



ENERGINET

Energinet
Tonne Kjærsvvej 65
DK-7000 Fredericia

+45 70 10 22 44
info@energinet.dk
CVR-nr. 28 98 06 71

Dato:
23. august 2021

Forfatter:
AGA/ABG/JBU

BAGGRUNDSNOTAT

Q&A - NY MODHANDELSMODEL

Baggrund

Energinet er i gang med at implementere en ny markedsmodel for modhandel. Modhandlen anvendes i dag primært til at understøtte den tyske TSO TenneT, der har brug for nedregulering fra Danmark for at kunne sikre day ahead-handelskapacitet på udlandsforbindelsen mellem Jylland og Tyskland (DK1-DE) trods flaskehalse i det interne tyske elnet.

I dag modhandler Energinet ved at bruge specialregulering. Her bruges bud fra regulerkraftmarkedet, hvis primære formål ellers er balanceregulering i Norden. I markedet i dag kan kun danske markedsaktører deltage – og her primært elproducenter (samt elkedler for forbrugssiden). Modhandelsomfanget mod Tyskland er vokset markant i 2020, og den begrænsede markedsadgang har ført til, at priserne er tredoblet siden 2017, og konkurrencen i markedet er udfordret.

Manglende konkurrence skaber behov for ny model

Energinet ønsker i stedet at implementere en model, hvor modhandlen købes i det europæiske intraday-marked, hvor konkurrencedygtige bud fra et større marked kan deltage, ligesom der også sikres lige vilkår og adgang til markedet for danske aktører. Foruden at sikre et omkostningseffektivt indkøb via mere effektiv konkurrence forventes den nye model, at føre til lavere priser for forbrugerne og reducere mængden af VE-produktion, der nedreguleres i Danmark, hvilket i 2020 svarede til knap 9 % af den potentielle danske vindmølleproduktion.

Spørgsmål i forbindelse med implementering af ny model

Energinet har afholdt en række workshops omkring baggrunden for ændring af den nuværende model og om den kommende intraday model. I forlængelse heraf har der været en række spørgsmål, enten direkte til Energinet eller bragt frem gennem presse m.v.

Energinet ønsker i dette notat at besvare disse spørgsmål, så der sikres størst mulig transparens for de markedsaktører, der måtte være interesserede heri.

Energinet afholder derudover et dialogmøde i forbindelse med den kommende metodeanmeldelsesproces. Her vil der tilsvarende være mulighed for at stille spørgsmål til Energinets metodevalg.

1. Baggrund

1.1 En beskrivelse af baggrunden for, at Energinet ønsker at overgå til en ny model.

Det overordnede samfundsøkonomiske rationale bag beslutningen om at anbefale at håndtere modhandelen gennem en intraday model er, at en sådan model har de primære konkurrencemæssige fordele, at markedet både udvides geografisk og i forhold til forbrugssidens delta-gelse.

Erfaringerne med de kraftigt stigende modhandelsbehov under den nuværende specialreguleringsmodel er, at de har ført til kraftigt stigende omkostninger (som viderefaktureres til TeneT), et uhensigtsmæssigt pres på Energinets kontrolrumsprocedurer tæt på driftstimen og en markant nedlukning af dansk vindkraft. Udviklingen har derfor udløst et behov for at revurdere beslutningen fra 2017 om at benytte specialregulering til håndtering af modhandelen på den dansk-tyske grænse.

Dette revurderingsbehov har været forudset fra start tilbage i 2017, hvor der i forbindelse med indgåelsen af Joint Declaration (JD) blev lavet en konsekvensvurdering af en række modhandelsmodeller, der kom til at ligge til grund for valget af den nuværende specialreguleringsmodel. Af denne konsekvensvurdering fremgik det eksplicit, at de stigende volumener frem til 2020 ville kunne betyde, at den nuværende model ud fra et omkostnings- og systemperspektiv kunne vise sig uhensigtsmæssig, men at modellen tilbød en vej til hurtigt at komme i gang med at implementere minimumskapaciteter i day ahead-markedet, da den ikke krævede særskilt regulatorisk godkendelse eller udvikling. Energinet påbegyndte på baggrund af de identificerede uhensigtsmæssigheder i 2020 et arbejde med at finde en modhandelsmodel, der vil kunne anvendes fremover uden disse uhensigtsmæssigheder i tæt dialog med danske elmarkedsaktører.

