



ENERGITILSYNET



HALVÅRSRAPPORT – VINTERHALVÅRET 2017

OVERVÅGNING AF DET DANSKE ENGROSMARKED FOR ELEKTRI- CITET

INDHOLD

| | | |
|-----|--|----|
| 1. | SAMMENFATNING | 3 |
| 2. | PRODUKTION OG FORBRUG..... | 4 |
| 3. | BØRSPRISER | 6 |
| 3.1 | SPOTMARKED | 6 |
| 3.2 | INTRADAYMARKED | 9 |
| 3.3 | PRISKORRELATION | 11 |
| 3.4 | MARKEDSANDEL FOR EL HANDELT PÅ NORD POOL | 12 |
| 4. | FINANSIELLE MARKEDER..... | 13 |
| 4.1 | OPEN INTEREST..... | 13 |
| 4.2 | FYSISKE TRANSMISSIONSRETTIGHEDER | 14 |
| 4.3 | FORWARD KONTRAKTER | 17 |
| 5. | KAPACITET | 18 |
| 6. | FLASKEHALSE | 19 |
| 7. | HISTORISK APPENDIKS | 23 |
| 8. | ORDFORKLARING..... | 28 |
| 8.1 | ENHEDER..... | 32 |

Forsidebilleder

Avedøreværket (billedet øverst til højre) og Anholt offshore vindmøllepark (billedet nederst til højre) er udlånt af DONG Energy A/S.

Kentish Flats offshore vindmøllepark (billedet til venstre) er fotograferet af Chris Laurens og udlånt af Vattenfall.

1. SAMMENFATNING

1. Der har været relativ få store udsving i spotpriserne i Danmark gennem vinterhalvåret 2017 med daglige spotpriser varierende mellem -6,3 og 55,4 EUR/MWh. Den gennemsnitlige daglige spotpris for hele vinterhalvåret 2017 var 32,8 EUR/MWh. Både Vest- og Østdanmark oplevede de laveste daglige spotpriser den 26. december 2016 på -6,3 EUR/MWh. De lave priser skyldes Stormen Urd, der medførte et betydeligt udbud af el, som følge af en stor vindproduktion, som den dag udgjorde 73 pct. af den samlede produktion. Opgjort pr. time var de højeste spotpriser 117,1 EUR/MWh i vinterhalvåret 2017 og de laveste var -53,6 EUR/MWh. Der har således været en betydelig forskel mellem de højeste og laveste priser, men priserne kan næppe karakteriseres som ekstreme priser i forhold til prisloftet på 3.000 og prisbunden på -500 EUR/MWh.

2. Danmark har i vinterhalvåret 2017 været nettoeksportør af elektricitet (496 GWh). Danmark har importeret mest elektricitet fra Norge (ca. 2,3 TWh) og eksporteret mest til Sverige (ca. 2,4 TWh).

3. Ca. 95,3 pct. af elektriciteten, som blev anvendt i Danmark i vinterhalvåret 2017, blev handlet på spotmarkedet på Nord Pool, mens ca. 4,2 pct. blev handlet på intradaymarkedet.

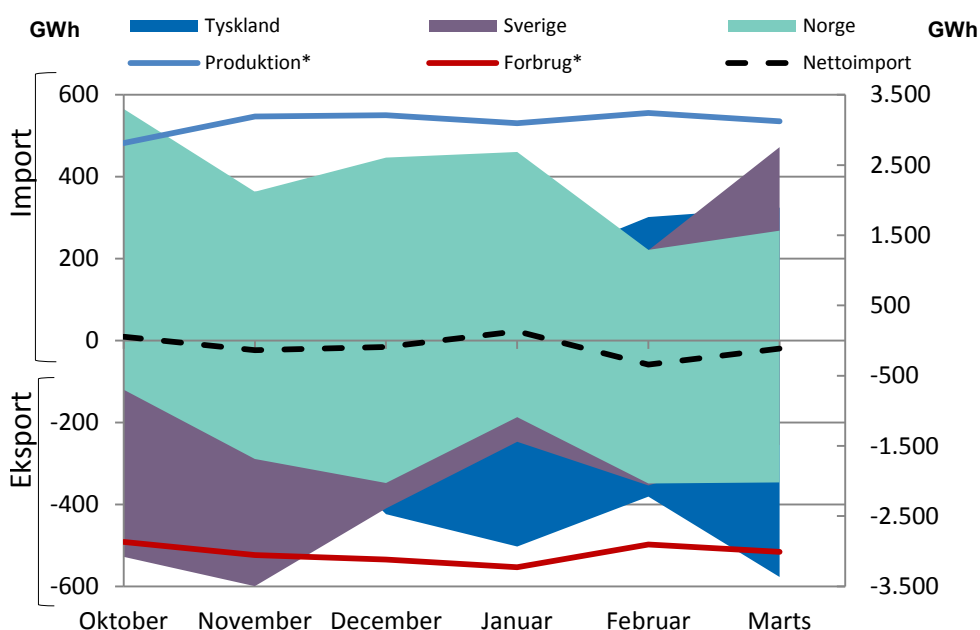
4. Handelskapaciteten på forbindelsen DK1-DE har over en årrække været faldende. I vinterhalvåret 2017 har handelskapaciteten haft et varierende omfang, hvor der ofte har været meget begrænset kapacitet til rådighed. Alene 11 pct. af den nominelle kapacitet var i gennemsnit tilgængelig for markedet i retningen fra Vestdanmark til Tyskland, mens ca. 88 pct. af den nominelle kapacitet var tilgængelig for markedet i den modsatte retning.

5. De danske overførselsforbindelser har i vinterhalvåret 2017 haft et korrekt flow (el-flowet løber fra lavprisområder mod højprisområder) i over 90 pct. af tiden med undtagelse af forbindelsen DK1-DE, hvor der i 46 pct. af tiden har været korrekt flow.

2. PRODUKTION OG FORBRUG

6. Danmark har i vinterhalvåret 2017 haft en positiv netto-eksport på 496 GWh. Produktion og forbrug af elektricitet i vinterhalvåret 2017, ligger omtrent på samme niveau som i vinterhalvåret 2016. Danmark har i perioden importeret mest elektricitet fra Norge (2.326 GWh) og eksporteret mest elektricitet til Sverige (2.393 GWh), jf. figur 1 (og figur 9 i appendiks for tidligere år).

FIGUR 1 | PRODUKTION, FORBRUG OG NETTOEKSPORT – VINTERHALVÅRET 2017



Kilde: Energinet.dk og Energistyrelsen

Note: * Skal aflæses på den sekundære lodrette akse.

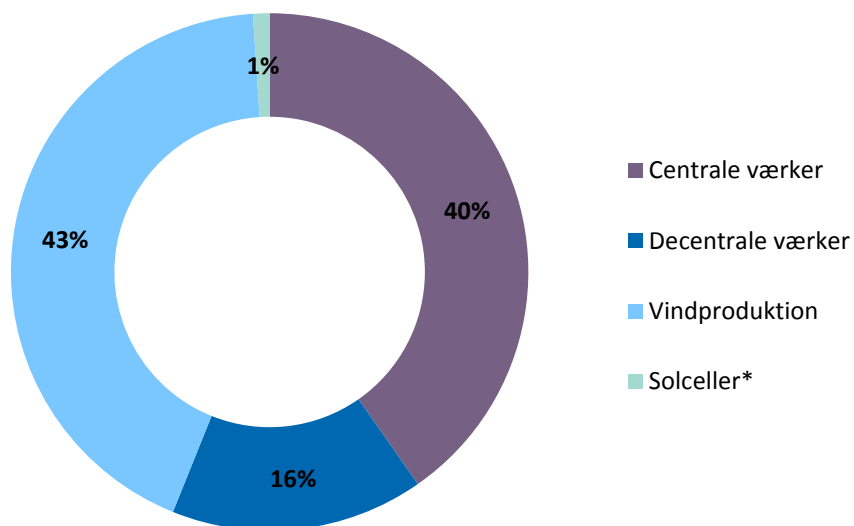
Produktion og import er positive tal, idet der her er tale om tilgang af elektricitet. Forbrug og eksport er negative tal, idet der her er tale om afgang af elektricitet. Nettoimporten er positiv, når der er mere import end eksport og omvendt. Forbruget er brutto, dvs. at det er inklusive transmissionstab.

7. Produktion af elektricitet kan opgøres på følgende fire produktionsformer; centrale og decentrale værker samt sol- og vindenergi. Vindproduktionen og centrale værker udgjorde hver for sig henholdsvis 43 pct. og 40 pct. af den samlede danske produktion for vinterhalvåret 2017, mens decentrale værker og solceller udgjorde henholdsvis 16 pct. og 1 pct., jf. figur 2.

8. I forhold til vinterhalvåret 2016 udgjorde solceller, centrale og decentrale værker i vinterhalvåret 2017 henholdsvis 0,1, 0,4 og 2,9 procentpoint mere end tidligere, mens vindproduktionen modsat udgør 3,5 procentpoint mindre.

9. Vindproduktionen har bidraget med mellem 6 pct. og op til 73 pct. af den daglige samlede elektricitetsproduktion.

FIGUR 2 | PRODUKTIONSANDEL – VINTERHALVÅRET 2017

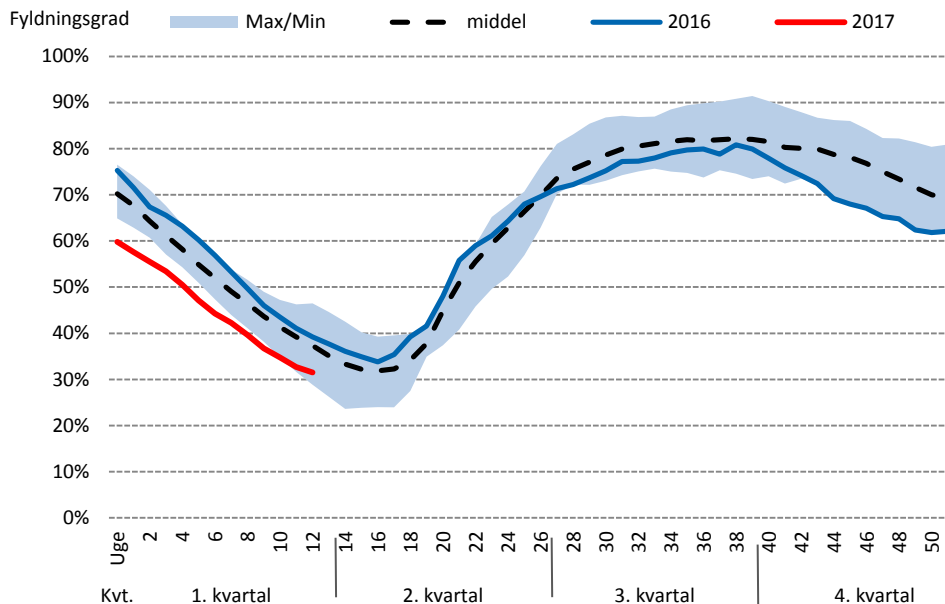


Kilde: Energinet.dk

Note: Fordelingen af produktionsformer for Vinterhalvåret 2017.

* Solcellers produktion er baseret på estimerede tal og er dermed ikke faktiske produktionstal.

FIGUR 3 | PROCENTVIS FYLDNING AF ALLE VANDRESERVOIRER I NORDEN – 2016 – 2017



Kilde: Nord Pool

Note: Magasinfyldning af vandreservoirer i Norden (Norge, Sverige og Finland). Værdierne minimum, maksimum og middel er for perioden 2012 til og med 2016. Data er på ugebasis og er opgjort i pct. af det maksimale fyldningsniveau.

Et særdeles tørt efterår i Norden har medvirket til, at fyldningsgraden i de nordiske vandmagasiner har ligget et stykke under normalen siden starten af 4. kvartal 2016 og til og med 1. kvartal 2017, jf. figur 3. De nordiske vandreservoirer havde en fyldningsgrad, som var henholdsvis 10,1 og 10,4 procentpoint lavere end gennemsnittet i uge 46 2016 og uge 1 2017. Fyldningsgraden var i gennemsnit for hele vinterhalvåret 7,5 procentpoint lavere end normalen..

