kommercielle begrænsninger) vil Tennet reelt kunne diktere prisdannelsen i DK1, da Energinets salgsbud på vegne af Tennet vil udgøre en meget stor andel af markedet. I normalsituationer, hvor der er tilgængelig eksportkapacitet på den danske forbindelse til Norge, vil Tennets modhandelsenergi skulle prissættes under den norske spotpris for at kunne afsættes i Norden. Dette vil betyde, at spotprisen i DK1 i højere grad vil konvergere med Norden end med Tyskland.

På baggrund af ovenstående er Ørsted bekymret for, at Energinets rolle på intraday markedet vil kunne føre til et misbrug af Energinets dominerende stilling. Energinets ageren vil som anført helt grundlæggende afvige væsentligt fra de øvrige aktørers kommercielle roller, og vil kunne påvirke markedsmekanismerne på intraday markedet væsentligt, herunder påvirke mængder og priser.

Samtidig er Ørsted bekymret for implikationerne af, at Tennet og Energinet vil søge at optimere prisen ved hjælp af de aftalte, men ikke offentliggjorte, handelsvinduers placering, længde og frekvens.

Intraday-handel udenom intradayplatformen

²³ 3164 ud af 3478 timer jf. Ørstedes egne beregninger

Når Energinet og Tennet har gennemført deres handler i intraday-markederne i DK1 og DE/LU, eventuelt gennem en balanceansvarlig tredjepart, vil handelsmængderne optræde som ubalancer. Energinet har solgt mængder, som de ikke producerer, og Tennet har købt mængder, som de ikke forbruger. Disse ubalancer vil for almindelige markedsaktører (som Tennet og Energinet må anses for at være i disse situationer) skulle afregnes i ubalancemarkedet. Metoden beskriver ikke, hvordan Energinet vil håndtere dette, ligesom de generelle rammer om TSO-TSO handlen ikke fremgår. Ørsteds forståelse af Metoden er, at Energinet og Tennet vil 'udligne' ubalancerne fra henholdsvis salg af energi i DK1 og køb af energi i DE/LU ved at gennemføre en grænseoverskridende TSO-handel i intraday-tidsrammen udenom den europæiske intraday-platform. Ørsted anmoder Forsyningstilsynet om at vurdere, hvorvidt denne form for eksplicit handel med grænseoverskridende intraday-kapacitet potentielt er i strid med forordning (EU) 2015/1222 artikel 67.

4.2.3 Tennets incitamenter til netudbygning og anvendelse af afhjælpende tiltag

Blandt formålene med den europæiske regulering af transmissionskapacitet er at skabe retvisende investeringssignaler til TSOernes netudbygning. TSOerne skal derfor se de reelle omkostninger og gevinster ved (manglende) transmissionskapacitet på grænserne og internt i deres net. Metoden slører disse prissignaler ved at flytte begrænsningerne fra det interne tyske net til DK1-DE/LU grænsen. Dermed fremstår værdien af transmissionskapacitet for høj (man skaber en flaskehalsindtægt, der potentielt ikke afspejler fysikken, hvor der ikke er manglende kapacitet på grænsen), mens omkostningerne til – og dermed værdien af - at udbygge det tyske interne net fremstår for lav. Dette bidrager til at fastholde den nuværende udfordring med interne flaskehalse i Tyskland fremfor at løse dem. Set i lyset af de tyske netbegrænsningers omfang og forventede varighed frem til 2040 må dette anses for at være en væsentligt problem ved Energinets foreslåede model.

Ørsted noterer sig desuden, at Metoden ikke indeholder en mekanisme, der afgrænser, hvilke interne netproblemer, Tennet kan anmode om at få løst ved at lukke grænsen til Danmark, eller blot sikrer, at årsagen til behovet angives, eksempelvis ved at oplyse begrænsende CNE med præcis lokationsangivelse ved modhandelsanmodninger. Dette skaber en ikke-uvæsentlig risiko for, at kapaciteten på DK1-DE/LU anvendes til at løse netproblemer, der alternativt kunne eller burde have været løst med afhjælpende tiltag internt i Tyskland, men som af politiske eller økonomiske årsager ikke er attraktive for Tennet. Danmark kan dermed blive endestation for diverse tyske netproblemer, som ingen relation har til Danmark. På grund af den manglende årsagsangivelse er der ligeledes ikke mulighed for ex post, at vurdere om indgrebet har været berettiget eller proportionalt.

4.2.4 Forsyningssikkerhed og tarifpåvirkning

Den foreslåede metode kan have negative indvirkninger på rådigheden af opregulering i DK1. Hvis markedsaktørerne i day-ahead markedet overestimerer Tennets modhandelsbehov i intraday-markedet, eller Tennet efterfølgende reducerer behovet, kan DK1 efterlades med et stort opreguleringsbehov. Det sker i lavprisscenarier, hvor der er fuld import til DK1 på forbindelserne fra Norden, og hvor kraftværkerne ikke har fået tilslag, fordi deres marginalomkostninger ligger over (den kunstigt lave) day-ahead clearingspris, og de dermed ikke kan tilbyde deres opreguleringsfleksibilitet. Energinet kan i sådanne situationer stå med et opreguleringsbehov på op imod 1000MW som må afdækkes ved øget mFRR-reserveindkøb i DK1 eller fra Tyskland via den kommende MARI-platform. Dette vil medføre øgede reserve- og aktiveringsomkostninger og dermed højere forbrugertariffer.