Konkret medfører den nuværende model følgende uhensigtsmæssige markedseffekter, hvor den centrale drivkraft bag effekterne er, at modellen begrænser likviditeten i modhandelsmarkedet, da det udelukkende er en delmængde af de danske aktører, der har adgang til modhandelsenergien.

1.2 Samfundsøkonomisk tab

De store modhandelsvolumener betyder i den nuværende specialreguleringsmodel, der alene tillader deltagelse af visse danske markedsaktører, at der gennemføres meget store nedreguleringer på danske produktionsanlæg – herunder også vindkraft, hvis produktion der dermed går tabt. I stedet for at nedregulere vindkraftens omkostningseffektive produktion kunne produktion fra fx vandkraft i Norden nedreguleres og den vedvarende vandkraft energi gemmes, så den på et senere tidspunkt kan erstatte dyrere produktion. Denne effekt gør den nuværende model unødvendigt dyr og medfører et betydeligt effektivitetstab i den nordiske elproduktion.

Hvorfor vil I ændre modellen, når beregninger ikke viser samfundsøkonomisk overskud?

Som nævnt ovenfor så vil den nye model være en gevinst for både økonomien og miljøet og dermed et bedre alternativ end den nuværende model.

Det er åbenlyst, at et større marked og flere aktører vil føre til mere konkurrence og mere effektive priser. Når de samfundsøkonomiske tal ikke er entydige, skyldes det, at der bag regnestykkerne ligger mange antagelser og forudsætninger, og at regnemodellerne ikke er lavet til

intraday markedet. Alt det har vi forklaret i høringsmaterialet, og lagt det hele frem – både regnestykkerne og forklaringerne på, hvorfor de ikke er entydige.

Desuden skal den nuværende ordning laves om senest i november 2022, da den nuværende modhandelsmodel ikke kan fortsætte grundet automatiseringen af den nordiske platform forud for overgangen til den europæiske balanceplatform.

Kan I uddybe hvorfor de kvantitative resultater er så usikre?

Energinet har to modeller til rådighed, når der skal modelleres markedseffekter som følge af ændringer i markedet. BID som er fremadskuende og Simulation Facility (SF) som er bagudskude. Begge modeller er day-ahead markedsmodeller. Energinet har ingen modeller til at modellere effekterne i intraday markedet og heller ikke i balancemarkederne.

Ved vurderingen af effektiviteten af intraday modellen i metodeanmeldelsen er SF blevet benyttet. BID er blevet fravalgt idet der ville skulle tilføjes antagelser om den fremtidige modhandelsvolumen på de danske grænser, og dermed ville det føre til yderligere usikkerhed om resultatet.

SF medtager faktiske priser, bud og kapacitetsallokering i hele Europa. SF er bygget til day-ahead markedet, og der medtages derfor i tolkningen af resultaterne en række usikkerheder og antagelser. Det fx antaget, at når modhandel sælges i intraday markedet, så vil efterspørgsel, svarende til modhandelsbehovet, flyttes fra DA-markedet til ID, men det er usikkert hvor store mængder efterspørgsel, der rent faktisk flyttes. Der er i vurderingen af effektiviteten af den nuværende model også lavet mange antagelser vedrørende driftsomkostninger (brændsel, vedligehold og afgifter), samt om producenterne (og elkedlerne) kan antages at have budt spekulativt osv.

Selv om tallene ikke er entydige, er vi overbeviste om, at en ny model er mere efficient. Det er åbenlyst, at et større marked og flere aktører vil føre til mere konkurrence og mere efficiente priser.

Beregningerne af de samfundsøkonomiske effekter hviler på buddata, som af tekniske årsager ikke er direkte sammenlignelige. De buddata, der ligger til grund for vurderingen af intraday-modellen, gør det muligt direkte at lave en vurdering af omkostningseffekten af intraday-modellen. For de buddata, der ligger til grund for vurderingen af specialreguleringsmodellen, er dette ikke muligt. Energinet er derfor nødt til at lave antagelser omkring omkostningseffekten for hvert enkelt bud uden kendskab til andet end volumen (MW) og den underliggende teknologi (fx elkedler eller termisk produktion). Dette medfører en betydelig usikkerhed omkring omkostningseffekten af specialreguleringsmodellen.