10. Overordnet set følger fyldningen i de nordiske vandreservoirer det typiske sæsonmønster – fortsætter dette mønster, vil fyldningsgraden være stigende på vej ind mod 2. kvartal 2017.

3. BØRSPRISER

3.1 SPOTMARKED

11. El-leverandører og producenter kan handle i spotmarkedet for at sælge produktion og dække forbrug for det følgende døgn. Handelen for det følgende døgn lukkes kl. 12:00 dagen inden driftsdøgnet. Dette marked er det største i Norden, og

for 2016 blev 94,7 pct.¹ af det samlede elforbrug i Norden og Baltikum handlet på spotmarkedet.

12. Spotpriserne for elektricitet i Vest- og Østdanmark er typisk forskellige, og som oftest er prisniveauet højest i Østdanmark. De højere priser i Østdanmark hænger sammen med, at spotprisen i Østdanmark i højere grad følger udviklingen på det svenske og tyske marked, hvorimod Vestdanmark har en større vindproduktion samt mulighed for import af elektricitet fra Norge. Begge faktorer medvirker til en afvigende og lavere udvikling i priserne i Vestdanmark end i Østdanmark. Skønt priserne i både Øst- og Vestdanmark er steget siden 2016, er priserne stadig på et lavt niveau i forhold til 2010 (jf. figur 10 i appendiks for den historiske prisudvikling).

13. Der har været relativt få store udsving i spotpriserne i Vest- og Østdanmark gennem vinterhalvåret 2017 med daglige spotpriser varierende mellem -6,3 og 53,9 EUR/MWh for Vestdanmark og -6,3 og 55,4 EUR/MWh for Østdanmark, jf. figur 4. Den gennemsnitlige spotpris for Danmark igennem hele vinterhalvåret 2017 var 32,8 EUR/MWh, mens den gennemsnitlige spotpris for henholdsvis Vest- og Østdanmark lå på 31,4 og 34,2 EUR/MWh.

14. De laveste danske daglige spotpriser på -6,3 EUR/MWh var at finde i både Vest- og Østdanmark d. 26. december 2016, hvilket bl.a. var forårsaget af Stormen Urd, der medførte et betydeligt udbud af el, som følge af en stor vindproduktion, som denne dag udgjorde 73 pct. af den samlede produktion. Periodens højeste daglige spotpris i Danmark var på 55,4 EUR/MWh og forekom i Østdanmark den 11. november 2016, hvilket bl.a. skyldtes vedvarende tørt vejr, som forårsagede et stort underskud på hydrobalancen², store stigninger på råvaremarkederne samt en lav vindproduktion, som denne dag kun udgjorde 13 pct. af den samlede elproduktion.

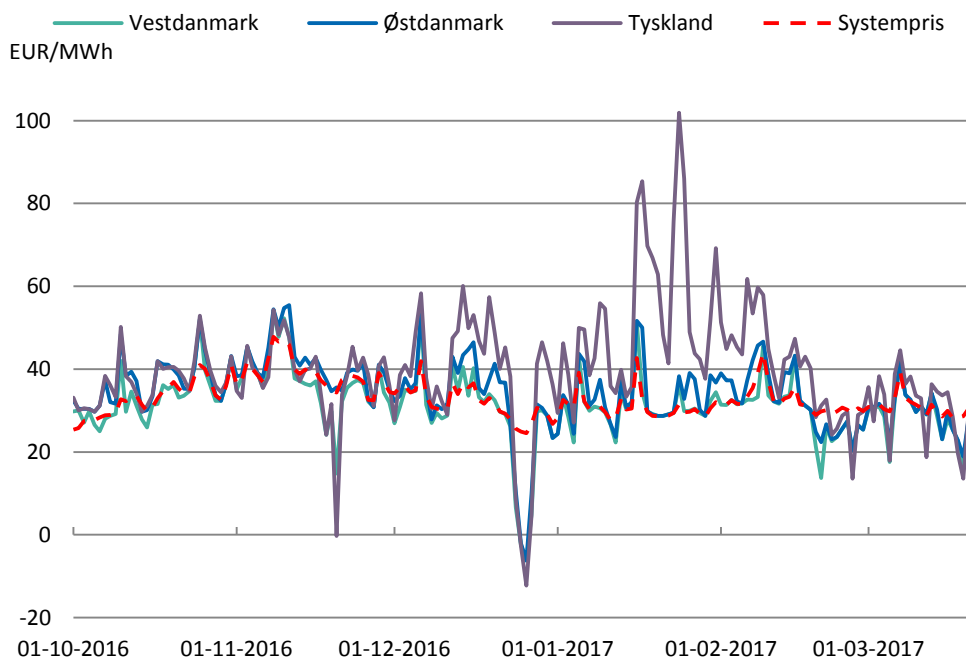
15. Den højeste danske spotpris på timebasis var den 16. januar 2017 kl. 18-19 på 117,1 EUR/MWh, omvendt var den laveste danske spotpris på -53,6 EUR/MWh den 27. december 2016 kl. 4-5.

16. Der har i vinterhalvåret 2017 været negative spotpriser for Vest- og Østdanmark.

¹ I denne beregning er der ikke taget højde for Litauens elforbrug og elhandel – data stammer fra Nord Pool.

² Hydrobalancen dækker over den akkumulerede nedbør i Norden. Dette inkluderer vandet i vandreservoirerne (som vist i figur 3), men også nedbøren i fjeldene typisk i form af usmeltet sne. Tallet for hydrobalancen er ift. en normal, dvs. er tallet 14 TWh, er hydrobalancen 14 TWh over den normale akkumulerede mængde nedbør. Omvendt forholder det sig, hvis hydrobalancen er negativ.

FIGUR 4 | PRISUDVIKLING I NORDEN OG TYSKLAND – VINTERHALVÅRET 2017



Kilde: Energinet.dk.

Note: Prisudviklingen på spotmarkedet for Vest- og Østdanmark, det tyske spotmarked og den nordiske systempris for vinterhalvåret 2017. Data er på dagsbasis og opgjort i EUR/MWh. Systemprisen er den ubegrænsede ligevægtspris på det nordiske elmarked, hvor der ikke tages hensyn til kapacitetsbegrænsninger.

CASE STUDY | BEGRÆNSNINGER I FORBINDELSEN MOD I SVERIGE

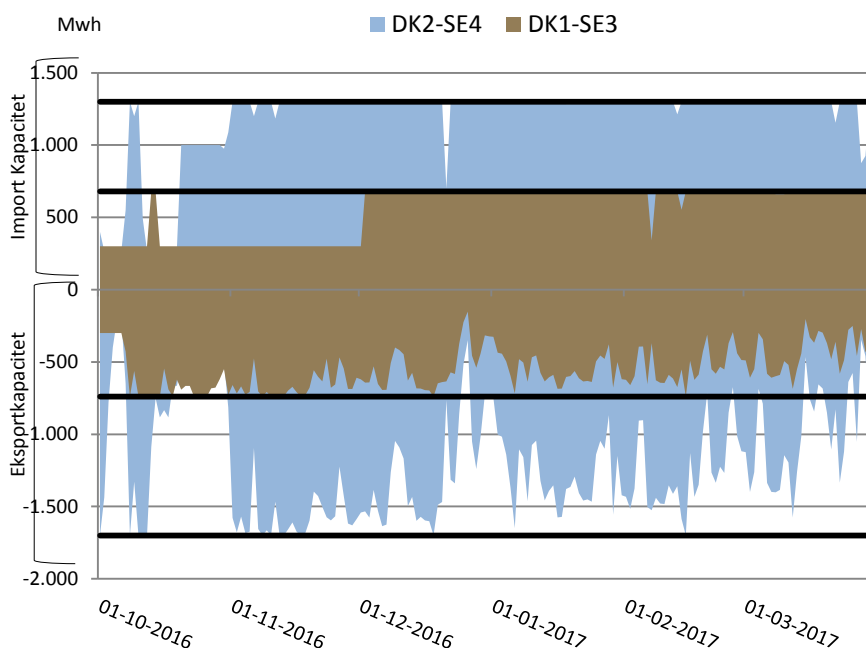
17. Stormen Urd resulterede i en høj vindproduktion på 73 pct. af den samlede produktion den 26. december 2016 og negative priser i enkelte timer, pga. en begrænset tilgængelig eksportkapacitet og planlagt vedligeholdelse på DK1-DE, DK2-SE4 og DK1-SE3, jf. figur 5. Den tilgængelige eksportkapacitet på DK1-DE har i længere tid været begrænset, jf. figur 9. Svenska Kraftnät offentliggjorde d. 13. december 2016³, at de af hensyn til overbelastning af nettet ved halsesnippet begrænser den tilgængelige kapacitet på bl.a. DK1-SE3 og DK2-SE4.

18. Handelskapaciteten på forbindelserne DK2-SE4 og DK1-SE3 for vinterhalvåret 2017 har haft et varierende omfang, hvor den tilgængelige handelskapacitet relativt ofte har været begrænset, jf. figur 5. Kapacitetsudnyttelsen for DK1 med

³ <http://www.nordpoolspot.com/message-center-container/newsroom/tso-news/2016/q4/no.-332016---updated-routine-for-congestion-management-for-the-west-coast-corridor-in-sweden/>

retning mod SE3 og DK2 med retningen mod SE4 var på henholdsvis 75,2 pct. og 70,2 pct. for vinterhalvåret 2017. Sammenlignet med sommerhalvåret 2016 er dette et fald på henholdsvis 10,6 og 26,1 procentpoint.

FIGUR 5 | UDVIKLING I HANDELSKAPACITETEN MELLEM DANMARK OG SVERIGE – VINTERHALVÅRET 2017



3.2 INTRADAYMARKED

19. Spotmarkedet lukker kl. 12:00 dagen inden driftsdøgnet. I Norden og Baltikum kan aktørerne på intradaymarkedet handle fra kl. 14:00 dagen før og frem til en time før driftstimen. I Norden og Baltikum driver Nord Pool intradayhandelsplatformen Elbas. På intradaymarkedet har aktører mulighed for at handle sig i balance. Der kan eksempelvis være behov herfor, hvis en producent tvinges til driftstop, eller en vindmøllepark producerer mere eller mindre el end først antaget.

20. Andelen af den handlede mængde på intradaymarkedet målt i forhold til den samlede handlede mængde på Nord Pool er relativt beskeden. De handlede mængder på intradaymarkedet er væsentligt lavere end på spotmarkedet, jf. tabel 1. Det forventes, at de handlede mængder på intradaymarkedet vil stige i takt med, at en større andel af vedvarende energi skal indpasses i nettet.

TABEL 1 | HANDLET VOLUME I INTRADAYMARKEDET I FORHOLD TIL DEN SAMLEDE HANDLEDE VOLUME PÅ NORD POOL – VINTERHALVÅRET 2017

| Handlet volumen i pct. | 4. kvartal 2016 | 1. kvartal 2017 |
|------------------------|-----------------|-----------------|
| Danmark | 4,2 pct. | 3,8 pct. |
| Norge | 0,2 pct. | 0,2 pct. |
| Sverige | 1,8 pct. | 1,3 pct. |
| Finland | 1,7 pct. | 1,5 pct. |

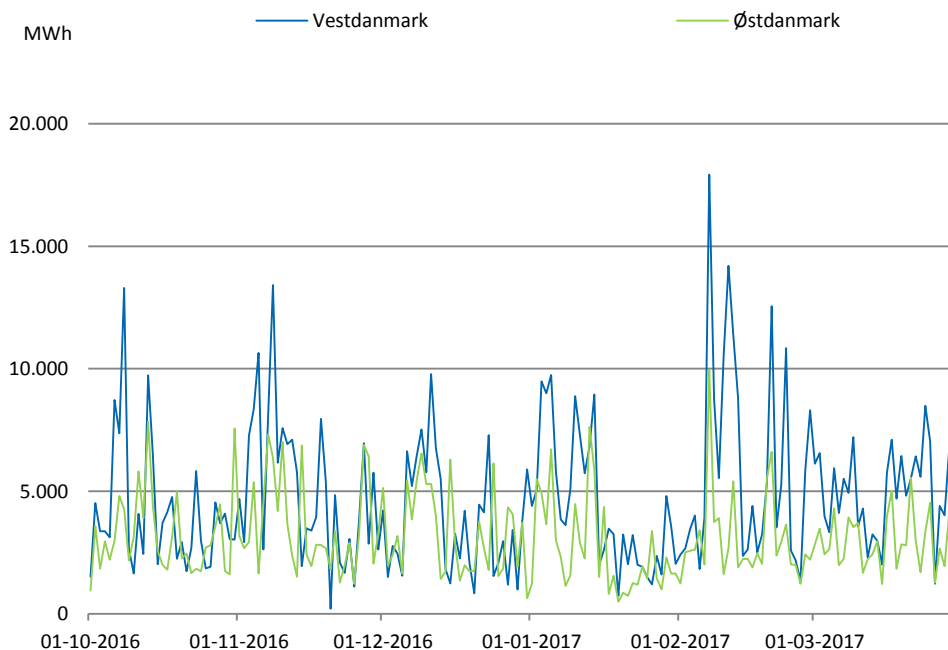
Kilde: Nord Pool og egne beregninger.