4.2.5 Omkostninger ved at implementere metoden

Der er betydelige omkostninger knyttet til at udvikle, etablere og døgnbemande et intraday-handelssetup til brug for Metoden. Selv hvis en tredjepart, der allerede er aktiv i intraday-markedet, påtager sig opgaven, vil synergier med den eksisterende forretning og dermed besparelse, være begrænsede, blandt andet fordi der skal etableres Chinese Walls til øvrige handelsaktiviteter og fordi det kontraktuelle set-up med børsen og Energinet også skal udskilles i en separat afdeling. Selv med en delvis automatisering af handelen vil compliance og risikohåndtering nødvendiggøre overvågning af handelen og dermed bemanning.

Ørsted noterer sig desuden, at Metoden ikke beskriver, hvem der ventes at afholde omkostningerne ved denne Metode. Det er for Ørsted uklart, om danske tariffkunder kan pålægges at betale for at afhjælpe nabo-TSOer med deres modhandelsbehov.

Ørsted kan desuden ikke finde en redegørelse for, i hvor lang en periode, Metoden forventes at finde anvendelse. Energinet har i tidligere udgaver af Metoden anført, at den ved overgangen til intraday-auktioner, forventeligt i 2023, erstattes af en manuel TSO-justering af kapacitetsindmeldingerne til intraday-auktionerne, og at det aktive handelsset-up derefter ikke vil finde anvendelse i betydeligt omfang. Ørsted finder det ikke godtgjort, at udviklings- og etableringsomkostninger til den foreslåede løsning, ventes at være rimelige og dermed proportionale set i forhold til Metodens forventede anvendelse i ca. 6-12 måneder indtil overgangen til intraday-auktioner.

Endeligt bemærker Ørsted, at Energinet jf. metodeanmeldelsens afsnit 5.6, ikke har kunnet påvise, at den foreslåede metode er samfundsøkonomisk bedre end den nuværende. Energinet har i den forbindelse ikke sammenlignet med yderligere alternativer, eksempelvis at lade netbegrænsningerne løse internt i Tyskland ved enten belastningsomfordeling, hurtigere netudbygning eller opdeling af Tyskland i budområder. Samfundsøkonomiske hensyn sammenholdt med proportionaliteten i det foreslåede markedsindgreb har tidligere vejet tungt i Forsyningstilsynets afgørelser, eksempelvis i Forsyningstilsynets afgørelse af 28. marts 2017 om 'Evalueringsaf Energinet.dks reservation i SK4', hvilket bør give anledning til overvejelser om hvorvidt den for Metoden ikke-dokumenterbare samfundsøkonomisk gevinst står mål med Metodens betydelige indgriben i markedet.

5. Bilag 3 – Juridisk notat

Ørsted har behandlet følgende juridiske problemstillinger i vurderingen af Metodens overensstemmelse med den europæiske sektorregulering på energiområdet samt EU-traktatens artikel 36:

1. Energinets forpligtelse til at muliggøre modhandel på samkøringslinjerne
2. Fortolkning af rækkevidden af 70%-reglen
3. Generel vurdering af, hvorvidt Metoden er i overensstemmelse med artikel 14 og 16 i forordning (EU) 2019/943
4. Metodens lovlighed i forhold til reglerne og fri bevægelighed for varer jf. EUT artikel 36
5. Vurdering af Energinets forpligtelser i artikel 16, stk. 4 i forordning (EU) 2019/943 til at bistå nabo TSO med en modhandelsmodel som den i høring
6. Vurdering af hvorvidt Metodens kapacitetsberegningsmetode er i overensstemmelse med artikel 16 stk. 3 i forordning (EU) 2019/943.

Juridisk konklusion

Det er Ørsteds vurdering, at Energinets Metode formentlig vil være i strid med en række af bestemmelserne i forordning (EU) 2019/943, herunder artikel 14 og 16.

Det er ligeledes Ørsteds vurdering, at konsekvenserne af modellen samtidig formentlig vil kunne vurderes at være i strid EU-traktatens artikel 36 og dermed reglerne om fri bevægelighed for varer, eftersom Metoden formentlig vil kunne ses som en teknisk foranstaltning, som ikke kan retfærdiggøres efter gældende praksis på området.

5.1 Energinets forpligtelse til at muliggøre modhandel på samkøringslinjerne

Ørsted er enig i, at modhandel er et anerkendt afhjælpende tiltag i el-forordningerne forordning (EU) 2017/1485 (SOGL) artikel 22 stk. 1 litra f, og at det følger af forordning (EU) 2019/943 artikel 16, stk. 4, at Energinet skal anvende modhandel eller belastningsomfordeling for at optimere den tilgængelige minimumskapacitet i stk. 8 dvs. 70 % reglen.

