

ENERGINET

Energinet
Tonne Kjærvej 65
DK-7000 Fredericia

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

Dato:
17. november 2017

Forfatter:
RKI/RKI

NOTAT

INDFØRSEL AF FINANSIELLE TRANSMISSIONSRETTIGHEDER PÅ COBRACABLE

Med henvisning til Elforsyningslovens § 73a anmoder Energinet hermed Energitilsynet om metodegodkendelse af indførelse af finansielle transmissionsrettigheder på COBRACable i 2019. Anmeldelsen skal ses i sammenhæng med transmissionsrettigheder på de dansk-tyske grænser samt Forward Capacity Allocation netreglen (EU) 2016/1719 (herefter "FCA").

1. Baggrund for metodeanmeldelsen

COBRACable bliver taget i drift i en periode, hvor netreglerne gradvist bliver implementeret. Disse netregler er blandt andet FCA, som angiver reglerne for forward kapacitetsberegninger samt salg af lange transmissionsrettigheder. Under FCA skal alle udlandsforbindelser henføres til en kapacitetsberegningsregion. Det er hverken muligt, at få truffet beslutning om hvilken kapacitetsberegningsregion COBRACable skal tilhøre eller opnå godkendelse af lange transmissionsrettigheder for COBRACable inden kablet sættes i drift. Derfor ansøges om separat metodegodkendelse for lange transmissionsrettigheder på COBRACable. Når de fremtidige regionale godkendelser i regi af en kapacitetsberegningsregion bliver opnået vil disse godkendelser erstatte denne metodegodkendelse.

Lange transmissionsrettigheder tilbydes i dag på Storebæltsforbindelsen (DK1-DK2), Kontek (DK2-DE) samt DK1-DE grænsen. Lange transmissionsrettigheder tilbydes i dag for at understøtte det finansielle marked og dermed gøre prissikring mere tilgængeligt for de danske forbrugere og producenter.

En elleverandør, som tilbyder detailkunder en leverance til en fast pris, gør det med udgangspunkt i det finansielle forward marked. Elleverandøren køber den fysiske strøm ind på spot børsen til den spotpris, der gælder i det område hvor forbrugerens fysiske forbrug foregår. Spotpriser varierer time for time, hvilket betyder, at elleverandøren har en risiko ved at love en fast pris til detailkunden. Denne prisrisiko kan afdækkes ved at købe finansielle forward kontrakter i forward markederne.

Sekretariatet for Energitilsynet vurderede med af afgørelsen den 17. Maj 2017¹, at de danske prisområder DK1 og DK2 mangler likviditet i forward markedet. Dette betyder, at de danske forbrugere og producenter betaler for høje handelsomkostninger, når de vil prissikre deres forbrug eller produktion. Energinet blev i den sammenhæng bedt om at sikre tilstrækkelige "cross zonal" hedging produkter. I metodeforslaget til at sikre hedging produkter i DK1 og DK2, er det blevet vurderet, at lange transmissionsrettigheder mod kontinentet er den mest samfundsoptimale måde at løse likviditetsproblemerne i de danske områder. I denne sammenhæng er indførelsen af lange transmissionsrettigheder på COBRACable en yderligere foranstaltning til at sikre likviditeten i de danske områder, hvilket er til gavn for danske forbrugere og producenter.

1.1 Fysiske eller finansielle transmissionsrettigheder

Der har tidligere været indført fysiske transmissionsrettigheder på de dansk-tyske grænser samt Storebæltsforbindelsen. Forslaget til "regional design of Long Term Transmission Rights" FCA artikel 31 blev anmeldt til Energitilsynet den 17. november 2017. I det forslag ændres de fysiske transmissionsrettigheder til finansielle transmissionsrettigheder (FTR) på de dansk-tyske grænser. Årsagen til at skifte til finansielle transmissionsrettigheder er, at det kan sikre mere kapacitet til de lange transmissionsrettigheder, da TSO'erne ikke behøver at tage højde for et eventuelt fysisk flow, som en nominering af en fysisk transmissionsrettighed kan skabe. Dette argument gør sig også gældende på COBRACable. Ydermere oplyser TenneT TSO B.V. (TenneT), at der foretages nomineringer af fysiske transmissionsrettigheder fra enkelte markedsaktører selvom markedskobling medfører, at det aldrig kan være mere optimalt at nominere transmissionsrettigheden. Disse argumenter medfører, at Energinet og TenneT TSO B.V. ønsker at indføre transmissionsrettighederne som finansielle transmissionsrettigheder. Det skal ydermere bemærkes, at med indførelsen af MIFID II² den 1. januar 2018 er transmissionsrettigheder fritaget fra finansiell regulering i det primære marked, hvilket hidtil har været en bekymring for Energinet i forhold til at introducere finansielle transmissionsrettigheder.