Note: Forholdet mellem landenes handlede Elbas volumen og landenes samlede handlede volumen på både Elbas og Elspot.

21. Den handlede volumen på intradaymarkedet er karakteriseret ved at være meget svingende, jf. figur 6. Variationen kan bl.a. tilskrives fluktuerende vind- og solproduktion, uventet driftsforhold såsom driftsstop af kraftværker eller udnyttelse af opståede arbitrage muligheder.

22. Den handlede volumen på intradaymarkedet er mere varierende i Vestdanmark end i Østdanmark, da bl.a. vindproduktionen spiller en større rolle i Vest- end i Østdanmark, jf. figur 6. Den 7. februar 2017 sluttede intradayhandlen i Vestdanmark med en høj volumen på 17,9 GWh. Årsagen til den høje volumen i Vestdanmark kan bl.a. tilskrives en forventning om en høj efterspørgsel efter nedregulering i Vestdanmark til at stabilisere det tyske system, dvs. typisk hvor der er meget vind i Nordtyskland.

FIGUR 6 | HANDLET VOLUME PÅ INTRADAYMARKEDET – VINTERHALVÅRET 2017

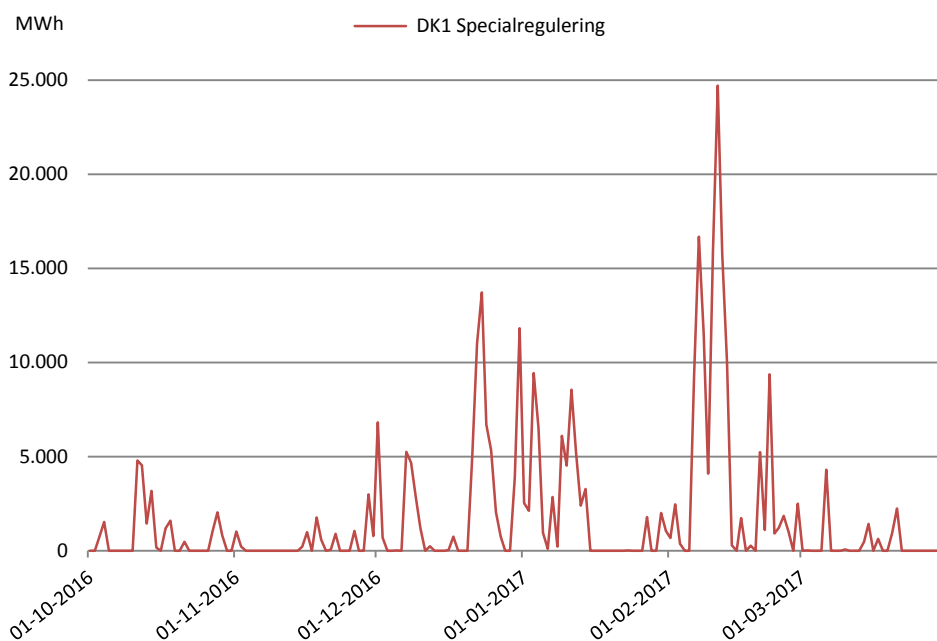


Kilde: Nord Pool.

Note: Volumen, som bliver handlet på intradaymarkedet, målt i MWh.

23. I vinterhalvåret 2017 blev der efterspurgt 323,6 GWh specialregulering, hvoraf størstedelen af efterspørgslen stammer fra Tyskland, jf. figur 7. Specialregulering forekommer, når Energinet.dk foretager en specifik udvælgelse af regulerkraftbud til op- eller nedregulering uden hensyntagen til den normale prisrækkefølge. Dette kan ske enten som følge af flaskehalse i eget net, ved flaskehalse/begrænsninger i transmissionsnettet i naboerområder eller ved test og uvarslet afprøvning af reserveanlæg. Regulerkraftbud, anvendt til specialregulering afregnes til den tilbudte pris (pay-as-bid).

FIGUR 7 | SPECIALREGULERING FOR VESTDANMARK PÅ INTRADAYMARKEDET – VINTERHALVÅRET 2017



Kilde: Nord Pool.

Note: Volumen, som bliver handlet på intradaymarkedet, målt i MWh.

3.3 PRISKORRELATION

24. Ved at beregne en korrelationskoefficient mellem priser for to forskellige prisområder kan det undersøges, i hvilken grad priserne samvarierer. Beregningen af korrelationskoefficienterne tager udgangspunkt i prisområderne Vest- og Østdanmark (henholdsvis DK1 og DK2) i forhold til to typer af benchmark af elpriser: Systemprisen i Norden og den tyske spotpris. En høj korrelationskoefficient indikerer, at koblingen mellem prisområderne er velfungerende, hvorimod en lav korrelationskoefficient kan forklares ved flaskehalse. Flaskehalse omtales i afsnit 6.

TABEL 2 | PRISKORRELATION MELLEM PRISOMRÅDER

| Korrelationskoefficienter | Vinterhalvåret 2015 | Sommerhalvåret 2016 | Vinterhalvåret 2017 |
|---------------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| DK1 - DK2 | 0,83 | 0,67 | 0,88 |
| DK1 - System | 0,74 | 0,84 | 0,77 |
| DK1 - DE | 0,78 | 0,65 | 0,66 |
| DK2 - System | 0,90 | 0,75 | 0,80 |
| DK2 - DE | 0,64 | 0,52 | 0,69 |

Kilde: Energinet.dk samt egne beregninger.

Note: Korrelationskoefficienterne er beregnet på timebasis.

25. Priskorrelationen mellem DK1 og DK2 er tilbage ved sit høje niveau siden faldet i sommerhalvåret 2016. DK1's priskorrelation med Systemprisen i Norden er forværret siden sommerhalvåret 2016, mens DK2's priskorrelation med Systemprisen i Norden er forbedret. Priskorrelationen mellem DK1 og DE samt DK2 og DE er steget i forhold til tidligere, men fortsat lave, jf. tabel 2. Alle priskorrelationer er siden sommerhalvåret 2016 steget på nær priskorrelationen mellem DK1 og systemprisen.

3.4 MARKEDSANDEL FOR EL HANDELT PÅ NORD POOL

26. Markedsandelene for el handlet i Danmark på Nord Pool målt i forhold til forbrug og produktion har været mellem 98,9 og 100,1 pct. i vinterhalvåret 2017. Årsagen til, at det handlede volumen overstiger summen af produktion og forbrug, skyldes, at aktører køber/sælger tilbage i intraday markedet, hvad de solgte/købte i day ahead. Hovedparten af den leverede elektricitet til Danmark bliver således handlet på Nord Pool (for vinterhalvåret 2017 blev der i Danmark handlet for 35,2 GWh på Nord Pool), mens den resterende del handles bilateralt udenom Nord Pool. Størstedelen af den handlede mængde foregår på spotmarkedet, hvor andelen udgjorde 94,7 pct. i 4. kvartal 2016 og 96,0 pct. i 1. kvartal 2017. Modsat var det kun en beskedent andel, som blev handlet på intradaymarkedet, hvor andelen udgjorde 4,2 pct. i 4. kvartal 2016 og 4,1 pct. i 1. kvartal 2017, jf. tabel 3.

TABEL 3 | MARKEDSANDELE FOR EL HANDELT I DANMARK PÅ NORD POOL – VINTERHALVÅRET 2017

| Markedsandel i pct. | 4. kvartal 2016 | 1. kvartal 2017 |
|---------------------|-----------------|-----------------|
| Elspot volumen | 94,7 pct. | 96,0 pct. |
| Elbas volumen | 4,2 pct. | 4,1 pct. |
| Samlet børshandel | 98,9 pct. | 100,1 pct. |

Kilde: Nord Pool, Energinet.dk og Energistyrelsen.

Note: Markedsandelene er målt i forhold til bruttoforbrug og –produktion af el.

4. FINANSIELLE MARKEDER

27. Finansielle kontrakter for el i Norden bliver handlet på den finansielle el-børs, Nasdaq OMX. Det er muligt for el-leverandørerne både at købe en forwardkontrakt for systemprisen og en såkaldt EPAD (Electricity Price Area Differential)-kontrakt (tidligere CfD, Contract for Difference) og derved låse prisen på indkøbet af elektricitet.

28. Systemprisen er den teoretiske pris, som ville skabe ligevægt mellem udbud og efterspørgsel af elektricitet, såfremt der ikke eksisterede flaskehalse mellem prisområderne i Norden. Systemprisen gælder for hele Norden, mens prisen på EPAD'en er givet af de enkelte prisområder.

29. Prisen på en EPAD er et udtryk for forskellen mellem spot- og systemprisen i et prisområde. En EPAD-kontrakt er et finansielt produkt, som kan handles på Nasdaq OMX for at afdække prisrisikoen på forskellen mellem område- og systemprisen.

4.1 OPEN INTEREST

30. En EPAD-kontrakt kan købes på måneds-, kvartals- eller årsbasis. Tabel 4 og 5 viser open interest – dvs. de endeligt opgjorte mængder, som er prissikrede med EPAD-kontrakter umiddelbart før den periode, hvor de træder i kraft.

31. I tabel 4 og 5 er mængderne for årskontrakter fordelt ligeligt pr. kvartal i 2016 og 2017. Ydermere er månedskontrakter for de enkelte måneder i kvartalet lagt sammen. De prissikrede mængder er vurderet i forhold til bruttoforbruget i samme kvartal. Tabel 4 og 5 viser de mængder, som er prissikret med EPAD-kontrakter samt den andel af bruttoforbruget, som de prissikrede mængder udgør.

TABEL 4 | MÆNGDER OG ANDELE FOR EPAD-KONTRAKTER VESTDANMARK – VINTERHALVÅRET 2017

| Mængder i MWh | 4. kvartal 2016 | 1. kvartal 2017 |
|-------------------------------|-----------------|-----------------|
| Årskontrakter | 283.284 | 661.380 |
| Kvartalskontrakter | 949.960 | 736.008 |
| Månedskontrakter | 273.792 | 342.523 |
| Sum | 1.507.036 | 1.739.911 |
| Bruttoforbrug af elektricitet | 5.418.896 | 5.502.871 |
| Andel | 27,8 pct. | 31,6 pct. |

Kilde: Nasdaq, Energinet.dk og egne beregninger

Note: Nettopositionen for en EPAD-kontrakt for den næstsidste handelsdag i kvartalet er medtaget. Forklaringen på, at nettopositionen for den næstsidste handelsdag er medtaget og ikke den sidste handelsdag, skyldes en børsteknisk foranstaltning.