Energinet anfører, at EU reguleringen på modhandelsområdet som udgangspunkt ikke skelner imellem modhandel som et afhjælpende tiltag anvendt på uventede hændelser i nettet og den modhandel, som bliver nødvendiggjort af mere strukturelle udfordringer, hvor der sælges mere transmissionskapacitet end transmissionsnettet reelt/fysisk kan håndtere.

Ørsted er som udgangspunkt enig med Energinet i, at EU reguleringen tillader modhandel for så vidt angår uventet modhandel og til en vis grad strukturel, idet det dog er intentionen i EU forordningerne, at man skal sikre mekanismer, således at det opnås, at strukturel modhandel bliver unødvendig, idet elmarkedet og dermed el-kapaciteten skal kunne flyde frit.

Imidlertid er Ørsted ikke enig med Energinet i, at den af Energinet foreslåede metode for modhandel vil være i overensstemmelse med EU's regulering, idet Metoden og konsekvenserne af den direkte modvirker de overordnede hensyn i EU reguleringen på el-området, hvilket vil blive yderligere begrundet i de følgende afsnit.

Det følger allerede af artikel 16, stk. 4, at metoder for blandt andet modhandel skal ske efter koordinerede og ikke diskriminerende procedurer, og bestemmelserne om modhandel, og 70 % reglen skal således tolkes i den kontekst, som forordningen har til hensigt at sikre nemlig et frit marked for el jf. forordningens artikel 3 samt præambel 2 og 4 til forordningen.

5.2 Fortolkning af rækkevidden af 70%-reglen

Energinet foreslår en model, hvor man stiller den fulde kapacitet til rådighed i day-ahead markedet, mens man fjerner kapacitet i intraday markedet, modsat i dag, hvor kapacitetsbegrænsninger og dermed modhandel håndteres på det efterfølgende balanceringsmarked som specialregulering.

Energinet anfører, at deres model vurderes lovlig i henhold til forordning (EU) 2019/943, idet forpligtelsen i artikel 16, stk. 8 og dermed 70 % reglen er opfyldt, når kapaciteten stilles til rådighed i day-ahead markedet, hvilket er en antagelse, Ørsted ikke finder korrekt.

Først og fremmest har Energinet valgt at foreslå en metode, som baseres på en fortolkning af artikel 16, stk. 8, hvor der reelt hersker fortolkningstvivel om, hvorvidt bestemmelsen og forpligtelsen alene gælder day-ahead markedet, eller hvorvidt den også gælder for intraday markedet.

Dette er senest konkluderet af ACER, i deres recommendations nr. 02/2021 (annex 4) afsnit 11.2 recital 108-111, hvor ACER selv konkluderer, at man ikke mener, at forordningen er klar i forhold til, om 70 % reglen gælder intraday markedet eller udelukkende day-ahead markedet. ACER opfordrer således EU-kommissionen til at finde en løsning, hvor 70 % kravet i en overgangsperiode kan slækkes i intraday tidsrammen. Ud fra det må det kunne konkluderes, at ACER formentlig mener, at kapaciteten også skal stilles til rådighed i intraday markedet.

Ørsted finder det kritisabelt, at man fra Energinets side ønsker at basere sig på en metode, som kun kan legitimeres ud fra en fortolkning, som ikke er entydig, og hvor der tilmed er rejst generel tvivl om forståelsen og rækkevidden af bestemmelsen som anført ovenfor.

Dermed er Metoden fra Energinet ikke tilstrækkelig fremtidssikret, eftersom EU-kommissionen indenfor en periode på mindre end 1 år kan komme med en anden vurdering. En godkendelse af Metoden kan derfor meget vel medføre, at man bruger ressourcer på at implementere en metode, som med en vis sandsynlighed kan blive anfægtet for ikke være i overensstemmelse med forordning (EU) 2019/943 og revisionen af forordning (EU) 2015/1222, herunder bestemmelserne om kapacitetsberegning, som ventes vedtaget ved udgangen af 2022.

Energinet begrundes sin fortolkning med, at ACER i sin henstilling nr. 1/2019 om monitorering af TSO'ernes overholdelse af 70 % reglen, foreslår at opfyldelse af kravet alene monitoreres i day-ahead tidsrammen. Dette tager Energinet som indtægt for, at artikel 16, stk. 8 og dermed 70 % reglen er opfyldt, hvis der stilles 70 % kapacitet til rådighed i day-ahead markedet.

Ørsted finder ikke denne henvisning tilstrækkelig til at kunne dokumentere gyldigheden af Energinets fortolkning af 70 % reglen, idet denne monitorering udelukkende er en indledende monitorering og ikke kan tages til indtægt for en konklusion eller afgørelse om, hvad der i øvrigt er korrekt.

Ørsted skal således henvise til afsnit 4.3 i henstillingen hvoraf fremgår,

“When coordinated capacity calculation is implemented for the intraday timeframe and in some cases (deemed justified by regulatory authorities) where TSOs are unable to reach the MACZT target in the day-ahead timeframe, the intraday timeframe may also be taken into account in the monitoring of the MACZT target”.