Hvorfor vil I indføre en ny modhandelsmodel som begrænser kapaciteten der gives til intraday markedet? Og hvordan påvirker den det fysiske flow på grænsen?

Skiftet fra den nuværende modhandelsmodel til intraday modhandelsmodellen resulterer ikke i nogen forskel på de fysiske flows i elsystemet. Hvis markedsaktørerne får mulighed for at udnytte den eventuelt ledige kapacitet fra day-ahead markedet yderligere i intraday markedet, så vil behovet for modhandel blot øges tilsvarende. Reduktionen i handelsmulighederne medfører således ikke et samfundsøkonomisk tab, sådan som det er tilfældet for begrænsningen af markedsstørrelsen for modhandelsmodellen

I den bedste verden stilles den fulde handelskapacitet på de forskellige grænser til rådighed for markedet i alle tidsrammer, men når transmissionsnettet ikke kan håndtere de fysiske flows,

der resulterer fra handlerne, så skal de reduceres til et sikkert niveau. Dette gøres ofte ved at benytte modhandel.

Modhandel i intraday markedet, sådan som Energinet foreslår, vil betyde, at eventuel uudnyttet kapacitet fra day ahead markedet i situationer med modhandel vil blive trukket tilbage, sådan at markedsaktørernes muligheder for at handle hen over grænserne begrænses. Energinet ønsker generelt ikke at reducere aktørernes muligheder for at handle over grænser, men ser dette som det mindste af to onder. Energinets forslag medfører en vis reduktion i markedsaktørernes muligheder for at handle hen over grænserne, men skaber omvendt det størst mulige marked for modhandelsenergien, hvor alle aktørtyper kan deltage. Dermed sikrer Energinets forslag de lavest mulige omkostninger ved at håndtere netproblemerne, der er årsag til modhandlen. Det eneste alternativ til intraday-modellen er i dag den nuværende modhandelsmodel, hvor markedet for modhandelsenergien er begrænset til Danmark (DK1 og DK2), og visse aktørtyper ikke kan deltage. Dette alternativ medfører større omkostninger til at håndtere netproblemerne.

1.3 Påvirkning af regulerkraftmarkedet

Selvom det danske elsystem balanceres integreret med det nordiske markedsområde har den store efterspørgsel fra modhandelsmarkedet betydning for balanceringen af det danske og nordiske elsystem. Danske bud, der ud fra et omkostningsperspektiv burde være konkurrencedygtige i Norden, bidrager ikke til balanceringen, fordi de bydes ind i markedet med henblik på aktivering til specialregulering, hvilket betyder, at den samlede balancering ikke bliver samfundsøkonomisk efficient.

De meget negative priser for modhandelsenergi giver danske aktører incitament til at gøre deres salgsbud større, end de rent faktisk kan levere¹. Dette skyldes, at ubalanceprisen sættes i et nordisk marked, mens specialreguleringsprisen sættes i et dansk marked.

Påvirkningen af balanceenergimarkedet kombineret med at specialregulering købes i selve driftstimen skaber derudover et u hensigtsmæssigt pres på Energinets kontrolrumsprocedurer tæt på driftstimen. Da modhandelsenergi som regel er kendt døgnet inden driftstimen, så er dette pres unødvendigt og kan undgås ved at energien handles i længere tid forud for driftstimen.

1.4 Øvrige, ikke markeds mæssige konsekvenser

Som en afledt konsekvens af den nuværende modhandelsmodel sker der en betydelig reduktion i dansk vindkraftproduktion. I 2020 medførte modhandlen med TenneT et fald i vindkraftproduktionen på knap 1,5 TWh (1.500.000.000 kWh) svarende til ca. 4,3 % af det samlede danske elforbrug eller årsproduktionen fra 350MW havvindmøller.