TABEL 5 | MÆNGDER OG ANDELE FOR EPAD-KONTRAKTER ØSTDANMARK – VINTERHALVÅRET 2017

| Mængder i MWh | 4. kvartal 2016 | 1. kvartal 2017 |
|-------------------------------|-----------------|-----------------|
| Årskontrakter | 430.416 | 429.240 |
| Kvartalskontrakter | 1.039.774 | 495.113 |
| Månedskontrakter | 223.200 | 357.829 |
| Sum | 1.546.258 | 1.282.182 |
| Bruttoforbrug af elektricitet | 3.618.113 | 3.679.269 |
| Andel | 46,8 pct. | 34,5 pct. |

Kilde: Nasdaq, Energinet.dk og egne beregninger

Note: Nettopositionen for en EPAD-kontrakt for den næstsidste handelsdag i kvartalet er medtaget. Forklaringen på, at nettopositionen for den næstsidste handelsdag er medtaget og ikke den sidste handelsdag, skyldes en børsteknisk foranstaltning.

32. Det fremgår af tabel 4 og 5, at andelen af prissikrede mængder med EPAD-kontrakter er højest i Østdanmark i 4. kvartal 2016 (på nær månedskontrakterne). Det modsatte gør sig gældende for 1. kvartal 2017, hvor andelen af prissikrede mængder med EPAD-kontrakter er højest i Vestdanmark. I forhold til 3. kvartal 2016 er andelen af prissikrede mængder med EPAD-kontrakter for 4. kvartal 2016 og 1. kvartal 2017 steget med henholdsvis 4,8 og 8,6 procentpoint i Vestdanmark. Tilsvarende er andelen steget i Østdanmark med henholdsvis 14,2 og 2,2 procentpoint.

4.2 FYSISKE TRANSMISSIONSRETTIGHEDER

33. Det er muligt at købe en fysisk transmissionsrettighed (Physical Transmission Right – PTR) på den elektriske storebæltsforbindelse, forbindelsen mellem Vestdanmark og Tyskland samt forbindelsen mellem Østdanmark og Tyskland. På de øvrige forbindelser er der såkaldte implicitte auktioner. Implicitte auktioner indebærer, at el-handlere alene køber og sælger elektricitet, hvor reservation af kapacitet til transporten allerede er inkluderet i prisen, og derfor skal el-handlere ikke bekymre sig om at reservere kapacitet til transporten (her forholder det sig modsat med eksplicitte auktioner, hvor der købes kapacitet via en PTR). I forbindelse med fastsættelsen af områdepriserne beregner børsene den bedst mulige udnyttelse af transmissionsforbindelserne.

34. En køber af en PTR-rettighed kan vælge selv at bruge den købte kapacitet fysisk eller alternativt at lade den købte kapacitet gå tilbage til spotmarkedet mod at få udbetalt de indtægter, som den tilbageleverede kapacitet genererer ved en prisforskel mellem to områder. En PTR-rettighed kan på denne måde bruges til at risikofærdække prisudsving mellem to prisområder. Auktionerne af PTR-rettigheder drives af selskabet JAO (Joint Allocation Office), som er ejet af en række europæiske TSO'ere. Prisen på en PTR afspejler forventninger til de relevante områdepriser, som den pågældende forbindelse dækker over. Dvs. prisen på en PTR bør afspejle den forventede flaskehalsindtægt på den pågældende forbindelse, hvilket afhænger af prisforskellen mellem de to forbundne områder.

35. Det er kun en del af den samlede kapacitet for de enkelte forbindelser, som bliver udbudt som PTR-rettigheeder. En PTR-rettighed er et alternativ til de eksisterende muligheder for prissikring med finansielle produkter på det nordiske finansielle marked mod den nordiske systempris. PTR-rettigheeder bliver solgt på måneds- og årsbasis.

36. De efterspurgte PTR mængder for månedsprodukter på de enkelte forbindelser er flere gange større end de allokerede (udbudte) PTR mængder, jf. tabel 6. De efterspurgte mængder er defineret ved de mængder, som markedsaktører har indsendt et prisbud på i forbindelse med de afholdte auktioner hos JAO.

TABEL 6 | EFTERSPURGT OG ALLOKERET MÅNEDSKAPACITET FOR PTR – VINTERHALVÅRET 2017

| MW – Efterspurgt/allokeret | Oktober | November | December | Januar | Februar | Marts |
|----------------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| DK1 → DE | - | - | - | - | - | - |
| DK2 → DE | 1179/120 | 1108/120 | 1033/120 | 1370/150 | 1050/120 | 1044/130 |
| DE → DK1 | 2686/350 | 3434/350 | 3717/350 | 2982/388 | 2973/350 | 2463/350 |
| DE → DK2 | 1144/120 | 1147/120 | 1245/120 | 1370/140 | 999/120 | 1295/140 |
| DK1 → DK2 | 1396/150 | 1384/150 | 1400/150 | 1271/150 | 1582/150 | 1189/150 |
| DK2 → DK1 | 1159/145 | 1220/150 | 1388/146 | 1059/146 | 1458/150 | 984/147 |

Kilde: www.jao.eu/marketdata/monthlylongtermauctions

37. I december 2016 var den efterspurgte mængde 3.717 MW på forbindelsen Tyskland - Vestdanmark, mens den allokerede mængde var 350 MW. Efterspørgslen var således næsten 11 gange større end udbuddet. Efterspørgslen afspejler forventeligt ikke udelukkende et ønske om prissikring, da det ikke kan afvises, at efterspørgslen også inkluderer rent spekulative bud, dvs. købsbud langt under den forventede pris. Det er en generel tendens, at de efterspurgte mængder er højere end de allokerede mængder. For forbindelsen Vestdanmark – Tyskland i eksportretningen er der ikke udbudt PTR-rettigheeder på månedsbasis for vinterhalvåret 2017, jf. afsnit 5 om kapacitet.

38. Når JAO har modtaget bud fra aktørerne med både en pris og en efterspurgt mængde, bliver buddene sorteret med det højeste prisbud først. Hvis den efterspurgte mængde for det højeste prisbud ikke overstiger den allokerede mængde, bliver buddet accepteret. Herefter bliver residualmængden, dvs. forskellen mellem den allokerede mængde og den efterspurgte mængde, fordelt til det næsthøjeste prisbud. Sådan fortsætter processen, til den efterspurgte mængde svarer til den allokerede mængde. Det prisbud, som er det sidst accepterede, således at der ikke længere kan allokeres en mængde ud over den fastsatte grænse, sætter marginalprisen, jf. tabel 7 for PTR priserne på månedsbasis.

39. Priserne for PTR månedsprodukter for Kontek-forbindelsen i retningen DK2 til DE er efter årsskiftet til 2017 steget kraftigt med priser på 6,77 EUR/MWh i februar 2017 og 5,23 EUR/MWh i marts 2017. For den modsatte retning DE til DK2 er priserne faldet fra 1,85 EUR/MWh i januar 2017 til 0,71 EUR/MWh i

marts 2017. PTR på forbindelsen DE-DK1 var i oktober 2016 på 0,32 EUR/MWh og toppede i december 2016 på 0,71 EUR/MWh, hvorefter den faldt til 0,25 EUR/MWh i marts 2017. Der har ikke været afholdt noget udbud i den modsatte retning. Prisen for den elektriske storebæltsforbindelse i retningen DK1 til DK2 er steget fra 2,53 EUR/MWh i oktober 2016 til 4,02 EUR/MWh i december 2016, hvorefter den er faldet til 2,81 EUR/MWh i marts 2017. Prisen i den modsatte retning DK2 til DK1 er omvendt mere stabil og har ligget på omtrent 0,01 EUR/MWh i perioden, jf. tabel 7.

TABEL 7 | PRISER FOR PTR MÅNEDSPRODUKTER – VINTERHALVÅRET 2017

| EUR/MWh | Oktober | November | December | Januar | Februar | Marts |
|-----------|---------|----------|----------|--------|---------|-------|
| DK1 → DE | - | - | - | - | - | - |
| DK2 → DE | 0,73 | 1,23 | 0,88 | 2,6 | 6,77 | 5,23 |
| DE → DK1 | 0,32 | 0,28 | 0,71 | 0,33 | 0,19 | 0,25 |
| DE → DK2 | 1,45 | 1,56 | 3,01 | 1,85 | 0,72 | 0,71 |
| DK1 → DK2 | 2,53 | 3,26 | 4,02 | 3,77 | 3,63 | 2,81 |
| DK2 → DK1 | 0,01 | 0,02 | 0,01 | 0,01 | 0,03 | 0,01 |

Kilde: www.jao.eu/marketdata/monthlylongtermauctions

Efterspørgslen efter PTR årsprodukter er større end den allokerede mængde, jf. tabel 8, men som nævnt er efterspørgslen ikke nødvendigvis kun et ønske om prisikring, men kan også afspejle en mere spekulativ budgivning.

TABEL 8 | EFTERSPURGT OG ALLOKERET KAPACITET SAMT PRISER FOR PTR ÅRSPRODUKTER – VINTERHALVÅRET 2017

| | Efterspurgt (MW) | Allokeret (MW) | Pris (EUR/MWh) |
|----------|------------------|----------------|----------------|
| DK1 → DE | - | - | - |
| DK2 → DE | 1008 | 120 | 3,69 |
| DE → DK1 | 1368 | 150 | 1,01 |
| DE → DK2 | 1072 | 120 | 2,06 |

Kilde: www.jao.eu/marketdata/monthlylongtermauctions

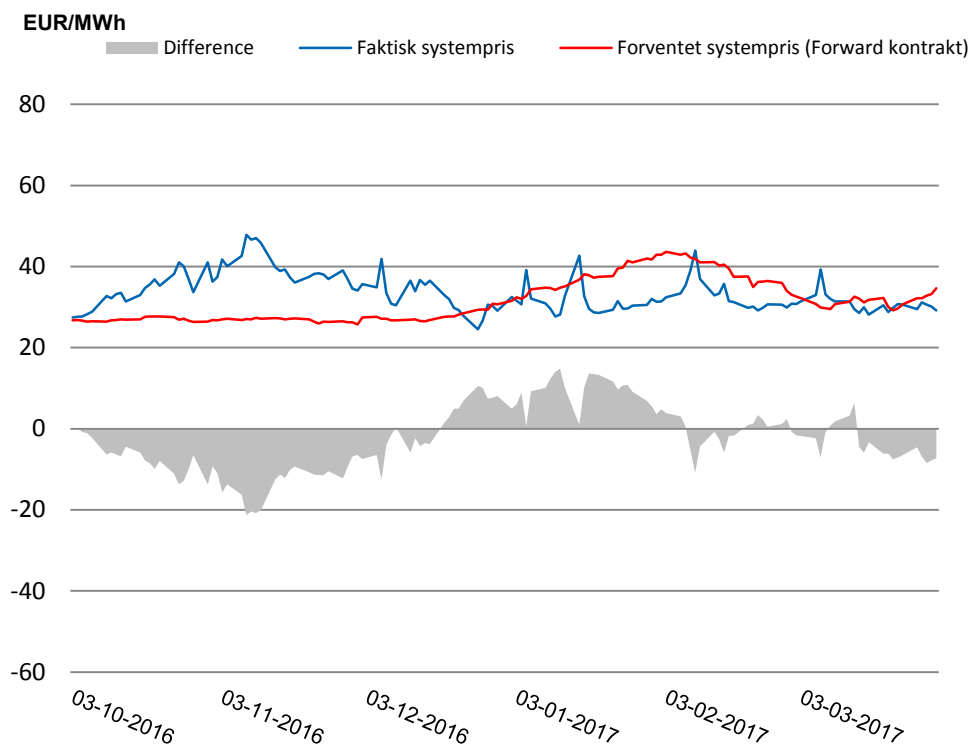
40. Der er ikke udbudt PTR-rettigheder på årsbasis for forbindelsen Vestdanmark-Tyskland (DK1 til DE), jf. tabel 8. Prisen på PTR årsprodukter pr. måned for Kontek-forbindelsen i retningen DK2 til DE har i vinterhalvåret 2017 ligget over prisen for et PTR månedsprodukt på nær for månederne februar og marts. For forbindelsen i den modsatte retning har prisen for årsproduktet for vinterhalvåret 2017 været lavere end prisen for et PTR månedsprodukt på nær i december. For forbindelsen DE-DK1 med retning mod DK1 har prisen på PTR årsproduktet for vinterhalvåret 2017 været højere end prisen på månedsprodukterne, jf. tabel 8. Prisen på årsproduktet vil som udgangspunkt være lig gennemsnittet af priserne på månedsauktionerne, hvis der ses bort fra, at der ikke er lige mange timer i de enkelte må-

neder. Men der kan være forskelle, og forskellene hænger blandt andet sammen med, at der i løbet af året kan komme ny information, som påvirker priserne på månedsauktionerne. Det kan for eksempel være forventninger om større vindproduktion eller annoncerede reparationer af en forbindelse.