Energinet anvender ligeledes Tennes Commitment Decision på DK2/DE/LU til at argumentere for, at Tennes juridiske forpligtelser udelukkende dækker day-ahead markedet jf. afsnit 2.3.2 i Energinets metode. Imidlertid fremgår det klart i EU-kommissionens beslutning af 7. december 2018 (Case AT.40461), at EU-kommissionen referer til hele wholesale markedet, dvs. både day-ahead og intraday-markederne forstået som wholesale market for supply of electricity, se særligt afsnit 5 i afgørelsen.

Det fremgår endvidere af Regulation (EU) No 1227/2011 (REMIT) , at whole sale markedet defineres i præambelens nr. 5 som:

“Wholesale energy markets encompass both commodity markets and derivative markets, which are of vital importance to the energy and financial markets, and price formation in both sectors is interlinked. They include, inter alia, regulated markets, multilateral trading facilities and over-the-counter (OTC) transactions and bilateral contracts, direct or through brokers”.

Samt i samme forordnings artikel 2 nr. 6 som

“Wholesale energy market’ means any market within the Union on which wholesale energy products are traded”.

Endvidere henviser Energinet til ACER’s decision 35/2020 vedrørende godkendelse af kapacitetsberegningemetoden for Core i hvilken metode, man er kommet frem til en løsning for Cores anvendelse af 70 % reglen i artikel 16, stk. 8, som i Core regionen kun finder anvendelse på day-ahead markedet.

Energinet forholder sig imidlertid ikke til, at der er tale om en konkret afgørelse fra ACER vedrørende en anden kapacitetsberegningregion (CCR CORE). Selve Core decision er heller ikke begrundet i detaljer, dvs. det er ikke muligt for Energinet ud af afgørelsen at afgøre, hvad ACER baserer sine juridiske konklusioner på. Det er derfor et meget usikkert fortolkningsgrundlag at henvise til for at blåstemple Metoden rent juridisk.

Der er meget sandsynligt tale om en konkret afgørelse, som ikke kan overføres én til én til Danmark og samkøringslinjerne i CCR Hansa eller CCR Nordic Kapacitetsbegrænsningerne. Behovet for modhandel på det danske område er nogle helt andre, og da de danske prisområder er langt mindre end prisområderne i CCR CORE, vil konsekvenserne også være nogle andre. Derfor vurderes, at afgørelsen ikke uden videre kan overføres til andre kapacitetsberegningregioner, men skal vurderes individuelt i dens rette og konkrete kontekst.

Som angivet ovenfor, har ACER efterfølgende fremhævet overfor EU-kommissionen i deres anbefalinger til revision af forordning (EU) 2015/1222, at man ikke mener, at der er en klar fortolkning af 70 % reglen, og at man anbefaler, at der skal skabes en løsning, hvor 70%-kravet i intradaytidsrammen midlertidigt slækkes, hvilket taler for, at man fra ACER's side anbefaler, at forpligtelsen også skal gælde i intraday markedet.

Det skal i den forbindelse ligeledes bemærkes, som også nævnt af Energinet, at Energinets foreslåede metode om at fjerne kapaciteten i intraday markedet heller ikke er i overensstemmelse med kapacitetsberegningemetoden i Norden, og at der ikke har været accept for en sådan løsning i den nordiske region, hvilket også taler imod en anerkendelse af, at man kan anvende 70 % reglen i intraday-markedet.

Ydermere, som det fremgår af Energinets Metode, så anderkender Energinet, at den pågældende Metode heller ikke er i overensstemmelse med den kapacitetsberegningmodel, som er vedtaget i Hansa CCM.

Ørsted skal hertil bemærke, at Metoden derfor har en meget kort tidshorisont frem til 2024, hvor Hansa metoden træder i kraft. Som det fremgår vil Energinet sammen med Tennet forsøge at foreslå en ændring af Hansa metoden. Ørsted noterer sig, at en sådan ændring ikke blot kan aftales mellem Energinet og Tennet, men vil kræve enighed mellem de 11 TSO'er og regulatorer i Hansa CCR²⁴, parallelt med at der altså fra EU's side netop arbejdes på at finde en afklaring på om den ønskede fortolkning rent faktisk bliver gangbar.

Ørsted må således opfordre til, at man fra dansk side ikke fastlægger en metode, som hviler på et så spinkelt fortolkningsgrundlag, og opfordrer derfor som minimum Forsyningstilsynet til at afvente hvad EU-kommissionen kommer til at anføre om fortolkningen, inden man træffer nogen beslutning om eventuelt at implementere den foreslåede metode i Danmark.

En ordlydsfortolkning af bestemmelserne og de overordnede hensyn i forordning (EU) 2019/943 samt forordning (EU) 2015/1222, understøtter endvidere, at 70 % reglen ikke bør kunne tolkes så indskrænkende, at forpligtelsen kun skal være opfyldt i day-ahead markedet.