1.2 Det juridiske grundlag

Det fremgår af §31 i Elforsyningsloven at "Energinet skal ved udførelsen af sine opgaver bidrage til at sikre, at der skabes de bedst mulige betingelser for konkurrence på markeder for produktion og handel med elektricitet". Hertil kommer FCA, som generelt opfordrer til indførelse af lange transmissionsrettigheder, samt ydermere nævner det som en løsningsmulighed såfremt likviditeten i det eksisterende finansielle marked ikke er tilfredsstillende ifølge de regulerende myndigheder.

2. Hvad er problemet med det nuværende finansielle marked?

I det nuværende finansielle marked handles der to typer kontrakter, som tilsammen afdækker prisvariationen i spotprisen. Den ene kontrakt er en system forward, som afdækker prisvariationen i den fælles nordiske pris uden hensyntagen til eventuelle fysiske flaskehalse. Den anden kontrakt, der handles, er en EPAD (Electricity Price Area Differential), som afdækker prisforskellen mellem den fælles nordiske system pris og det specifikke område, som forbrugeren har sit forbrug i. Hvorvidt begge kontrakter anvendes som et hedge afhænger af korrelationen mellem systemprisen og området.

¹ http://energitilsynet.dk/fileadmin/Filer/0_-_Nyt_site/EL/Sekretariatsafgoerelser/2017/16-12197_-_ET_transmissionsrettigheder/Endelig_afgoerelse.pdf

² Markets in Financial Instruments Directive (2014/65/EU)

Energitilsynet lagde rapporten "Investigation of forward markets for hedging in the Danish electricity market" af Houmøller Consulting³ til grund for sin vurdering af likviditeten i de danske markeder. I denne rapport ses følgende tabel

Tabel 1 - Korrelation mellem timepriser

Correlation between hourly prices							
Year	DK1		DK2		SE4		Germany
	System Price	Germany	System Price	Germany	System Price	Germany	System Price
2007	0.49	0.71	0.51	0.68	-	-	0.51
2008	0.65	0.76	0.67	0.74	-	-	0.58
2009	0.68	0.67	0.53	0.33	-	-	0.55
2010	0.54	0.87	0.65	0.27	-	-	0.47
2011	0.53	0.81	0.48	0.83	-	-	0.33
2012	0.61	0.79	0.68	0.77	0.88	0.52	0.45
2013	0.21	0.20	0.72	0.77	0.83	0.67	0.58
2014	0.62	0.73	0.68	0.70	0.77	0.58	0.56
2015	0.67	0.59	0.67	0.55	0.84	0.44	0.34
2016	0.75	0.81	0.84	0.70	0.88	0.64	0.66
2007-2016⁹	0.53	0.61	0.65	0.55	0.88	0.56	0.53

Kilde: Houmøller Consulting Investigation of forward markets for hedging in the danish electricity market side 23

Denne tabel viser, at korrelationen mellem de danske områder i perioden 2007-2016 har været relativt lav i forhold til kun at afdække prisrisikoen udelukkende med system forward kontrakter. Det betyder, at EPAD kontrakter er nødvendige for prissikring i de danske områder.