Energinet vurderer på baggrund af overslagsberegninger, at den nuværende modhandelsmodel derigennem har medført en øget CO₂-udledning på europæisk niveau svarende til ca. 1 millioner ton CO₂-ækvivalenter, svarende til ca. 2 % af den samlede danske CO₂-udledning i 2020. Tages der højde for at ca. 10% af vandkraften er river-run, og således ikke kan gemme vandet til senere brug, så er den øgede CO₂-udledning på europæisk niveau ca. 0,9 millioner ton CO₂-ækvivalenter. Denne effekt opstår primært ved at vindkraften tabes og elproduktionen skal erstattes, af CO₂-udledende elproduktion baseret på fx kul og gas i Danmark eller vores nabolande.

¹ Energinet overvåger markedet for at forhindre en sådan adfærd, men kan ofte kun tilvejebringe indikationer på en sådan adfærd, som kan gøre det vanskeligt at sanktionere tilstrækkeligt.

1.5 En intraday model er ikke diskriminerende

I Energinets kommunikation har Energinet hidtil lagt vægt på ovenstående markedsmæssige kriterier for ændringen bl.a. på de gennemførte workshops. I forbindelse med metodearbejdet er spørgsmålet ikke-diskrimination også blevet vurderet.

Ikke-diskrimination er en central forudsætning for enhver modhandelsmodel, da en modhandelsmodel, der er diskriminerende, ikke kan godkendes af Forsyningstilsynet, fordi en sådan model vil være i strid med både det bredt anvendte ikke-diskriminationsprincip samt det mere specifikke krav i Elforsyningsloven §28, stk. 2, nummer 16, som kræver, at Energinet anskaffer energien til vores hverv gennem ikke-diskriminerende metoder.

At købe modhandelsenergi i intraday markedet vurderes ikke som værende diskriminerende.

1.6 Visse danske aktørers modstand mod intradaymodellen

Danske producenter og deres interesseorganisationer lægger stor vægt på, at forbrugernes adgang til modhandelsenergien i intradaymodellen medfører en lavere og dermed "skævvredet" day-ahead elmarkedspris, som vil gøre det mindre attraktivt at opstille nye vindmøller, gøre allerede foretagne investeringer dårligere og flytte regningen for interne tyske flaskehalse til danske aktører. Samlet set er det påstanden, at intradaymodellen vil gøre den grønne omstilling dyrere.

Energinet har hele tiden anerkendt, at day-ahead prisen vil blive lavere ved intradaymodellen. Denne effekt er imidlertid en konsekvens af øget konkurrence mellem forbrugere og producenter, der i markedet søger at handle energi til den bedst mulige pris. Der er således ikke tale om, at intradaymodellen *medfører* en skævvredet elpris, men derimod om at intradaymodellen *retter op* på den skævvridning, der sker med den nuværende modhandelsmodel, som forhindrer fri konkurrence, og intradaymodellen vil således sænke elregningen for elforbrugere.

Opsummering

Det er Energinets vurdering, at en intradaymodel er den bedst egnede modhandelsmodel for fremtiden, da den leverer den bedste samfundsøkonomiske løsning gennem den stærkest mulige konkurrence med lige vilkår for deltagelse fra alle markedsaktører, samtidig med at den fjerner det nuværende uhensigtsmæssigt pres på Energinets kontrolrumsprocedurer tæt på driftstimen, og desuden opfylder kriterierne til ikke-diskrimination, efficiens og transparens i markant højere grad end både den nuværende model og de andre modeller, der har været vurderet.

1.7 En beskrivelse af, hvorfor den eksisterende model ikke kan fortsætte i sin nuværende form, herunder om der tale om, at den ikke KAN eller ikke BØR fortsætte

Det er Energinets faglige vurdering (ud fra hensyn beskrevet i afsnit 1.2), at den nuværende model *bør* ophøre så hurtigt, som det er praktisk muligt, fordi den som beskrevet ikke lever op til de grundlæggende krav, der må stilles til en effektiv markedsløsning.

Den nuværende model *kan* ikke fortsætte uændret efter november 2022 hvor den nordiske platform automatiseres som et led i overgangen til den europæiske balanceplatform. På det tidspunkt hvor Energinet påbegynder sin deltagelse i den fælleseuropæiske balanceringsplatform MARI, vil det hverken være tilladt at tilbageholde bud fra MARI eller muligt at aktivere bud på MARI til modhandelsformål, der er kendt lang tid i forvejen. Det vil fortsat være muligt

at benytte bud til håndtering af interne danske problemer/flaskehalse, der ellers ville udsætte elsystemet for utilladelig overbelastning, jf. Electricity Balancing Guideline artikel 29(3), 29(9), 29(14) og 31(9) (EU Forordning 2017/2195).