I forhold til begge forordninger gælder, at deres overordnede formål er at sikre et frit elmarked i EU. Elmarkedet er ikke nærmere defineret, men det følger af forordning (EU) 2015/1222, at man ikke skelner mellem day-ahead eller intraday, når man fokuserer på, hvilke markeder man har fokus på i forhold til fri handel med el. Det fremgår blandt andet af præambel 3 samt præambel 4 til forordning (EU) 2015/1222, hvori er anført, at den fælles day-ahead og intraday-kobling sikrer, *at elektriciteten normalt strømmer fra områder med lave priser til områder med høje priser.*

Endvidere har Ørsted svært ved at se, at der i henhold til forordning (EU) 2019/943 og forordning (EU) 2015/1222 kan findes juridisk støtte til Energinets fortolkning af 70 % reglen, idet der i begge forordninger ikke er en specifik adskillelse af intraday og day-ahead markedet, når man sætter fokus på de overordnede mål for et frit marked for el i EU, jf. artikel 3 særligt litra a, h, og j i forordning (EU) 2015/1222 og artikel 1 særligt litra b og c i forordning (EU) 2019/943. Forordningerne har det overordnede hensyn, at

²⁴ TSO'er og regulatorer i Danmark, Sverige, Polen, Tyskland og Holland

bestemmelserne skal gælde markedet bredt, dvs. alle markeder både day-ahead og intraday, idet undtagelser hertil må skulle fortolkes indskrænkende.

I forordning (EU) 2015/1222 præambel nr. 13 er det tilmeld specifikt anført, at kapaciteten bør tildeles indenfor tidsrammerne for day-ahead og intraday markedet ved anvendelse af implicitte tildelingsmetoder, samt i præambel 17 at day-ahead og intraday overførselskapacitet bør være bindende for at muliggøre effektiv grænseoverskridende tildeling, hvilket Energinets metode for modhandel ikke respekterer i forhold til markedet.

Det bemærkes endeligt, at det også i forordning (EU) 2019/943 artikel 7 er reguleret, at der for både day-ahead og intraday markedet gælder, at de skal tilrettelægges i overensstemmelse med forordning (EU) 2015/1222, samt at begge markeder skal tilrettelægges på en sådan måde, at forskelsbehandling undgås jf. stk. 2 litra, og at markedsdeltagernes mulighed for at deltage skal maksimeres så tæt som muligt på realtid i alle budområder jf. stk. 2 litra c.

Ved alene at tildele kapacitet til day-ahead markedet og fjerne denne kapacitet igen umiddelbart inden intraday-markedets åbning, jf beskrivelsen i bilag 2, medfører Metoden, at ovenstående krav om ikke-diskrimination og mulighed for at handle så tæt som muligt på realtid ikke kan opfyldes.

Ørsted må på den baggrund konkludere, at det næppe har været hensigten i forordningen at begrænse forpligtelsen i artikel 16, stk. 8 til day-ahead markedet, og at man næppe har tænkt på, at intraday markedet kunne blive det betydende marked, hvorfor det ikke står anført mere præcist i bestemmelsen.

5.3 Generel vurdering af metoden i forhold til artikel 14 og 16

Artikel 14

Som det fremgår af Energinets metode, får Energinet og/eller Tennet adgang til i intraday markedet at fjerne den allerede tildelte kapacitet fra day-ahead markedet, hvis Tennet anmoder om det for at håndtere strukturel modhandel.

Af artikel 14 i forordning (EU) 2019/943 stk. 1 første sætning fremgår det, at alle medlemslande har en forpligtelse til at træffe passende foranstaltninger for at håndtere kapacitetsbegrænsninger.

Fra EU's side er man således opmærksom på, at det tager tid at udbygge et sammenhængende transmissionsnet i EU, som kan støtte op om målet om fri bevægelighed af el.

Af artikel 14, stk. 1 fremgår det derfor også, at budområder skal etableres således, at de ikke må indeholde strukturelle kapacitetsbegrænsninger med mindre, de ikke har nogen indvirkning på tilgrænsende budområder, eller deres indvirkning på tilgrænsende budområder som en midlertidig undtagelse afbødes gennem anvendelsen af afhjælpende foranstaltninger og disse strukturelle kapacitetsbegrænsninger ikke fører til reduktioner i budoverskridende handelskapacitet i overensstemmelse med kravene i artikel 16.

Med andre ord har man fra EU's side anerkendt, at der kan være behov for strukturel modhandel i et budområde, men at dette ikke må føre til permanent anvendelse af strukturel modhandel som en løsning af kapacitetsudfordringer i transmissionsnettet

mellem medlemslande, hvilket også er anført i betragtning 27 i præamblen, som netop anfører, at i forhold til forudsigelige problemer, må det være muligt at tillade fravigelser i en begrænset overgangsperiode, men at sådanne fravigelser bør ledsages af en metode og projekter, som skal tilvejebringe en langsigtet løsning.

Som beskrevet i bilag 1 afsnit 4.2.1, medfører Metoden, at markedets prissignaler forvrides, og at TSO'erne ikke får incitament til at investere i et nødvendigt transmissionsnet, og at Metoden i praksis anvendes til at håndtere interne flaskehalse i Tyskland og ikke på grænsen mellem DK1 og Tyskland.