2.1 Mangel på EPADs

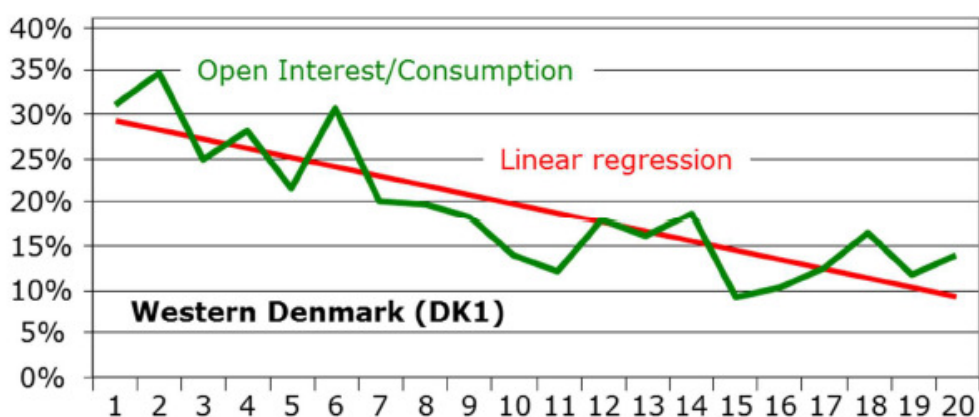
Såfremt afdækningen af prisrisikoen skal være perfekt⁴ er det nødvendigt også at handle EPADs. Det lader dog umiddelbart til, at den lave likviditet er en forhindring for, at forbrugerne kan bruge disse forwards, hvilket ses i det faktum at størrelsen af elforbruget, som prissikres ligger en del lavere end det fysiske forbrug. Anvendes open interest⁵ som indikator for mængden af forbrug, der er dækket, viser nedenstående figurer, at andelen, der er prissikret, er relativt lav.

³ http://energitilsynet.dk/fileadmin/Filer/0_-_Nyt_site/EL/Sekretariatsafoerelser/2017/16-12197_-_ET_transmissionsrettigheder/Bilag_3_-_Investigation_of_Danish_power_hedging_ver_02_April_2017.pdf

⁴ I denne sammenhæng ses der bort fra profil- og volumenrisiko

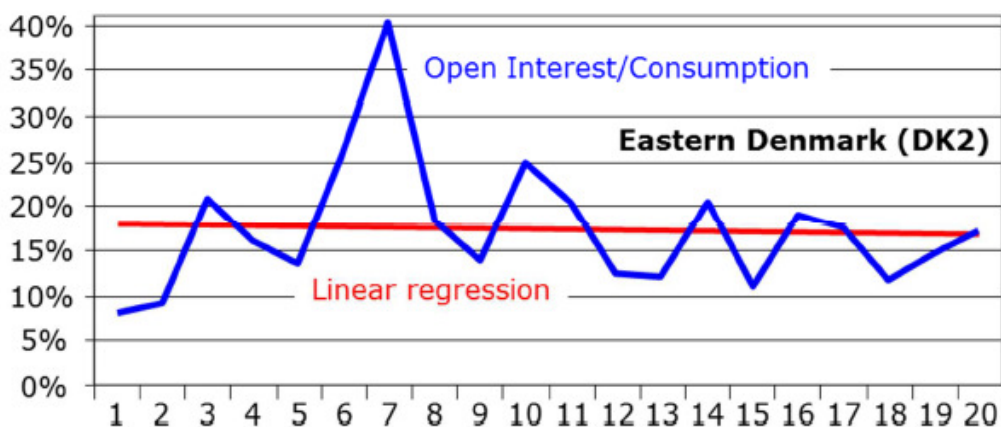
⁵ Open interest defineres som antallet af åbne kontrakter (ikke lukket eller leveret), nærmere forklaring følger under figur 2 i dette dokument

Figur 1 - Open interest/forbrug for DK1 kvartals EPADs i perioden Q1-2012 til Q4-2016



Kilde: Houmøller Consulting Investigation of forward markets for hedging in the danish electricity market side 36

Figur 2 - Open interest/forbrug for DK2 kvartals EPADs i perioden Q1-2012 til Q4-2016