1.8 Vil Energinet ikke fortsat anvende specialregulering til flaskehalse efter 2024?

Energinet vil fortsat skulle aktivere lokale balanceenergibud til at håndtere danske problemer, fx interne flaskehalse, som ellers ville udsætte elsystemet for utilladelig risiko/overbelastning, jf. Electricity Balancing Guideline artikel 30(1)(b).

Energinet må ikke benytte lokale balanceenergibud til modhandelsformål, der er kendt lang tid i forvejen, efter dansk indtrædelse i MARI jf. foregående spørgsmål.

2. Løsningsmuligheder

2.1 En beskrivelse af mulige alternativer til den eksisterende model og begrundelse for Energinets valg af Intraday-modellen, herunder

Energinet har set på følgende relevante løsningsrum:

- Den nuværende specialreguleringsmodel
- Intradaymodel
- En nordisk TSO-TSO model

A) Den nuværende specialreguleringsmodel

Er det korrekt forstået, at Energinet leverer mere nedregulering til tyskerne end, hvad minimumskapaciteten kræver? I så fald, hvad er begrundelsen for dette?

Ja, det er korrekt. Når tyskerne efterspørger modhandel, accepterer Energinet tyskernes efterspørgsel, hvis Energinet vurderer, at det er muligt at imødekomme efterspørgslen. Energinet er som alle andre TSOer afhængige af et tæt drifts- og balancerings samarbejde med vores nabo-TSOer, der gør det muligt at drive de nationale elsystemer sikkert og omkostningseffektivt.

Den eneste drifts-/markeds mæssige mulighed TenneT på kort sigt har for at håndtere deres interne flaskehalse er oftest at lukke egen vind- eller solproduktion.² Nedlukning af vind- eller solproduktion er den økonomisk set dårligste løsning, uanset om det sker i Danmark eller Tyskland, da denne type produktion er kendetegnet ved meget lave (drifts)omkostninger. Modhandel i en effektiv likvid model gør det i videst muligt omfang at undgå nedlukning af vindproduktion. Dette gælder både i de situationer, hvor det tyske transmissionsnet er utilstrækkeligt til at håndtere dansk import, og når transmissionsnettet er utilstrækkeligt til at håndtere lokal tysk produktion. I begge tilfælde ønsker Energinet at hjælpe TenneT med at håndtere de interne tyske problemer – og dette sker uafhængigt af, om Tennets ønske om modhandel overstiger de garanterede kapaciteter under JD og TenneTs ensidige forpligtelser over for DG Competition (TenneT commitments). Energinet finder, at forpligtelsen til på "best effort basis" at hjælpe vores nabosystemer er et centralt omdrejningspunkt for en effektiv samkøring af de europæiske transmissionsnet jf. også udgangspunktet for - og hensigten med - bestemmelserne i den europæiske elmarkedsregulering.

² Løsningerne på længere sigt er opdeling af Tyskland i flere budzoner og netudbygning, hvor Tyskland i øjeblikket følger netudbygning.

Er det korrekt forstået, at hvis Energinet alene leverede minimumskapaciteten (1450 MW frem for de leverede 2.500/3.000 MW), så ville der være tale om væsentlig mindre nedregulering, en mindre dramatisk udvikling i prisen for modhandel mm?

Hver MWh modhandel, som Energinet måtte afvise, betyder, at der sendes mindre energi fra Tyskland til Danmark. Dermed reduceres behovet for nedregulering tilsvarende, hvilket vil påvirke prisen. Da prisen for nedregulering afspejler aktørernes betaling for at købe energi af Energinet, vil et reduceret behov for nedregulering medføre en højere pris (og dermed mindre attraktiv for danske aktører som køberne af energien). Et reduceret behov som beskrevet i spørgsmålet, vil altså forventeligt medføre en relativt lavere omkostning for nedregulering (som faktureret til TenneT).

Ville Energinet kunne fortsætte med den nuværende model, hvor Energinet alene leverede minimumskapaciteten? Og har Energinet haft overvejelser om denne løsning?