Metoden sikrer således på ingen måde, at man fra Tysklands side opnår en langsigtet løsning, som forhindrer de flaskehalse, som findes i Tyskland, men omvendt vil Metoden være med til permanent at fastholde de strukturelle udfordringer, hvilket formentlig er i strid med artikel 14, stk. 1.

Dermed er man fra dansk side formentlig medvirkende til at implementere tekniske foranstaltninger, som reelt modarbejder intentionen i el-forordningerne.

Endelig er det i de forrige afsnit beskrevet, at Metoden vil medføre reelle reduktioner i den budoverskridende handelskapacitet, når man fjerner kapaciteter i intraday markedet, og som dermed har en markedspåvirkning, som det må antages også at være i strid med artikel 14, stk. 1.

Det er på den baggrund Ørsteds vurdering, at Metoden formentlig ikke vil blive anset for værende i overensstemmelse med den foreliggende EU-regulering.

Artikel 16

Som det fremgår af artikel 16, stk. 4 i forordning (EU) 2019/943 er det hovedreglen, at der skal stilles størst mulig kapacitet på transmissionsnet mv., som er berørt af grænseoverskridende kapacitet, til rådighed for markedet.

Der hersker således ingen tvivl om, at alle medlemsstater er forpligtet til at sikre, at dette mål kan nås, når det sammenholdes med formålsbestemmelsen i artikel 1 om at skabe et så frit marked for el som muligt i hele EU, ligesom det jf. forordningens artikel 3 fremgår, jf. litra a, at prisdannelse skal baseres på udbud og efterspørgsel, og jf. litra b, at markedsregler skal tilskynde til fri prisdannelse, og jf. litra h, at hindringer for elektricitetsstrømme mellem budområder eller medlemsstater samt transaktioner og markeder, der hindrer dette, skal fjernes gradvist.

Det fremgår også tydeligt af bestemmelsen i artikel 16, at modkøb og belastningsfordeling skal anvendes for at optimere den tilgængelige kapacitet for at opnå den minimumskapacitet på 70 %, som fremgår af bestemmelsens stk. 8.

Metodens elementer er reguleret af en række allerede godkendte metoder under forordning (EU) 2015/1222. Konkret er anvendelsen af belastningsomfordeling og modhandel på DK1-DE/LU reguleret af CCR Hansa Redispatch and Countertrade Methodology²⁵.

²⁵ Forsyningstilsynet afgørelse: <https://forsyningstilsynet.dk/media/9292/godkendelse-af-aendret-metode-for-belastningsomfordeling-og-modkoeb-for-kapacitetsberegning-region-hansa.pdf>

Det er Ørsteds vurdering, at Metoden ikke umiddelbart kan rummes i CCR Hansa RDCT metodens formulering:

(12) "The activation of RD or CT measures will be done as close to the time of operation as possible"

samt beskrivelserne i metodens forklarende dokument²⁶ :

"The TSO can then activate the RD and CT measures at the shortest time compatible with the delay needed to their implementation, as long as they are still relevant".

CCR Hansa metoden foreskriver, at modhandel foretages så tæt på driftsøjeblikket som muligt, hvilket er i overensstemmelse med den nuværende praksis for at gennemføre modhandel i balancetidsrammen. Ørsted vurderer, at det potentielt kan være i strid med denne metode at flytte modhandlen til intraday tidsrammen.

Det er imidlertid også anført, at en metode for afhjælpende tiltag, som skal anvendes skal være koordineret og ikke diskriminerende.

Som beskrevet i bilag 2 afsnit 4.2.1 viser konsekvenserne af den af Energinet foreslåede metode, at der sker en reel diskriminering af det danske marked i forsøget på at løse et flaskehalsproblem, som ikke engang er relateret til grænsen, men som vedrører en intern strukturel udfordring på det tyske elmarked.

Af artikel 16, stk. 8 fremgår det, at TSO'erne ikke må begrænse den mængde kapacitet, der skal stilles til rådighed for markedsdeltagerne, som et middel til at løse kapacitetsbegrænsninger inden for deres eget budområde eller som et middel til at styre strømme, der er resultatet af transaktioner inden for samme budområde. Dette er dog opfyldt, hvis man stiller 70 % af transmissionskapaciteten til rådighed.

I samme artikels stk. 9 er det endvidere anført, at medlemsstaterne kan opnå en fritagelse for kravet i stk. 8, men en sådan fritagelse skal være strengt begrænset til det nødvendige for at opretholde operationel sikkerhed, og de skal undgå forskelsbehandling mellem intern og budoverskridende udveksling.

Når man anvender artikel 16 må den derfor fortolkes i sin helhed og i lyset af de overordnede mål, som det er forordningens hensigt skal opnås.

Som allerede anført, fremgår det af præambel 2 og 4 samt artikel 1 og 3, at forordningen skal fremme og sikre handel med el over grænserne, så der kan opnås effektiviseringsgevinster og konkurrencedygtige priser.