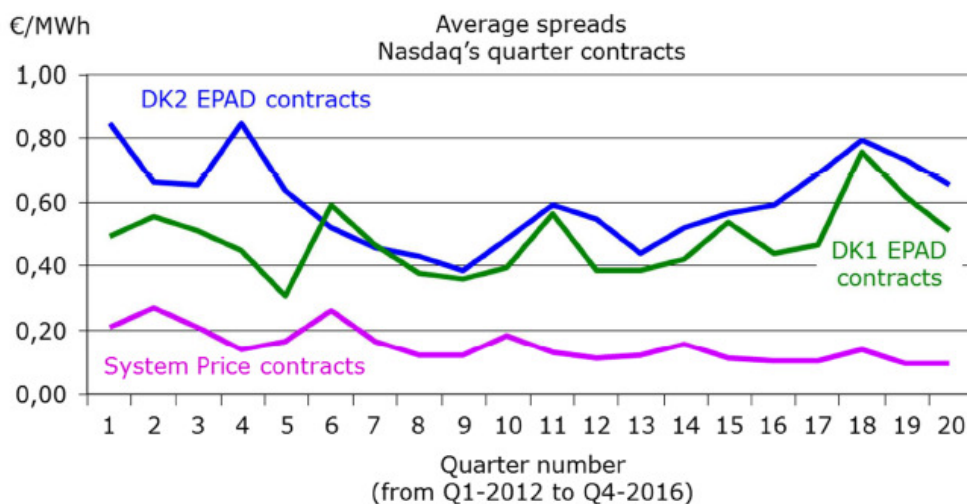


Kilde: Houmøller Consulting Investigation of forward markets for hedging in the danish electricity market side 36

Ovenstående figurer viser, at open interest i DK2 har været svagt nedadgående og ligger lige over 15 %, mens open interest for DK1 har været kraftigt nedadgående og ligger ligeledes omkring de 15 %. Open interest er ikke det samme som handlede volumener. Når en elleverandør og en elproducent handler en kontrakt på forwardmarkederne eksempelvis 1 MW, så er open interest 1 MW, såfremt denne kontrakt overtages af en anden producent er den handlede volumen steget til 2 MW men open interest er stadig 1 MW. Dermed fortæller open interest noget om hvor mange EPADs der er i omløb.

Lav likviditet medfører, at prisdannelsen er sårbar overfor enkelte handler, hvilket betyder, at aktørerne på købsiden typisk sætter købspriser lavere end i et likvidt marked – alt andet lige og vice versa for produktion. Dette betyder at forskellen mellem købs- og salgsbudene, der kaldes bid-ask spreadet, typisk er større end i et likvidt marked. I rapporten fra Houmøller Consulting bemærkes det at spreadet i gennemsnit for kvartalskontrakterne i perioden 2012-2016 har været 0,6 EUR/MWh for DK2 og 0,50 EUR/MWh for DK1, mens den likvide system pris kontrakt har et spread på omkring 0,1 EUR/MWh. De faktiske spreads for kvartalskontrakterne ses i nedenstående figur:

Figur 3 – Gennemsnitlige spreads for kvartalskontrakter Q1-2012 til Q4-2016



Kilde: Houmøller Consulting Investigation of forward markets for hedging in the danish electricity market side 40

3. Hvordan bidrager finansielle transmissionsrettigheder til at løse problemet?

Lange transmissionsrettigheder kan generelt hjælpe et marked med lav likviditet ved at give adgang til et marked med højere likviditet. Det er vurderet af Energitilsynet, at problemet med manglende likviditet er tilstede i både DK1 og DK2. Indførelsen af lange transmissionsrettigheder på COBRACable medvirker dog primært til at afhjælpe problemet i DK1.

3.1 Adgang til andre markeder

Lange transmissionsrettigheder på COBRACable giver danske aktører adgang til at flytte deres prisrisiko fra DK1 til Holland. Det Hollandske marked er ikke nødvendigvis meget mere likvidt end det danske, men fra Holland kan danske aktører købe yderligere transmissionsrettigheder, som forbinder dem til andre mere likvide markeder så som Tyskland. Dermed kan transmissionsrettigheder på COBRACable forbinde danske aktører til likviditet på store dele af det europæiske kontinent. Med en finansiel transmissionsrettighed købes retten til fremtidige flaskehalsindtægter fra markedskoblingen i spotmarkedet. Det betyder eksempelvis, at stiger spotprisen i DK1 og dermed prisforskellen mellem DK1 og NL da udbetales mere i flaskehalsindtægt, hvilket dækker tabet fra den højere spotpris i DK1. Lange transmissionsrettigheder er dermed forudsætningen for, at prisrisikoen kan flyttes fra et marked til et andet.

3.2 Understøtte mangel på likviditet

Indførelsen af lange transmissionsrettigheder på COBRACable kan understøtte likviditeten og prisdannelsen på EPADs primært i DK1. Indførelsen af de lange transmissionsrettigheder betyder nemlig, at der tilføres konkurrence fra kontinentet. Via en/flere transmissionsrettigheder kan kontrakter fra kontinentet benyttes til at prissikre DK1.