Ja, det vil teoretisk være muligt, hvis det er muligt at udvikle en IT-løsning som muliggør fortsættelsen af den nuværende model efter den nordiske platform automatiseres (november 2022) og indtil Energinet tiltræder MARI, hvor den nuværende model bliver ulovlig, jf. tidligere spørgsmål.

Som alternativ til at ændre modhandelsmodellen har Energinet ikke overvejet at begrænse hjælpen til TenneT gennem mindre accept af modhandel. En sådan løsning ville medføre, at gevinsterne ved at skifte til en intraday model jf. afsnit 1.1 ift. blandt andet samfundsøkonomi, CO₂-udledning og vindproduktion ikke høstes for den modhandel, der i den situation fortsat ville skulle håndteres gennem specialregulering.

De europæiske TSO'er har et finmasket og nødvendigt samarbejde omkring både udviklingen af markedsløsninger og gensidig driftsmæssig bistand hen over grænserne. Dette samarbejde er af stor værdi for Energinet og ultimativt for de danske forbrugere. En afvisning af at hjælpe TenneT, selvom Energinet teknisk er i stand til at yde den ønskede hjælp, vil være et dramatisk skridt som kan påvirke samarbejdsklimaet med TenneT både på det specifikke driftsmæssige plan og mere generelt.

B) Intradaymodel

Hvornår vil Energinet kunne fremvise nærmere analyseresultater af CfD-konsekvenserne og CO₂-reduktioner?

Energinet har medtaget analyseresultaterne af day-ahead prisseffekten samt CO₂ reduktionen i metodeanmeldelsen som blev sendt i offentlig høring den 2. juli 2021.

Energistyrelsen har lavet en beregning af de øgede statslige udgifter til CfD, hvis day-ahead prisen falder med 0,3-0,6 øre/kWh. Den viser en gennemsnitlig stigning på ca. 15-30 mio. kr. årligt i årene 2023-2032.

Hvad forventes den samfundsøkonomiske gevinst at være for henholdsvis Danmark og Tyskland?

Energinet har inkluderet en kvantitativ vurdering af værdiskabelsen af at skifte modhandelsmodel. Desværre kan der ikke udledes et entydigt svar ud fra denne kvantificering, da de mange antagelser og forudsætninger medfører væsentlige usikkerheder.

C) TSO-TSO-model

Nærmere beskrivelse af, hvorfor en TSO-TSO-model ikke er vurderet en gangbar løsning.

Som nævnt vil en TSO-TSO model kræve, at der er TSO'er, der ønsker at modtage modhandelsenergi fra fx TenneT. Det vil i praksis sige, at der vil skulle indgås aftaler herom med Statnett og Svenska kraftnät (og formentlig også Fingrid). Der er ingen interesse herfor på nuværende tidspunkt. Det var situationen i forbindelse med udarbejdelsen af konsekvensvurderingen fra 2017 og det er fortsat situationen i dag.

I praksis vil en TSO-TSO model desuden forudsætte etablering af et helt nyt marked, da balanceenergi ikke må bruges til modhandelsformål. Energinet er ikke bekendt med lignende "særlige" grænseoverskridende markeder i Europa. Juraen omkring etableringen af et sådant marked er uklar, fx hvordan brugen af grænseoverskridende transmissionskapacitet i et sådant marked hænger sammen med kapaciteten, der står til rådighed for balanceenergimarkederne, herunder hvad kravene til godkendelse af en sådan kapacitetsreservation i givet fald vil være. Energinet er ikke bekendt med, at de relevante forordninger forbyder etableringen af et sådant marked, men forordningerne lægger samtidig op til, at intradaymarkedet kun efterfølges af de tre balanceringsplatforme, som dermed kan udnytte den kapacitet, der fortsat er ledig efter intradaymarkedet.

Ved etablering af et separat marked, vil produktet/produkterne i dette marked skulle defineres. Energinet vurderer, at det vil være særdeles svært at sætte krav svarende til de tekniske/fysiske krav i fx regulerkraftmarkedet, da der efter Energinets opfattelse ikke findes faglige argumenter til støtte herfor. Den tidligere nævnte potentielle diskriminationsproblematik forbundet med løsninger baseret på regulerkraftmarkedet vil således også gøre sig gældende i et TSO-TSO model, hvis der er tale om et helt nyt produkt. Uden produktkrav ser Energinet ikke, at aktørerne, der har efterspurgt en TSO-TSO model, vil have nogen interesse i en sådan model.