4.3 FORWARD KONTRAKTER

41. En ændring i spotpriserne i dag kan tænkes at påvirke forventningerne til fremtidige spotpriser og derved påvirke prisen på en forwardkontrakt i dag. Det er forventningen, at strukturelle ændringer vil påvirke forventningerne til de fremtidige spotpriser. Forwardkontrakten giver indehaveren ret til at indkøbe elektricitet på Nord Pool for en fremtidig periode til en fast pris fastlagt i forwardkontrakten, jf. figur 8, som er lavet på baggrund af kvartalskontrakter. Det ses at differencen stort set har været negativ for 4. kvartal 2016, hvorfor det har kunne betale sig at prissikre sig for denne periode. Modsat gør sig gældende for 1. kvartal 2017, jf. figur 8.

FIGUR 8 | FORWARD-KONTRAKT – VINTERHALVÅRET 2017



Kilde: Nasdaq og Energinet.dk.

Note: Figuren viser den faktiske systempris og priser for den forventede forward-kontrakt for den samme handelsdag. Datoen ved x-aksen tager udgangspunkt i den faktiske systempris. Leveringsperioden for den forventede forward-kontrakter gælder for det kommende kvartal. Serien for Difference udtrykker den forventede pris for forward-kontrakten fratrukket den faktiske systempris, hvilket dermed viser os om det kan betale at prissikre sig. Priserne for en given dag bliver vist, hvor leveringsperioden for

forward gælder for det kommende kvartal. Eksempelvis er priserne for forward i 4. kvartal 2016 vist for kontrakter med leveringsperiode i 1. kvartal 2017.

5. KAPACITET

42. Et væsentligt element i funktionen af elmarkedet på tværs af landene er den transmissionskapacitet, som er til rådighed mellem landene. Den tilgængelige kapacitet har betydning for prisforskellene mellem landene (eller de forskellige prisområder i landene) og antallet af timer med prisforskelle.

43. Den nominelle transmissionskapacitet er den kapacitet, som maksimalt kan udveksles mellem to prisområder. Den tilgængelige kapacitet for spotmarkedet, benævnt handelskapacitet, er ofte lavere end den nominelle transmissionskapacitet. Det kan hænge sammen med tilbageholdelse af reserver, revision, havari eller administration af forbindelsen. Den nominelle transmissionskapacitet er forskellig for de enkelte overførselsforbindelser, jf. tabel 9.

TABEL 9 | NOMINEL TRANSMISSIONSKAPACITET – VINTERHALVÅRET 2017

| Forbindelse | Retning | Nominel kapacitet | Tilgængelig handelskapacitet |
|--|-----------|-------------------|------------------------------|
| Den elektriske Storebæltsforbindelse (Vestdanmark – Østdanmark) | DK1 → DK2 | 590 MW | 100 pct. |
| | DK2 → DK1 | 600 MW | 100 pct. |
| Skagerrak-forbindelsen (Vestdanmark – Norge) | DK1 → NO2 | 1.632 MW | 89 pct. |
| | NO2 → DK1 | 1.632 MW | 87 pct. |
| Kontiskan-forbindelsen (Vestdanmark - Sverige) | DK1 → SE3 | 740 MW | 75 pct. |
| | SE3 → DK1 | 680 MW | 81 pct. |
| Øresundsforbindelsen (Østdanmark – Sverige) | DK2 → SE4 | 1.700 MW | 70 pct. |
| | SE4 → DK2 | 1.300 MW | 91 pct. |
| Vestdanmark – Tyskland | DK1 → DE | 1.780 MW | 11 pct. |
| | DE → DK1 | 1.500 MW | 88 pct. |
| Kontek-forbindelsen (Østdanmark – Tyskland) | DK2 → DE | 585 MW | 87 pct. |
| | DE → DK2 | 600 MW | 87 pct. |

Kilde: Nord Pool og Energinet.dk.

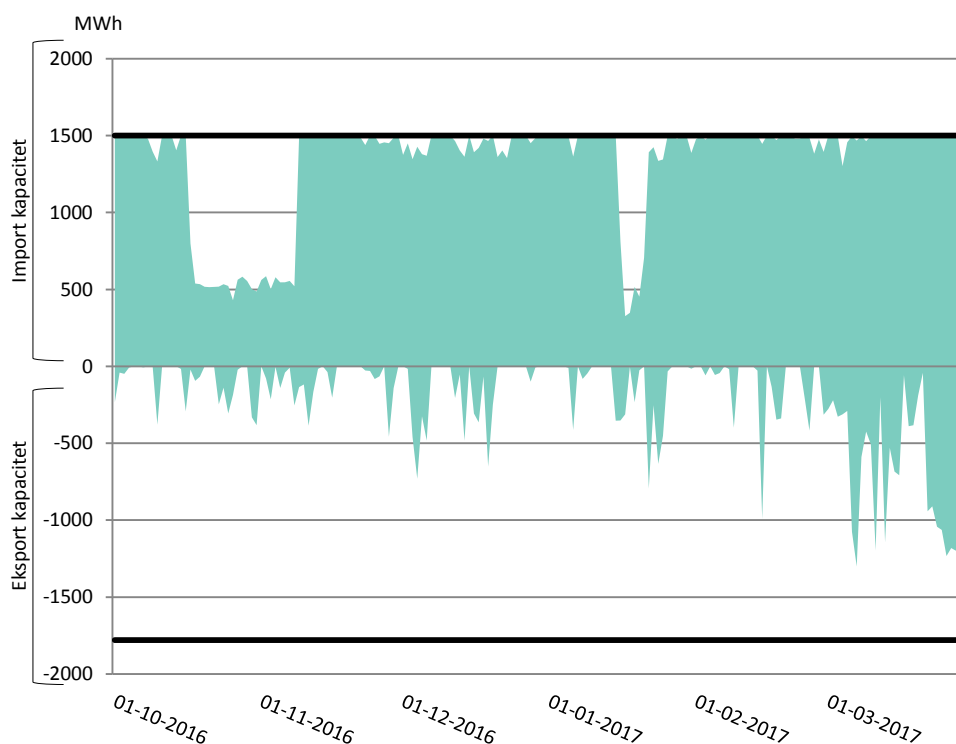
Note: Nominel transmissionskapacitet er den kapacitet, der maksimalt kan udveksles. Handelskapaciteten er den kapacitet, som stilles til rådighed for spotmarkedet.

44. Alle forbindelser på nær DK1-DE har alle haft en tilgængelig handelskapacitet på over 70 pct. for vinterhalvåret 2017, hvoraf en del af redueringen bl.a. skyldes planlagt vedligeholdelse:

45. Handelskapaciteten på forbindelsen DK1-DE har over en årrække været faldende. I vinterhalvåret 2017 har handelskapaciteten haft et varierende omfang, hvor der ofte har været begrænset kapacitet til rådighed, jf. figur 9. Sammenlignet med sommerhalvåret 2016 har der dog været et fald på ca. 5 procentpoint, således at ca. 11 pct. af kapaciteten i gennemsnit var tilgængelig for markedet i retningen fra Vestdanmark til Tyskland for vinterhalvåret 2017. Ca. 88 pct. af kapaciteten

var tilgængelig for markedet i den modsatte retning, hvilket er en stigning på ca. 1 procentpoint sammenlignet med sommerhalvåret 2016, jf. figur 9.

FIGUR 9 | UDVIKLING I HANDELSKAPACITETEN MELLEM VESTDANMARK OG TYSKLAND – VINTERHALVÅRET 2017



Kilde: Energinet.dk, Nord Pool og Sekretariatet for Energitilsynet.

Note: Gennemsnitlig daglig udvikling i handelskapaciteten mellem Vestdanmark (DK1) og Tyskland (DE). Den sorte horisontale kurve angiver den nominelle transmissionskapacitet for forbindelsen. Handelskapaciteten for import og eksport er henholdsvis angivet positivt og negativt.

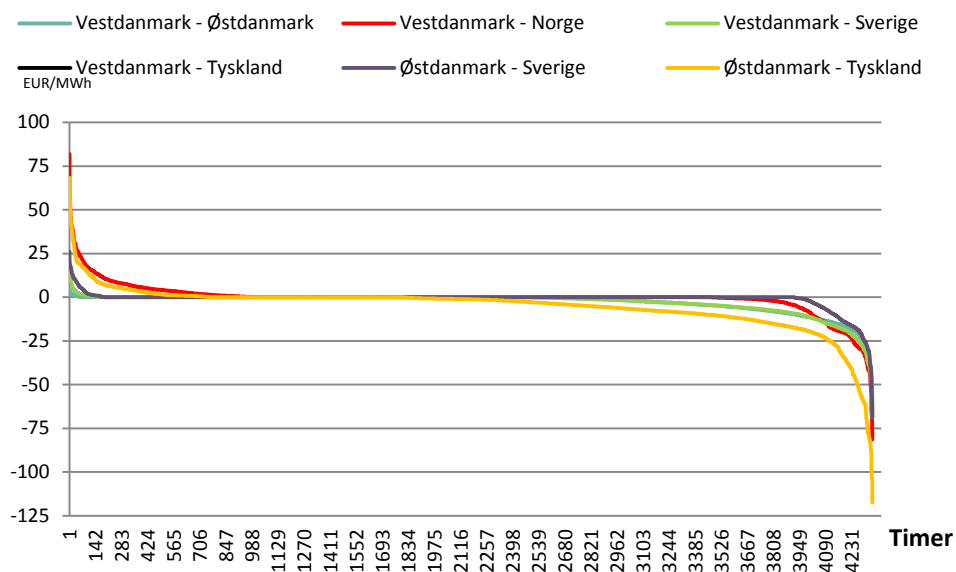
6. FLASKEHALSE

46. Der har været flaskehalse på Øresundsforbindelsen i vinterhalvåret 2017, jf. figur 10. Varighedskurven viser, at spotprisen i Østdanmark var højere end spotprisen i Sverige (SE4) i 192 timer. Tilsvarende var spotprisen i Sverige højere end spotprisen i Danmark (DK2) i 439 timer. Sammenlagt svarer det til, at der har været prisforskelle i 14 pct. af tiden. I de resterende 3.737 timer (svarende til 86 pct. af tiden) i vinterhalvåret 2017 har der været ens spotpriser mellem DK2-SE4, hvilket er samme niveau i forhold til vinterhalvåret 2016.

47. I prisområderne Vest- og Østdanmark var spotprisen ens i 2.549 timer (svarende til 58 pct. af tiden), mens spotprisen i Vestdanmark var højere end spotprisen i Østdanmark i 63 timer, jf. figur 10. Tilsvarende var spotprisen i Østdanmark

højere end spotprisen i Vestdanmark i 1.756 timer. Sammenlagt svarer det til, at der har været prisforskelle i 42 pct. af tiden, hvilket er omtrent samme niveau i forhold til sommerhalvåret 2016, hvor der 57 pct. af tiden var ens spotpriser.