Lange transmissionsrettigheder bygger på at aktører danner en forventning til prisforskellen mellem Holland og Danmark. Via dette dannes en forventning til den fremtidige spotpris i Danmark. Såfremt der er mangel på konkurrencedygtighed i de danske EPADs, så kan transmissionsrettigheder skabe et alternativ til EPADs, hvilket betyder, at prissætterne i de danske EPADs skal justere sine priser for fortsat at sælge EPADs, alt andet lige. Dette skyldes at transmissionsrettigheder er et substituerende produkt set fra hedgernes synspunkt.

Ydermere kan spekulanter⁶ være med til at hæve likviditeten i de danske EPADs via transmissionsrettigheder. Det skal påpeges at transmissionsrettigheder ikke udbydes for spekulanternes skyld, men det er også tilladt for dem at købe transmissionsrettighederne. Såfremt en spekulant køber en transmissionsrettighed åbner de en eksponering mod prisforskellen mellem Danmark og Holland. Såfremt denne transmissionsrettighed ønskes hedget i tiden fra den er købt og inden levering, så gøres dette blandt andet ved at købe EPADs i DK1, hvilket dermed kan være med til at øge likviditeten i EPADsene til gavn for hedgerne.

4. Forslagets konkrete elementer

Energinet ønsker at indføre finansielle transmissionsrettigheder på COBRACable, ligesom de forventes indført på de dansk-tyske grænser fra og med årsauktionen 2019. Denne godkendelse omfatter kun COBRACable indtil transmissionsrettighederne er godkendt igennem de fælles europæiske netregler, hvilket forventes muligt senest i slutningen af 2019. Når godkendelsen igennem de fælles europæiske netregler søges, vil de ske igennem en opdatering af metoden "regional udformning af langsigtede transmissionsrettigheder for elmarkedet for kapacitetsberegningregion Hansa"⁷. Denne metode vil blive opdateret med COBRACable, hvilket betyder, at COBRACable vil blive omfattet under reglerne i denne metode. Metoden under netreglerne afviger ikke fra forslaget i denne konkrete metodeanmeldelse.

Reglerne vedrørende de lange transmissionsrettigheder følger Harmonised Allocation Rules (HAR)⁸, hvilket også er gældende for de andre danske transmissionsrettigheder. De lange transmissionsrettigheder udbydes via JAO, som er udnævnt til Single Allocation Platform (SAP) for de europæiske transmissionsrettigheder. I HAR er der givet muligheden for at indsætte et maksimum for kompensation ved begrænsning af kapaciteten grundet system sikkerhed. På COBRACable indføres et maksimum for kompensation i forbindelse med begrænsninger af kapaciteten i overensstemmelse med HAR.

Da COBRACable endnu ikke er i drift, er det svært at forudsige efterspørgslen af lange transmissionsrettigheder på kablet. Udbuddet af de lange transmissionsrettigheder har til hensigt at støtte likviditeten i det danske forward marked, hvorfor mængden tilpasses efter den faktiske efterspørgsel. Det forslås, at begynde med en mængde på 150 MW på både års- og månedsproduktet i begge retninger. Denne mængde svarer nogenlunde til mængden af lange transmissionsrettigheder, der er blevet udbudt på de andre grænser, såfremt den installerede kapacitet holdes op mod mængden af lange transmissionsrettigheder. Mængden evalueres løbende, og tilpasses den faktiske efterspørgsel i markedet. Det skal gøres opmærksom på, at forslaget til volumen ikke er koordineret med TenneT TSO B.V., hvilket betyder at princippet om mindste volumen⁹ afgør det faktiske salg af lange transmissionsrettigheder på forbindelsen. Det skal desuden gøres opmærksom på, at der på sigt udvikles en metode igennem FCA, til at bestemme mængden af lange transmissionsrettigheder på kablerne i en region, samt fordelingen på de forskellige tidsperioder og produkter. Denne metode vil ligeledes blive anvendt på COBRACable, når den er udviklet og godkendt af de relevante tilsynsmyndigheder. Metoden for koordineret kapacitetsfastsættelse igennem FCA'en forventes godkendt medio 2020, hvorefter implementering igangsættes.