Der findes efter Energinets opfattelse ingen objektivt faglige argumenter for at etablere et sådant marked, når intradaymodellen kan løse modhandelsbehovet markeds-mæssigt mere optimalt gennem et allerede eksisterende og velfungerende marked.

3. Lovgivning

Følger Danmark/Energinet de øvrige medlemslande/TSO'er, eller hvorvidt vi med omstillingen til Intraday sætter præcedens for andre. Har man i ENTSO-E regi har opnået enighed i spørgsmålet, samt hvorvidt ændringen bydes velkommen af Kommissionen/DG ENER?

DK1-DE grænsen er Energinet bekendt den eneste grænse i Europa med garanterede minimumskapaciteter, og det er den eneste grænse, hvor der indgået særlige commitments over for EUs konkurrencemyndigheder, hvorfor forholdene på denne grænse kun vanskeligt kan overføres til andre grænser.

DK1-DE grænsen er fysisk set en særegen grænse, der – på trods af at det er en vekselstrømsgrænse – i praksis er radial, hvilket betyder, at den driftsmæssigt kan håndteres anderledes

end vekselstrømsgrænser i et formasket system. I praksis kan Energinet styre flowet hen over grænsen til Tyskland, når Energinet regulerer op eller ned lokalt i DK1 eller via jævnstrømsforbindelserne til Norden. Dette er ikke generelt tilfældet i Europa. Det er således på grund af fysikken ikke givet, at de modeller, der diskuteres i en dansk kontekst, også kan anvendes i en generel europæisk kontekst, hvorfor præcedensspørgsmålet i høj grad vil være bestemt af lokale forhold. I mange tilfælde vil fx lokal eller cross-zonal redispatch, hvor specifikke anlæg udvælges til regulering, formentlig være den eneste mulighed for at håndtere et markedsflow, der vil skabe interne overbelastninger.

I det omfang at en intradaymodel også kan fungere på andre grænser, vurderer Energinet, at Energinets analyser af konsekvenserne af intradaymodellen vil være de samme, dog med forbehold for lokale TSO-krav om at handle sig i balance i de forskellige tidsrammer i elmarkedet. De oplagte eksempler på europæisk plan vil være HVDC-forbindelser, hvor udvekslingen netop også er karakteriseret ved at kunne styres. Energinet er umiddelbart kun bekendt med Nord-Link, den nye forbindelse mellem Norge og Tyskland, hvor Statnett vil bruge en intradaymodel i stil med Energinet. Tilsvarende har TenneT i forbindelse med de afholdte workshops fortalt, at TenneT benytter intradaymarkedet, når det er muligt (når fysikken tillader en ikke-specifik geografisk regulering i Tyskland).

Hvor det på DK1-DE grænsen i praksis er Tennes commitments, der sætter minimumskapaciteten, er det 70% reglen i Elmarkedsforordningen, der i udgangspunkt gælder for de øvrige grænser i Europa. Det skal dog bemærkes, at erfaringerne med fortolkningen af 70% reglen er beskedne, da mange EU-lande har vedtaget såkaldte "action plans" der udskyder opfyldelsen af 70% kravet gennem en gradvis indfasning og/eller fået tidsbegrænsede undtagelser fra opfyldelsen af 70% kravet.

Modhandelsmodellen handler alene om, hvordan Energinet *indkøber* modhandelen på den danske side af grænsen, og har derfor ikke været gjort til genstand for drøftelser i regi af hverken Kommissionen eller ENTSO-E. Det er dog Energinets klare forventning, at der vil være opbakning både fra Kommissionen og fra TSOerne til, at indkøbet af modhandelsressourcerne – som tilfældet er med en intraday model – gøres til genstand for grænseoverskridende handel på ikke-diskriminerende vilkår og med en højere grad af transparens end tilfældet er i dag.