Det fremgår endvidere i præambelen betragtning nr. 21, at enhver form for misbrug skal hindres, og at man ikke må begrænse den mængde kapacitet, som skal stilles til rådighed for markedet for at afhjælpe kapacitetsbegrænsninger indenfor et budområde, men at det

²⁶ Explanatory Document til CCR Hansa RDCT metode: <https://forsyningstilsynet.dk/media/9295/bilag-5-hansa-tsoernes-foerklarende-dokument-af-19-02-2021-til-en-aendret-rdct-metode-for-ccr-hansa.pdf>

jf. præambelens nr. 22 er centrale markedsprincipper der bør fastsætte elprisen på grundlag af reel udbud og efterspørgsel. Som beskrevet i metodeanmeldelsen samt bilag 2 afsnit 4.2.1 anerkender Energinet, at Metoden vil have en signifikant påvirkning af påvirke elprisen, som dermed vil blive påvirket af andre elementer end reel udbud og efterspørgsel.

Endvidere fremgår det, af præambelens betragtning nr. 23, at markedet skal tilrettelægges så det er med til at sikre, at man fjerner de forhindringer der er for handel på tværs af landegrænser og tilskynder til investering i infrastruktur.

I bilag 2 afsnit 4.2.3 har Ørsted beskrevet, at Metoden ikke kommer til at sikre, at der arbejdes henimod at sikre, at de strukturelle udfordringer internt i Tyskland vil blive elimineret.

Endelig anføres det i betragtning 29, at afvigelser fra TSO'ernes side ikke må føre til konkurrenceforvridning, og i betragtning 30, at overførselskapacitet ikke må beskæres i bestræbelserne på at løse interne kapacitetsbegrænsninger.

Som illustreret bilag 2 afsnit 4.2.1, vil Metoden føre til potentiel konkurrenceforvridning samtidig med, at Metoden vil blive anvendt for at løse interne flaskehalse i Tyskland, hvorimod der ikke reelt er tale om en kapacitetsbegrænsning på selve grænsen mellem Danmark og Tyskland.

Eftersom det overordnede formål med forordning (EU) 2019/943 er at sikre, at el skal flyde frit må det konkluderes, at man ikke må lave markedshindringer eller tekniske foranstaltninger såsom en modhandelsmetode, som påvirker pris eller forhindrer el i at flyde mellem medlemslande.

Men det fremgår også af forordningen, at man fra EU's side erkender, at der pt. ikke er strukturer i de enkelte medlemslande, der kan sikre en sådan målopfyldelse fuldt ud på nuværende tidspunkt.

Der ligger således en forpligtelse på alle medlemslande til at arbejde herimod og skabe ordninger, som sikrer incitament til, at man kan opnå et frit elmarked på sigt.

Derfor skal alle undtagelser eller begrænsninger, som indføres såsom artikel 16 stk. 8 og dermed den af Energinet foreslåede modhandelsmetode, vurderes ud fra om den er nødvendig, transparent, proportionel og ikke på lang sigt kommer til at hindre en opfyldelse af EU's mål på sigt. Da der endvidere er tale om en undtagelse, må sådanne undtagelser også skulle fortolkes indskrænkende til kun at være berettiget, når der ikke er andre løsninger eller alternativer på nuværende tidspunkt.

Ørsted medgiver således, at der ikke i forordning (EU) 2019/943 er anført, at Energinet ikke må anvende en metode som foreslået, og at Energinet som udgangspunkt skal bistå, når der er behov for strukturel modhandel, men det er Ørsteds vurdering, at Metoden umiddelbart ikke er i overensstemmelse med de overordnede intentioner, og at den som undtagelse ikke kan retfærdiggøres.

Der er således meget der taler for, at man i det konkrete tilfælde i forhold til Tyskland og den måde, som Metoden ønskes anvendt på juridisk kan argumentere for, at Energinets metode ikke er proportional i forhold til det råderum som gives i forordningen i forhold til modhandel og kapacitetsudfordringer, og at den heller ikke er en kortsigtet løsning, men

er med til at fastholde en problemstilling på lang sigt stik imod formålene med forordning (EU) 2019/943.

Dok. Id: Deca00001563-
65906408-8047

Dermed vurderes Metoden potentielt at kunne være i strid med artikel 16, da man fra dansk side med Metoden vil være med til at fastholde strukturelle udfordringer i Tyskland, som tilmed vil have en konkurrenceforvridende effekt på det danske elmarked og føre til utilsigtede prisforskydningerne som anført i bilag 2 afsnit 4.2.1.

5.4 Konsekvenser af Metoden i forhold til EUs fri bevægelighed

I ovenstående afsnit har Ørsted udelukkende forholdt sig til, om Metoden kunne anfægtes i forhold til selve sektorlovgivningen dvs. EU's regulering af selve elmarkedet i form af blandt andet forordning (EU) 2019/943.

Imidlertid er det Ørsteds vurdering, at den af Energinet foreslåede metode formentlig ligeledes kan være direkte i strid med EU-traktatens artikel 26 og 36 om fri bevægelighed.