⁶ Ved spekulanter menes der markedsaktører, som ikke har en eksponering overfor volatiliteten i elprisen, og som kun køber finansielle kontakter fordi de har en forventning om, at de kan tjene penge på at spekulere i værdien af den finansielle kontrakt.

⁷ <http://energitilsynet.dk/hoeringer/el/hoering-af-forslag-vedr-regional-udformning-af-langsigtede-transmissionsrettigheder-for-elmarkedet-for-kapacitetsberegningregion-hansa/#c10367080>

⁸ HAR findes på JAO's hjemmeside <http://jao.eu/support/resourcecenter/overview>

⁹ Ved mindste volumen forstås at begge TSO'er indmelder en volumen til salg af transmissionsrettigheder. Såfremt Energinet melder 150 MW ind og TenneT melder 140 MW ind, vil det faktiske salg være 140 MW.

Som udgangspunkt antages der, at der vil være eksplicit nettab på COBRACable, hvilket betyder, at der ikke tages højde for nettab i transmissionsrettighederne. Såfremt betalingsstrømmene for transmissionsrettighederne ændres som følge af en introduktion af implicit nettab, vil denne ændring blive håndteret i en separat metodeanmeldelse for implicit nettab.

5. Tidsplan

Formålet med denne godkendelse er at sikre, at transmissionsrettigheder kan udbydes fra starten af driftsfasen af COBRACable. Transmissionsrettighederne forventes udbudt første gang efter den første måneds stabile drift er observeret på COBRACable. Dermed forventes de første lange transmissionsrettigheder på COBRACable at blive udbudt i maj 2019 med levering i juni 2019.

6. Virkning på Energinets økonomi

Såfremt der ikke blev udbudt lange transmissionsrettigheder på COBRACable ville hele flaskehalsindtægten blive genereret via markedskoblingen. Såfremt der udstedes lange transmissionsrettigheder bliver noget af flaskehalsindtægten genereret igennem auktionerne af de lange transmissionsrettigheder.

Da COBRACable endnu ikke er i drift, er det svært at estimere den forventede påvirkning af Energinets økonomi. Estimationen laves derfor på baggrund af tidligere erfaringer samt estimerede flaskehalsindtægter. Ud fra analyseforudsætningerne 2017 kan de samlede flaskehalsindtægter for COBRACable estimeres til 72 millioner DKK på COBRACable i 2020, hvoraf 50 % tilfalder Energinet. Disse 36¹⁰ millioner tages som udgangspunkt når omkostningerne for de lange transmissionsrettigheder beregnes. Grunden til, at estimatet for 2020 anvendes og ikke 2019, er, at 2020 er det første år med et fuldt års forventet drift for COBRACable.

Det er ligeledes svært at estimere den forventede underselling på COBRACable, det vil sige når auktionsindtægten er lavere end den realiserede flaskehalsindtægt. Underselling betyder dermed, at der er en mistet indtægt ved at bortauktionere lange transmissionsrettigheder set fra TSO'ernes synspunkt. Da COBRACable i skrivende stund ikke er i drift, har Energinet valgt at tage udgangspunkt i data på de andre danske forbindelser, for at vurdere den potentielle underselling på COBRACable. Nedenstående figur viser den gennemsnitlige årlige og månedlige underselling procent på Kontek, DK1-DE og Storebæltsforbindelsen i årene 2015-2016.

Tablet 2 - Gennemsnitlig procentuel underselling 2015-2016

	Årsauktion	Månedsauktion
Kontek	0 %	10 %
DK1-DE	0 %	15 %
Storebælt	-	0 %

Ovenstående tal dækker over relativt store varianser fra observation til observation. Observationerne går ligeledes fra positive til negative, hvilket vil sige, at der ikke nødvendigvis altid er underselling på de danske forbindelser.

Det ses ud fra ovenstående tabel, at den gennemsnitlige underselling procent på årsauktionerne er nul, men det betyder ikke, at der ikke kan være underselling i de enkelte år. Årsauktionerne har meget få observationer, men det forventes, at der er mindre systematisk undersel-

¹⁰ Det er blevet til 36 mio. DKK, da 50 % af 72 mio. DKK tilfalder Energinet i form af flaskehalsindtægter

ling på årsauktionen, da et helt års spotpriser er sværere at forecaste end for den næstkommende måned.