FIGUR 10 | ANTAL TIMER MED PRISFORSKELLE MELLEM PRISOMRÅDER – VINTERHALVÅRET 2017



Kilde: Energinet.dk og Sekretariatet for Energitilsynet

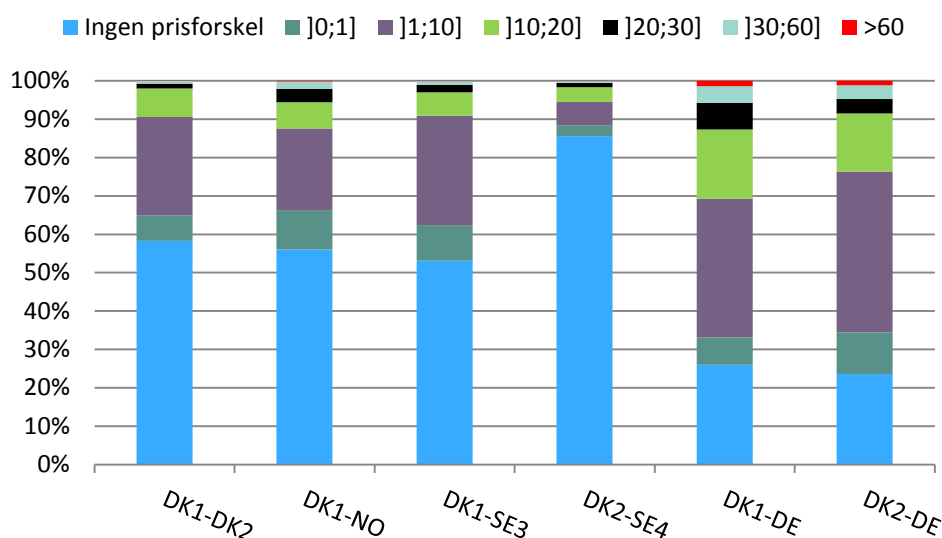
Note: Varighedskurve for antal timer med prisforskelle mellem prisområderne for vinterhalvåret 2017 opgjort i EUR/MWh. Eksempel på aflæsning: I 1024 timer har spotprisen været højere i Vestdanmark i forhold til Norge.

48. Der er fortsat en lav grad af ens spotpriser mellem Danmark og Tyskland. Der var flest antal timer med prisforskelle på udlandsforbindelsen mellem DK2-DE, hvor der kun var ens spotpriser 24 pct. af tiden, hvilket er et fald på 6 procentpoint i forhold til sommerhalvåret 2016. I den resterende tid var spotprisen hovedsageligt højest i Tyskland, jf. figur 10. På forbindelsen mellem DK1-DE var spotpriserne ens 26 pct. af tiden, hvilket er et fald på 18 procentpoint i forhold sommerhalvåret 2016. I den resterende tid (2.917 timer) var spotprisen højest i Tyskland (67 pct. af tiden). I 309 timer (7 pct.) var den tyske spotpris lavest.

49. For at illustrere, hvordan prisforskellene er fordelt mellem Danmark og de respektive prisområder, er prisforskellene blevet opdelt i følgende prisintervaller: [0;1]; [1;10]; [10;20]; [20;30]; [30;60] og over 60 EUR/MWh, jf. figur 11.

50. Det fremgår af figur 11, at prisforskellene er lavest mellem DK2 og SE4. En af grundene til, at prisudligningen mellem de danske og tyske prisområder ikke foregår optimalt skyldes bl.a. begrænsninger på forbindelsen mellem prisområderne.

FIGUR 11 | ANDEL AF TIMER MED PRISFORSKELLE (EUR/MWH) MELLEM PRISOMRÅDER – VINTERHALVÅRET 2017



Kilde: Energinet.dk og Sekretariatet for Energitilsynet.

Note: Figuren viser fordelingen af prisforskelle for vinterhalvåret 2017 for forskellige prisområder.

51. TSO'erne opnår flaskehalsindtægter ved transport af elektricitet gennem transmissionsforbindelserne med flaskehalse. Flaskehalsindtægterne til de transmissionsselskaber, som ejer forbindelserne, bestemmes ved at multiplicere forskellen i spotprisen mellem to områder med markedskoblingsstrømmen. Flaskehalsindtægterne for vinterhalvåret 2017 var i alt på 69,7 mio. EUR, hvilket er en stigning på 18 mio. EUR sammenlignet med sommerhalvåret 2016, hvor flaskehalsindtægterne var på 51,7 mio. EUR.

52. De største flaskehalsindtægter for hele perioden kommer fra Skagerrakforbindelsen (Vestdanmark og Norge) og dernæst fra Kontek-forbindelsen mellem Østdanmark og Tyskland, jf. tabel 10. De høje flaskehalsindtægter skyldes primært de store prisforskelle ved flaskehalse mellem prisområderne.

53. Indtægterne for års- og månedsauktioner på forbindelsen mellem Vestdanmark og Tyskland har for hele vinterhalvåret 2017 henholdsvis været på 496.000 og 466.000 EUR. For forbindelsen mellem Østdanmark og Tyskland har års- og månedsauktioner for hele vinterhalvåret 2017 givet en indtægt på henholdsvis 3.291.000 og 2.290.000 EUR jf. tabel 10. Fra 2015 var det ikke længere muligt at købe årskapacitet til Tyskland over grænsen pga. det pressede nordtyske elnet. Det er dog stadig muligt at købe årskapacitet i modsat retning – fra Tyskland til Vestdanmark.

54. Flaskehals- og auktionsindtægterne på udlandsforbindelserne deles mellem de to landes TSO'er⁴. Energinet.dk får flaskehalsindtægterne for Storebæltsforbindelsen, som er en indenrigsforbindelse.

TABEL 10 | FLASKEHALS- OG AUKTIONSINDTÆGTER – VINTERHALVÅRET 2017

| (1.000 EUR) | Okt. | Nov. | Dec. | Jan. | Feb. | Mar. | Sum |
|----------------------------|-------|-------|--------|--------|--------|-------|--------|
| DK1 – DK2 | 1.518 | 1.733 | 1.333 | 1.076 | 1.098 | 295 | 7.052 |
| DK1 – NO2 | 3.005 | 3.631 | 6.797 | 2.493 | 2.971 | 2.109 | 21.006 |
| DK1 – SE3 | 1.547 | 1.922 | 1.315 | 268 | 877 | 427 | 6.356 |
| DK2 – SE4 | 445 | 19 | 1.176 | 251 | 656 | 494 | 3.041 |
| DK2 – DE | 492 | 231 | 3.277 | 8.246 | 3.038 | 1.722 | 17.006 |
| DK1 – DE | 97 | 1.105 | 1.478 | 2.915 | 987 | 2.240 | 8.822 |
| DK1 – DE: Månedsauktion | 72 | 57 | 147 | 84 | 45 | 62 | 466 |
| DK1 – DE: Årsauktion | 57 | 55 | 57 | 113 | 102 | 113 | 496 |
| DK2 – DE: Månedsauktion | 195 | 82 | 347 | 483 | 604 | 579 | 2.290 |
| DK2 – DE: Årsauktion | 607 | 588 | 607 | 513 | 464 | 513 | 3.291 |
| Sum | 8.033 | 9.423 | 16.534 | 16.441 | 10.842 | 8.553 | 69.827 |

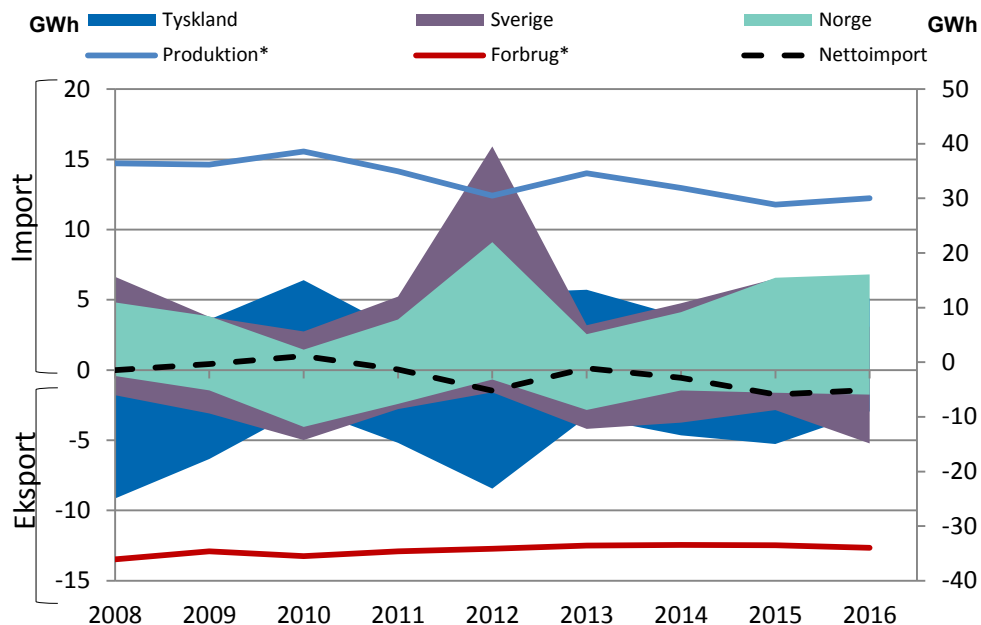
Kilde: Energinet.dk og Nord Pool.

Note: Flaskehalsindtægter per overførselsforbindelse er opgjort i tusinde EUR. De røde markeringer viser den største flaskehalsindtægt per måned.

⁴ Som udgangspunkt deles flaskehalsindtægterne ligeligt mellem landenes TSO'er.

7. HISTORISK APPENDIKS

FIGUR 9 | PRODUKTION, FORBRUG OG NETTOIMPORT, 2008-2017



Kilde: Energinet.dk og Energistyrelsen

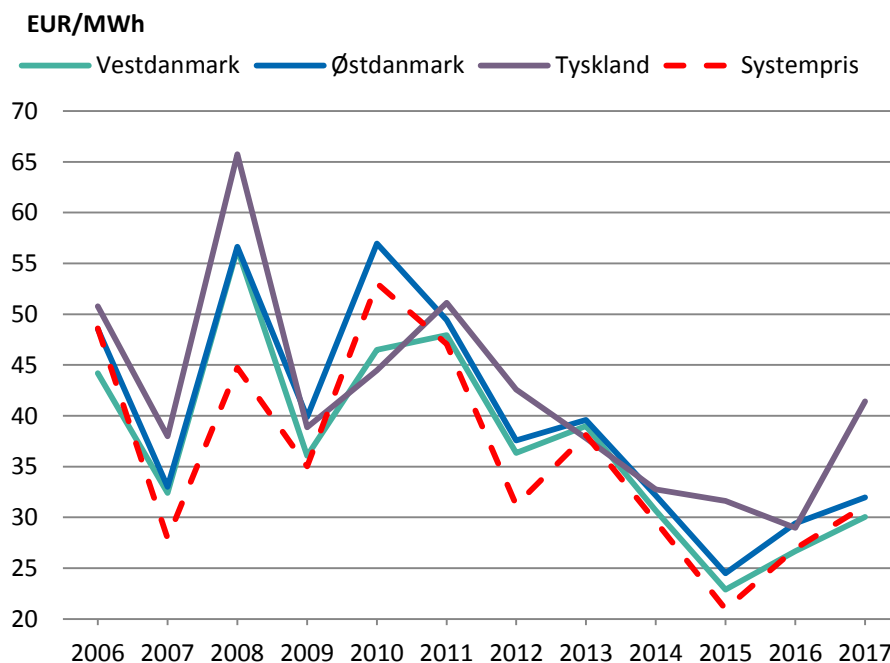
Note: * Skal aflæses på den sekundære lodrette akse.

Produktion og import er positive tal, idet der her er tale om tilgang af elektricitet.

Forbrug og eksport er negative tal, idet der her er tale om afgang af elektricitet.

Nettoimporten er positiv, når der er mere import end eksport og omvendt. Forbruget er brutto, dvs. at det er inklusiv transmissionstab.