Der findes således eksempler på, at man kan anvende EU-traktatens bestemmelser direkte på eksempelvis el-området, når EU's målrettede sektorlovgivning ikke er total harmoniseret. Det er Ørsteds umiddelbare vurdering, at el-området ikke er fuldt ud harmoniseret endnu, eftersom forordningerne på en række områder alene sætter rammer og mål op for medlemsstaterne, og at der er plads til regionale løsninger. Der skal Energinets metode ligeledes opfylde EU-traktatens bestemmelser om fri bevægelighed, som også er målsætningen for hele el-reguleringen.

Det er i den forbindelse Ørsteds vurdering, at der er meget som taler for, at Energinets metode udgør en teknisk foranstaltning, som ikke kan retfærdiggøres i henhold til EU-traktatens artikel 36 eller i øvrigt kan begrundes ud fra almenhedens interesse.

Som allerede anført i de foregående afsnit, anser Ørsted ikke den pågældende metode for proportional, idet man med Metoden reelt påvirker det frie marked for el alene med det formål at bistå Tennet med at løse interne flaskehalsproblemer, hvorved der sker en diskrimination af det danske elmarked.

Det er således Ørsteds vurdering, at man fra Energinets side bør lave en analyse af alle mulige alternative løsninger/metoder og herefter vurdere, hvilken metode, som er den mindst begrænsende, og som vurderes vil være i overensstemmelse med EU-reglerne.

5.5 Vurdering af Energinets forpligtelse til at bistå en nabo-TSO

Energinet anfører i deres metode, at de i henhold til EU-traktatens forpligtelser om at bistå de enkelte medlemsstater er forpligtet til at bistå Tennet med modhandel, hvilket er baggrunden for den pågældende metode.

Ørsted er som udgangspunkt enig med Energinet i, at Energinet såvel som andre danske myndigheder er forpligtet til at hjælpe sine nabolande med opfyldelse af EU's mål herunder målet om et frit elmarked i EU.

Imidlertid tolker Energinet denne traktatforpligtelse meget langt, når man bruger den til at bistå en anden TSO med at opretholde en strukturel udfordring i et andet medlemsland, som medfører en reel handelshindring mellem to medlemsstater, og i en situation, hvor

problemstillingen kan løses internt i Tyskland og ikke på den danske grænse, hvor problemet reelt heller ikke er tilstede.

Dok. Id: Deca00001563-
65906408-8047

Det er at strække sin forpligtelser for langt og selvsagt ikke i overensstemmelse med intentionerne i EU-traktaten.

5.6 Vurdering af, om Metoden er i strid med artikel 16, stk. 3 i forordning (EU) 2019/943

Det anføres direkte i metodebeskrivelsen fra Energinet, at der implementeres en ny kapacitetsberegningss metode i Hansa-regionen (herefter "Hansa CCM") med virkning fra 2024. Den nye kapacitetsberegningss metode er godkendt af de regionale regulatorer i Hansa-regionen.

Det fremgår tydeligt, at Energinet er opmærksom på, at den alternative kapacitetsjusteringsmekanisme ikke er i overensstemmelse med Hansa CCM, og at det er meget muligt, at den alternative kapacitetsjusteringsmekanisme alene virker frem til 2024, hvorefter den afløses af Hansa CCM.

Energinet og Tennet har således aftalt at anvende den alternative kapacitetsjusteringsmekanisme frem til implementeringen af Hansa CCM under forudsætning af, at den godkendes af Forsyningstilsynet.

For det første kan der stilles spørgsmål ved, om Forsyningstilsynet har kompetence til at godkende den alternative kapacitetsjusteringsmekanisme henset til, at der allerede foreligger en godkendt Hansa CCM, og at den alternative kapacitetsjusteringsmekanisme ikke overholder denne, fx idet modhandel ikke indgår i den matematiske beskrivelse i artikel 12, og idet modhandel ikke er indeholdt i artikel 15.

For det andet kan der stilles spørgsmål ved, om den alternative kapacitetsjusteringsmekanisme kan anvendes på DK1-DE/LU, når den ikke er udtryk for en fælles kapacitetsjusteringsmekanisme for Hansa-regionerne, da den udelukkende er aftalt mellem Energinet og Tennet uden de øvrige TSO'er, og alene vil blive anvendt på DK1-DE/LU.

Ørsted skal afslutningsvis blot påpege, at Ørsted vurderer, at en godkendelse af Energinets metode formentlig ikke er i overensstemmelse med artikel 16, stk. 3, hvoraf fremgår, at metoder der reducerer overførselskapaciteten skal være koordinerede indenfor de pågældende kapacitetsregioner.

Ørsted må således stille spørgsmålstegn ved, om man reelt kan godkende en metode, som hverken er i overensstemmelse med det Nordiske område eller Hansaregionen, dvs. om man kan tillade sig at have en intern dansk model, som dog får fuld indflydelse på budområderne i EU.

Ørsted anerkender, at man fra dansk side ønsker at få kapacitetsmetoden i Hansaregionen ændret, men Ørsted skal i den forbindelse påpege, at Forsyningstilsynet i den forbindelse bør overveje, om det reelt er muligt at have en midlertidig model, som ikke er koordineret med de pågældende regioner.