I beregningen af omkostningen antages det, at omkostningen på underselling er 10 % af alle MW solgt på COBRACable uanset produkt. Antagelsen på de 10 % er fremkommet ved at vurdere ovenstående resultater, samt det forhold at TenneT oplyser, at underselling procenten på den Tysk-Hollandske grænse viser nogenlunde de samme erfaringer, som vi har på de danske grænser. Dermed tillader vi os at overføre disse erfaringer til COBRACable. En underselling på 10 % for både års- og månedsprodukter kan være en smule konservativt. Det vurderes at de 10 % belyser konsekvenserne for Energinets økonomi i de år, hvor underselling procenten ligeledes er negativ på årsproduktet. Ved en auktion af 150 MW på månedsbasis samt 150 MW på årsbasis og en underselling værdi på 10 %, vil omkostningen for Energinet blive estimeret til 1.542.857 DKK.

7. Den samfundsøkonomiske effekt ved indførelse af FTR på COBRACable

Vurderingen af den samfundsøkonomiske effekt af at indføre finansielle transmissionsrettigheder på COBRACable kan anskues fra flere vinkler. Den første vinkel er, hvor meget indførelsen af lange transmissionsrettigheder på COBRACable kan nedbringe likviditetspræmien, som betales af forbrugerne og producenterne når de prissikrer. Dette er meget svært at afgøre, da COBRACable endnu ikke er i drift. Dette medfører, at der ikke eksisterer data for, hvordan COBRACable påvirker markederne, og dermed kan det være svært at forudsige den samlede effekt af COBRACable samt indførelsen af lange transmissionsrettigheder på kablet. I metodeanmeldelsen for Storebæltsforbindelsen blev det estimeret, at den samfundsmæssige gevinst ved at indføre lange transmissionsrettigheder var på 9 mio. DKK årligt. Vi har ingen grund til, at tro, at gevinsten for at indføre lange transmissionsrettigheder på COBRACable vil være lavere, givet at der stadig er problemer med likviditeten i de danske prisområder.

Den anden måde at opgøre samfundsøkonomien er, ved at sammenligne med alternative muligheder for at understøtte likviditeten i det danske forward marked. Energitilsynets afgørelse af den 17. Maj 2017¹¹ under artikel 30 i FCA viste, at det danske forward marked manglede likviditet, samt at Energinet blev anmodet om at sikre, at der er andre langsigtede afdækningsprodukter til rådighed. I forbindelse med denne anmodning anmeldte Energinet den 17. november et forslag, hvori der forslås, at løse likviditetsudfordringerne med langsigtede transmissionsrettigheder mod kontinentet. I forslaget er Storebælt samt de dansk-tyske grænser eksplisit nævnt, mens Cobra nævnes som en fremtidig udvikling i eksplanatory document. Indførelsen af langsigtede transmissionsrettigheder på COBRACable skal ses i forbindelse med Energinets forslag til FCA artikel 30 forslaget. De lange transmissionsrettigheder skal sikre likviditeten i det danske forward marked. Såfremt langsigtede transmissionsrettigheder på Storebælt, de dansk-tyske grænser samt COBRACable ikke kan hjælpe likviditeten i forward markederne op på et tilfredsstillende niveau, så må det næstbedste forslag tages i brug. Ifølge eksplanatory document er den næstbedste løsning at støtte en Market Maker funktion i DK1 og DK2. Den estimerede omkostning til Market Maker løsningen er mellem 2.400.000 og 3.600.000 EUR om året. Såfremt de samlede omkostninger for transmissionsrettigheder på Storebælt samt de dansk-tyske grænser for 2016 lægges sammen med den estimerede omkostning for lange transmissionsrettigheder for COBRACable, bliver det samlet en omkostning på rundt regnet 3.500.000 DKK, hvilket er væsentligt lavere end omkostningen for Market Maker løsningen.

¹¹ <http://energitilsynet.dk/el/afgoerelser/sekretariatsafgoerelser/sekretariatsafgoerelser-ovrigt/muligheder-for-omraadeoverskridende-risikoafdækning-i-elmarkedet/>

Det kan dermed konkluderes at indførelse af lange transmissionsrettigheder på COBRACable, som et led i at løse opgaven under artikel 30 i FCA, er den mest samfundsøkonomiske optimale løsning.