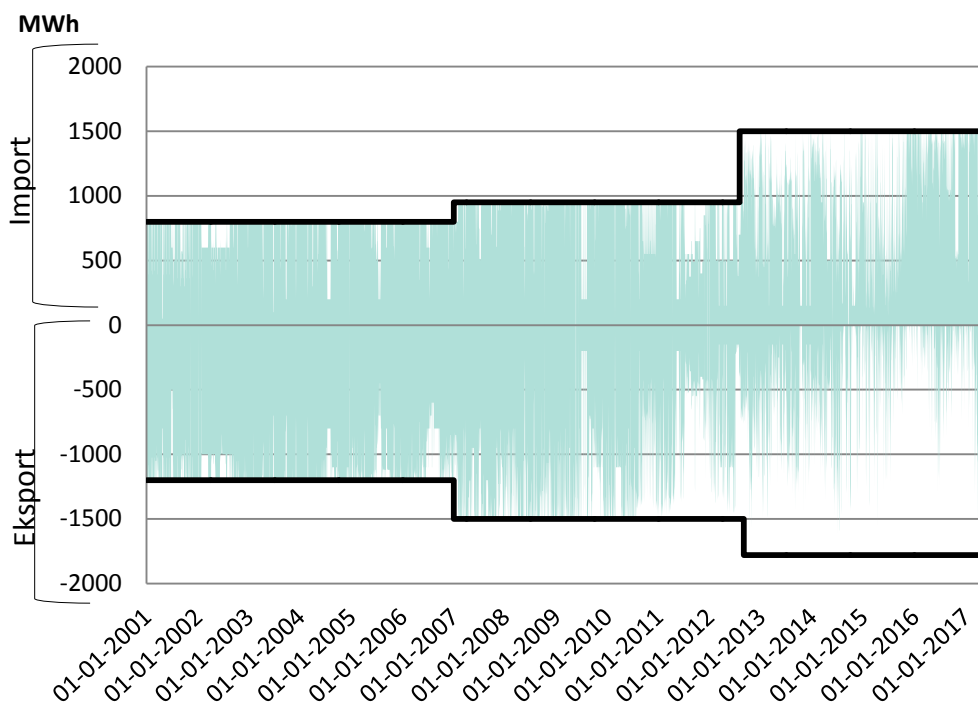
FIGUR 10 | ÅRLIGE PRISER FOR DANMARK OG TYSKLAND, 2006-2017



Kilde: Energinet.dk og Sekretariatet for Energitilsynets egne beregninger.

Note: Historisk prisudvikling i Danmark og Tyskland fra 2006. Priserne er års gennemsnit for det pågældende år. Data for 2017 tal udgør til og med 30. marts.

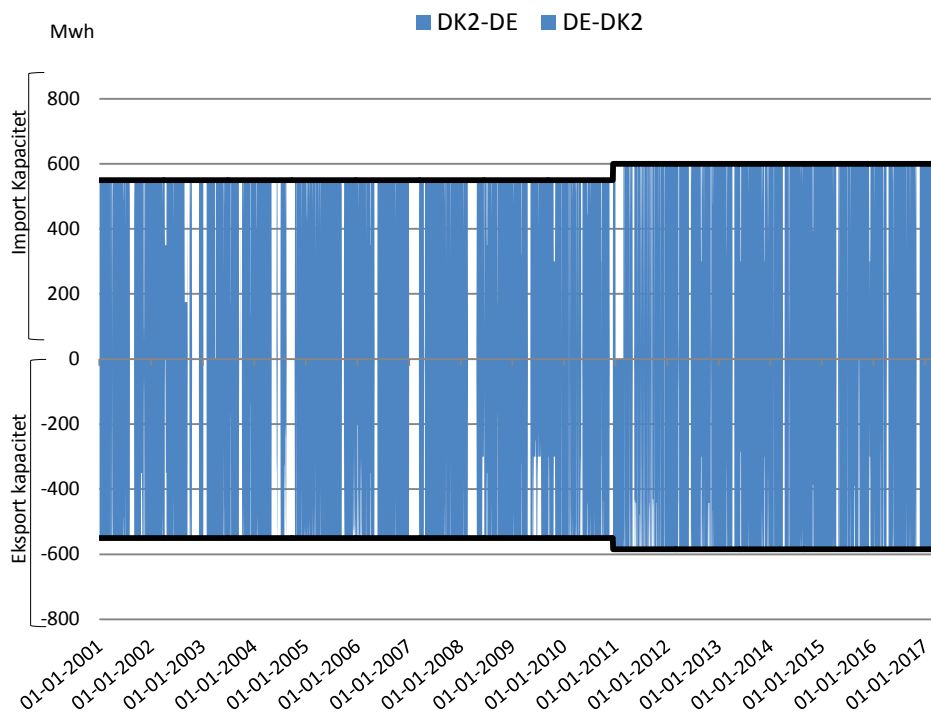
FIGUR 11 | UDVIKLING I HANDELSKAPACITET MELLEML VESTDANMARK OG TYSKLAND, 2001-2017



Kilde: Energinet.dk og Sekretariatet for Energitilsynets egne beregninger.

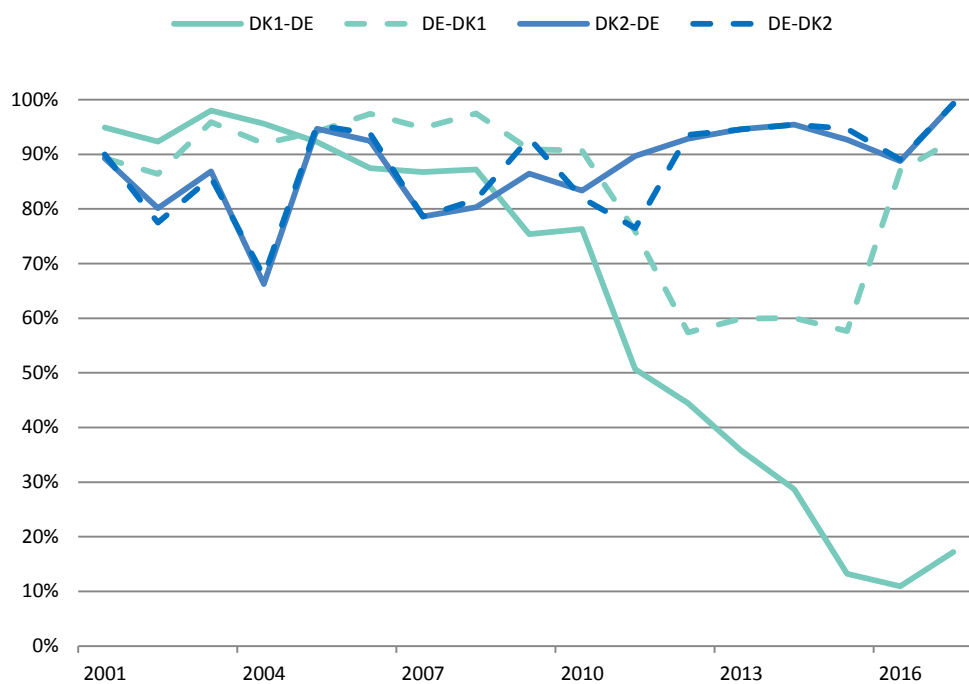
Note: De nominelle kapaciteter i perioden 2001-2016 er estimeret på baggrund af den højest målte handelskapacitet for det pågældende år. 2017 tal er fra 1. januar til og med 30. marts.

**FIGUR 12 | UDVIKLING I HANDELSKAPACITET MELLE M ØSTDANMARK OG TYSK-
LAND, 2001-2017**



Kilde: Energinet.dk og Sekretariatet for Energitilsynets egne beregninger

Note: De nominelle kapaciteter i perioden 2001-2016 er estimeret på baggrund af den højest målte handelskapacitet for det pågældende år. 2017 tal er fra 1. januar til og med 30. marts.

FIGUR 13 | GENNEMSNITLIG TILGÆNGELIG HANDELSKAPACITET AF DEN NOMINELLE KAPACITET PÅ ÅRSBASIS, 2001-2017

Kilde: Energinet.dk og Sekretariatet for Energitilsynets egne beregninger.

Note: De nominelle kapaciteter i perioden 2001-2016 er estimeret på baggrund af den højest målte handelskapacitet for det pågældende år. 2017 tal er fra 1. januar til og med 30. marts.

8. ORDFORKLARING

| Forkortelse/begreb | Forklaring |
|----------------------|---|
| Adverse flows | Når markedskoblingsstrømmen løber fra en priszone med høj spotpris mod en priszone med lav spotpris. |
| Afbrydelig kapacitet | Kunden kan ikke være sikker på at modtage kapacitet, da den er købt på afbrydelige vilkår. Kunden nedprioriteres i forhold til kunder med uafbrydelig kapacitet. |
| Bilateral kontrakt | Kontrakter, der indgås direkte mellem køber og sælger uden mellemvirken af en børs. Det samme som OTC. |
| Blokbud | Et bud på salg eller køb af el, der består af en mængde, en pris og et tidsinterval bestående af et antal sammenhængende timer (hos Nord Pool må et blok bud række over mindst 3 timer). Et blok-bud er fill-or-kill: Aktøren vil enten handle hele den angivne mængde per time – eller ikke handle noget af det angivne volumen overhovedet. |
| Bundesnetzagentur | Regulator i Tyskland for el, gas, telekommunikation, post og jernbane (Den tyske pendant til Energitilsynet). |
| Børskontrakt | En kontrakt, en aktør har med en børs. For energibørserne er det en kontrakt, hvor aktører køber energi fra børsen eller sælger energi til børsen. For en finansiel energibørs er det en kontrakt, en aktør har med børsens clearingshus. For elmarkedet er det underliggende aktiv for den finansielle kontrakt som regel en spotpris. |
| CASC | Capacity Allocating Service Company er en auktionsplatform for transmissionskapacitet, som faciliterer køb og salg af transmissionskapacitet på en enkelt auktionsplatform på tværs af grænserne for det Centrale Vesteuropa, Italien, det nordlige Schweiz og dele af Skandinavien. |
| CfD | [CfD, Contract for difference] En finansiel forwardkontrakt. CfD kontrakten sikrede mod risikoen for, der var forskel mellem en områdepris og systemprisen. For en CfD kontrakt var det underliggende aktiv dermed områdepris – systempris. Navnet CfD blev per september 2013 erstattet af navnet EPAD. Bortset fra navnet er CfD og EPAD kontrakterne ens. |
| Day ahead | Produkt med levering af el næste dag. |
| DK1 | Danmark vest for Storebælt. DK1 er et prisområde. |
| DK2 | Danmark øst for Storebælt. DK2 er et prisområde. |
| Driftsdøgnet | Det døgn hvor den elektriske energi bliver produceret og forbrugt. |
| Driftstimen | Den time hvor den elektriske energi bliver produceret og forbrugt. |
| EksPLICIT auktion | To systemansvarlige har på hver sin side af grænsen et fælles auktionssystem til køb af kapacitet. |
| Elbas | Intradaymarked drevet af Nord Pool. |
| Elspot | Day-ahead marked drevet af Nord Pool. |
| EMCC | [EMCC, European Market Coupling Company] Indtil 4. marts 2014 beregnede EMCC markedskoblingsflowet for forbindelserne mellem de nordiske lande og Kontinentaleuropa. EMCC ejes i fællesskab af elbørser og TSO'er. |
| ENTSO-E | [ENTSO-E, European Network of Transmissions System Operators for Electricity] Europæisk samarbejde for TSO'er på elmarkedet. |