Energinet vurderer ikke, at vi med en intraday model etablerer præcedens, der vil være retningssigende for den europæiske udvikling. Det forholder sig snarere sådan, at Energinet med valget af en intraday løsning følger den europæiske trend. Det eneste sted, man efter Energinets opfattelse kan tale om at der sættes en præcedens, er ved at Forsyningstilsynet gennem metodegodkendelsen som en af de første myndigheder vil få lejlighed til at forholde sig til fortolkningen af, hvordan 70% reglen skal forstås i forhold til intraday.

Hvordan ser Energinet sammenhængen mellem den foreslåede løsning og fælleserklæringen med tyskerne og 70 pct.-kravet, og anser Energinet løsningen værende i tråd med elmarkedsforordningen?

Energinet vurderer, at efterlevelse af 70 % kravet er opfyldt, hvis der på en given grænse er givet 70 % kapacitet i day-ahead tidsrammen. Energinet vurderer således ikke, at der er konflikt med 70 % kravet, hvis intradaykapaciteten efterfølgende reduceres, så længe der er givet 70 % kapacitet i day-ahead markedet. Energinet er af den opfattelse, at dette understøttes af ACER recommendation 01/2019, som er det tætteste vi i dag har på en autoritativ fortolkning af artikel 8 i EU Forordning 2019/943. Særligt vigtigt er Annex 3, som beskriver, at 70 % kravet for

en given grænse skal efterleves ”koordineret”, forstået på den måde at kravet kan betragtes opfyldt, hvis TSOerne giver kapacitet på en sådan måde, at 70 % af kapaciteten står til rådighed for markedet i den ene (day-ahead) *eller* den anden tidsramme (intraday), hvor ACER understreger, at det er vigtigst, at kapaciteten står til rådighed for day-ahead markedet, præcist sådan som Energinet har foreslået.

Med det forbehold, at hverken ACER eller ultimativt EU Domstolen på nuværende tidspunkt har udtalt sig autoritativt herom, er Energinet på baggrund af ovenstående argumentation ganske sikre på, at vores tolkning af 70% reglen er korrekt. Spørgsmålet vil formentlig finde sin foreløbige afgørelse gennem Forsyningstilsynets behandling af metodeforslaget.

4. Videre proces

4.1 Hvordan forventer Energinet at inddrage branchen i den videre proces, herunder ift. at tydeliggøre forslag til model ift. alternativer? Vil nærmere analyseresultater blive delt med branchen?

På den tredje modhandelsworkshop afholdt d. 2. februar 2021 var der lejlighed til at drøfte foreslåede alternativer til en intraday model samt yderligere spørgsmål der har været rejst om forståelsen af Elmarkedsforordningens krav om, at der skal stilles 70% kapacitet til rådighed på grænserne. Energinet afholdte desuden et intraday design møde d. 20. april 2021, samt afholder et dialogmøde i forbindelse med den offentlige høring af metodeanmeldelsen d. 17. august 2021.

Derudover inviterer Energinet til bilaterale møder og tager løbende imod skriftligt input, som det også fremgik på den tredje modhandelsworkshop.

Energinet vil i markedsdialogen omkring metodeanmeldelsen inkludere vurderingen af alternative modhandelsmodeller og herunder konsekvenser og prisseffekter i markedet af en ny intraday modhandelsmodel.

4.2 Hvordan inddrager Energinet branchen ift. den videre proces? Kan der opnås en mere transparens proces gennem offentliggørelse af delanalyser og opfølgende workshops med branchen?

Som ovenfor beskrevet vil Energinet fortsat inddrage branchen. Aktørerne får mulighed for at kommentere på de mere detaljerede analyser i forbindelse med høringsprocessen (skriftlig og på dialogmødet). Der vil være transparens i både metode og analyseresultater i denne forbindelse.

4.3 Hvornår forventes Forsyningstilsynet at skulle behandle en eventuel metodegodkendelse for en ny model?

Metodeanmeldelsen forventes indsendt Q3 2021.

4.4 Forventer Energinet fortsat, at nuværende tidsplan er realistisk?

Der er foretaget justeringer til tidsplanen, for at sikre mere tid til inddragelse under udarbejdelsen af metoden. Energinet mener stadig at igangsættelsen af en gradvis overgang til en intraday model kan begynde august 2022.