| | |
|-----------------------------------|--|
| EPAD | Forkortelse af Electricity Price Area Differential. En finansiel forward kontrakt. En EPAD kontrakt sikrer mod risikoen for, der er forskel mellem en områdepris og systemprisen. For en EPAD kontrakt er det underliggende aktiv dermed områdepris – systempris. Navnet EPAD erstattede 30. september 2013 navnet CfD. Bortset fra navnet er CfD og EPAD kontrakterne ens. |
| EPEX Spot | [EPEX, European Power Exchange] Elbørs for spothandel i Frankrig, Tyskland, Østrig og Schweiz. Grundlagt af den tyske børs EEX og den franske børs Powernext i 2008. |
| Flaskehals | Når der eksisterer prisforskel mellem to prisområder. En flaskehals skabes, når efterspørgslen i et område er så høj, at den ønskede import fra naboområdet overstiger importhandelskapaciteten på forbindelsen. |
| FNR | [FNR, Frekvensstyret normaldriftsreserve] Reserve i DK2. Bruges af Energinet.dk til at varetage forsyningssikkerheden. |
| Forward | Terminkontrakt. En fysisk forward er en bindende aftale om fremtidig levering af en vare (fx el) til en på forhånd aftalt pris. På elmarkedet er en finansiel forward en kontrakt, der normalt har en spotpris som underliggende aktiv. |
| Futures | En fysisk future en bindende aftale om fremtidig levering af en vare (fx el) til en på forhånd aftalt pris. På elmarkedet er en finansiel future en kontrakt, der normalt har en spotpris som underliggende aktiv. |
| Handelskapacitet | Den tilgængelige kapacitet for spotmarkedet. Er ofte lavere end den nominelle transmissionskapacitet, grundet tilbageholdelse af reserver, revision, havari eller administration af forbindelse. |
| HVDC-forbindelse | [HVDC, High Voltage Direct Current] En jævnstrømsforbindelse, der drives ved høj spænding (normalt 100.000 V eller højere). Anvendes bl.a. på Storebæltsforbindelsen mellem DK1 og DK2. |
| Implicit auktion | Fælles betegnelse for marked splitting og market coupling. |
| Intraday | Produkt med levering af el samme dag som kontrakten indgås. Handel med el efter kl. 12 (centraleuropæisk tid) kaldes dog også intradayhandel, dersom leveringstidspunktet er den følgende dag. |
| ITVC | [ITVC, Interim Tight Volume Coupling] ITVC var en midlertidig markedskoblingsløsning på alle forbindelser mellem Norden og det centrale Vesteuropa. ITVC var baseret på volumenkobling og gennemførtes af EMCC. Den 4. marts 2014 blev ITVC erstattet af PCR. |
| Kontek | Forbindelsen mellem DK2 og Tyskland. |
| Konti-Skan | Forbindelsen på elmarkedet mellem DK1 og SE3. |
| LFC | [LFC, Load Frequency Control] Sekundær reserve i DK1. Symmetrisk ydelse, der købes månedligt. Bruges af Energinet.dk til at sikre forsyningssikkerheden. |
| Markedsandel | Den mængde el som sælges på et marked i forhold til den samlede produktion og forbrug. |
| Markedskoblingsstrøm | For elmarkedet fastsætter spotbørserne ikke alene spotpriserne for den følgende dag. Spotbørserne beregner også planerne for den næste dags energistrømme over elnettets flaskehalse (for de områder, hvor der er markedskobling eller markedssplitting). Disse planlagte energistrømme kan senere ændres af grænseoverskridende intra-day handel eller af TSO'ernes grænseoverskridende udveksling af regulér-energi. |
| Market coupling/markedskobling | Når to børser håndterer strømmen henover den grænse, hvor de to børser mødes. |
| Market splitting/markedssplitting | Når en børs håndterer strømmene over flaskehalsene i børsens eget område. |
| Nasdaq OMX commodities | Finansiel børs hvor der bl.a. handles med nordiske finansielle kontrakter |

| | |
|--------------------------------|--|
| | til sikring mod prisudsving ved handel med elektricitet (dvs. de finansielle kontrakter har nordiske spotpriser som det underliggende aktiv). |
| NO2 | [NO2, Kristiansand] Et prisområde i Norge (den sydligste priszone i Norge). |
| NOIS | [NOIS, Nordic Operation Information System] (Nordic Operation Information System) En fællesnordisk liste vedligeholdt af de nordiske systemansvarlige. Listen rummer de tilbud om køb og salg af regulær-energi, kommercielle aktører har sendt til de nordiske TSO'er. |
| Nominal transmissionskapacitet | Den kapacitet, der maksimalt kan udveksles mellem to prisområder. |
| NordREG | Sammenslutningen af de fem nordiske energiregulatorer fra Norge, Sverige, Finland, Island og Danmark. Etableret i 2002. |
| NP | [NP, Nord Pool] Elbørs i Norden. |
| Områdepris | [Områdepris, priszone] Spotpris for et givet prisområde. Da der er begrænset transmissionskapacitet mellem områderne, vil der undertiden opstå flaskehalse. Markedskobling/splitting flytter mest mulig strøm fra overskudsområder til underskudsområder, men som følge af flaskehalse i elnettet vil områdepriserne ofte blive forskellige. |
| Options | En rettighed til køb af (call option) eller salg af (put option) et underliggende aktiv på et på forhånd aftalt tidspunkt og til en på forhånd fastsat aftalekurs. |
| OTC-kontrakt | [OTC, Over-The-Counter] En handel mellem to parter, hvor der ikke har været en børs involveret i handlen. Se også bilateral handel. |
| Priskobling | Markedskobleren beregner både morgendagens priser og alle planer for flowet mellem budområderne. |
| Priskorrelationskoefficient | Måler i hvor høj grad to spotpriser samvarierer over en given periode. Måler hermed f.eks. hvordan en prisstigning i område A falder sammen med en tilsvarende prisstigning i område B. Tallet 1 angiver, de to spotpriser bevæger sig i perfekt takt. Tallet 0 (nul) angiver, der ikke er nogen grad af samvariation mellem de to spotpriser overhovedet. |
| Priszone/prisområde | Et geografisk område indenfor hvilket aktørerne kan handle strøm med hinanden og med den lokale spotbørs uden at bekymre sig om flaskehalse i elnettet indenfor priszonen. På grund af fraværet af flaskehalse vil spotbørsen altid for hver driftstime fastsætte én spotpris for hele priszonen. |
| PTR | Rettigheden til fysisk at overføre en bestemt mængde el på en overførselsforbindelse på et bestemt tidspunkt. |
| Ramping-betingelse | De systemansvarlige har bestemt, markedskoblingsstrømmen på en HVDC forbindelse maksimalt kan ændre sig med 600 MW fra en time til den næste. Denne begrænsning på ændringer i markedskoblingsstrømmen kaldes ramping. Er indlagt for at sikre en sikker drift af elsystemet. |
| Regulerkraft/regulereenergi | Elektrisk energi som balanceansvarlige markedsaktører tilbyder at handle med Energinet.dk i driftstimen. |
| SE3 | [SE3, Stockholm] Et prisområde i Sverige. Området rummer bl.a. Stockholm. |
| SE4 | [SE4, Malmö] Det sydligste prisområde i Sverige. Området rummer bl.a. Malmö. |
| SESAM | Det IT-system Nord Pool indtil 4. marts 2014 brugte til at beregne spotpriser i Baltikum og Norden. |
| SET | [SET, Sekretariatet for Energitilsynet]. |
| Skagerrak | Forbindelsen på elmarkedet mellem DK1 og NO2. |
| Spotkontrakt | En kontrakt, hvor en aktør handler elektrisk energi med en spotbørs. |

| | |
|---|---|
| Spotpris | En elpris for en gros markedet fastsat af en spotbørs. Efter kl. 12 (centraleuropæisk tid) fastsætter spotbørserne en spotpris for hver time for den følgende dag. Spotpriserne for den følgende dag publiceres normalt kort før kl. 13 (centraleuropæisk tid). Eksempler på spotbørser: I Baltikum og Norden har vi spotbørsen Nord Pool. I Tyskland, Frankrig, Østrig og Schweiz Schweiz opererer spotbørsen EPEX Spot. |
| Spread | Forskellen mellem den pris, som en køber tilbyder (bid price), og den, som en sælger forlanger (ask price) ved handel. Begrebet bruges ved kontinuerlig handel. |
| Storebæltsforbindelsen | Elforbindelsen mellem DK1 og DK2. |
| Systemansvarlig transmissionsvirksomhed | Energinet.dk er systemansvarlig transmissionsvirksomhed for det danske el- og gassystem, og skal sikre balance mellem forbrug og produktion. |
| Systempris | En virtuel spotpris. Systemprisen er den fælles spotpris, der ville være mellem Danmark, Finland, Norge og Sverige, hvis der ikke var flaskehalse i det elnet, der dækker de fire lande. |
| Systemydelse | For at vedligeholde forsynings sikkerheden handler Energinet.dk med systemydelse for elmarkedet i form af reserver og regulerkraft. |
| TenneT GmbH | Hollandsk ejet netselskab, der ejer en del af transmissionsnettet i Tyskland. TenneT GmbH ejer bl.a. transmissionsnettet i Slesvig-Holsten. |
| ToP-kontrakt | [ToP, Take-or-Pay] Kendetegnet ved komplekse bilaterale forhandlinger på et uorganiseret marked. Er ikke forpligtet til at aftage en fast mængde hver dag, men i stedet aftage en mængde indenfor en på forhånd fastsat ramme. |
| TSO/Transmissionssystemoperatør | [TSO, Transmissionssystemoperatør] Virksomhed, der er ikke-kommerciel, neutral og uafhængig af markedsaktørerne. Den danske TSO er Energinet.dk, der ejer og driver transmissionsnettene i Danmark. Generelt er en TSO en aktør der ejer højspændingsnettet i sit område og er ansvarlig for områdets forsynings sikkerhed. De fleste EU-lande har kun én TSO. I Tyskland er der dog 4 TSO'er. |
| Uafbrydelig kapacitet | Kunden er sikker på at modtage sin kapacitet, da den er købt på uafbrydelige vilkår. Kunden prioriteres fremfor kunder med afbrydelig kapacitet |
| UIOLI | [UIOLI, Use-It-Or-Lose-It] En aktør, der ikke kan/vil bruge sin grænseoverskridende kapacitet, kan ikke gensælge kapaciteten. |
| UIOSI | [ITOSI, Use-It-Or-Sell-It] En aktør, der ikke kan/vil bruge sin grænseoverskridende kapacitet, kan sælge den igen. Alternativt kan aktøren give kapaciteten til markedskoblingen og til gengæld få den flaskehalsindtægt, kapaciteten genererer. |
| Uorganiseret marked | Hvor handlen ikke forekommer på børser, men foretages bilateralt. |
| Velfærdskriteriet | Et kriterium der anvendes ved beregning af markedskoblingsflow og spotpriser. Kriteriet siger, at blandt de mulige løsninger skal algoritmen vælge den løsning, der maksimerer værdien af spothandlen. |
| Volumenkobling | Markedskobleren beregner kun morgendagens planer for flowet mellem to børser. |
| Øresund | Forbindelsen på elmarkedet mellem DK2 og SE4. |

8.1 ENHEDER

| Enhed | Definition |
|-----------|---|
| GW | Gigawatt, en måleenhed for el. 1 GW svarer til 1.000 MW. |
| GWh | Gigawatttime. Den mængde energi, der produceres på en time med en effekt på 1 GW. |
| J | Joule, en energimåleenhed. 1 J svarer til produktionen eller forbruget af 1 W på et sekund. |
| kV | Kilovolt, en spændingsenhed i et elektricitetsnet. 1 kV svarer til 1.000 V. |
| kW | Kilowatt, en måleenhed for el. 1 kW svarer til 1.000 W. |
| kWh | Kilowatttime. Den mængde energi, der produceres på en time med en effekt på 1 kW. |
| M3 | En kubikmeter. |
| MJ | Megajoule, en energimåleenhed. 1 MJ svarer til 1.000.000 J. |
| MW | Megawatt, en måleenhed for el. 1 MW svarer til 1.000 kW. |
| MWh | Megawatttime. Den mængde energi, der produceres på en time med en effekt på 1 MW. |
| TJ | Terajoule, en energimåleenhed. 1 Tj svarer til 1.000 GJ. |
| TW | Terawatt, en måleenhed. 1 TW svarer til 1.000 GW. |
| TWh | Terawatttime. Den mængde energi, der produceres på en time med en effekt på 1 TW. 1 TWh svarer til 1.000 GWh. |
| V | Volt, en spændingsenhed. |
| Watt | Watt (W), en måleenhed. 1 W svarer til produktionen eller forbruget af 1 J pr. sekund. |
| Wh | Watttime. Den mængde energi, der produceres på en time med en effekt på 1 MW. |
| Omregning | 1 GWh = 1.000 MWh = 1.000.000 kWh = 1.000.000.000 Wh |