



ENERGITILSYNET



HALVÅRSRAPPORT – SOMMERHALVÅRET 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	8
3.3 PRISKORRELATION	9
3.4 MARKEDSANDEL FOR EL HANDELT PÅ NORD POOL	10
4. FINANSIELLE MARKEDER.....	11
4.1 OPEN INTEREST.....	11
4.2 FYSISKE TRANSMISSIONSRETTIGHEDER	12
4.3 FORWARD KONTRAKTER	15
5. KAPACITET	16
6. FLASKEHALSE	20
7. HISTORISK APPENDIKS	24
8. ORDFORKLARING.....	27
8.1 ENHEDER.....	31

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. Den gennemsnitlige daglige spotpris for Danmark (DK1 og DK2) for hele sommerhalvåret 2017 var 31,3 EUR/MWh. De daglige spotpriser i Danmark har varieret mellem 5,4 og 59,4 EUR/MWh.

2. De laveste daglige spotpriser for henholdsvis Vest- og Østdanmark var på 5,4 og 6,4 EUR/MWh den 1. maj 2017. Årsagen til de lave priser var bl.a. eksportbegrænsninger på Skagerrak-, Øresunds- og Kontiskanforbindelsen kombineret med en høj el-produktion fra sol og vind, som tilsammen stod for 75 pct. af den samlede produktion på dette tidspunkt.

3. Opgjort pr. time var den højeste spotpris 120,0 EUR/MWh, mens den laveste spotpris var på -15,1 EUR/MWh. Der har således været en betydelig forskel mellem de højeste og laveste priser, men priserne kan ikke karakteriseres som ekstreme priser i forhold til prisloftet på 3.000 og prisbunden på -500 EUR/MWh. Der har i sommerhalvåret 2017 været 21 og 8 timer med negative priser for henholdsvis Vest- og Østdanmark.

4. Danmark har i sommerhalvåret 2017 været nettoimportør af elektricitet (4.224 GWh). Danmark har i perioden importeret mest elektricitet fra Sverige (3.525 GWh) og eksporteret mest elektricitet til Tyskland (2.620 GWh).

5. Ca. 94 pct. af elektriciteten, som blev anvendt i Danmark i sommerhalvåret 2017, blev handlet på spotmarkedet på Nord Pool, mens ca. 5 pct. blev handlet på intradaymarkedet.

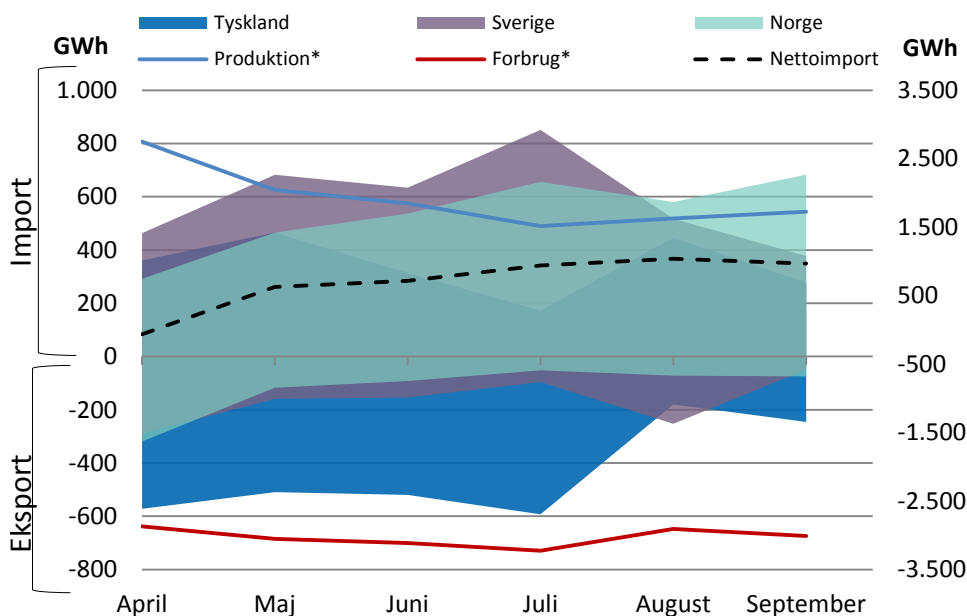
6. Energi- Forsynings- og Klimaministeriet (EFKM) og Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) har den 14. juni 2017 udsendt en pressemeddelelse, hvor det fremgår, at der er indgået en aftale mellem EFKM/BMWI og hhv. dansk og tysk regulator, om at handelskapaciteten fra Vestdanmark til Tyskland over en årrække frem mod udgangen af 2020 skal stige væsentligt. Det er tilfredsstillende, at der er opnået en aftale, der på kort sigt adresserer udfordringerne på den dansk-tyske grænse.

7. I gennemsnit var 36 pct. af den nominelle kapacitet tilgængelig for markedet i retningen fra Vestdanmark til Tyskland, mens ca. 90 pct. af den nominelle kapacitet var tilgængelig for markedet i den modsatte retning i sommerhalvåret 2017.

2. PRODUKTION OG FORBRUG

8. Danmark har i sommerhalvåret 2017 haft en positiv nettoimport på 4.224 GWh. Produktionen af elektricitet i sommerhalvåret 2017, ligger omtrent på samme niveau som i sommerhalvåret 2016. Forbruget er derimod steget med 2.538 GWh i forhold til sommerhalvåret 2016. Danmark har i perioden importeret mest elektricitet fra Sverige (3.525GWh) og eksporteret mest elektricitet til Tyskland (2.620GWh), jf. figur 1 (og figur 12 i appendiks for tidligere år).

FIGUR 1 | PRODUKTION, FORBRUG OG NETTOEKSPORT – SOMMERHALVÅRET 2017



Kilde: Energinet.dk og Energistyrelsen

Note: * Skal aflæses på den sekundære lodrette akse.

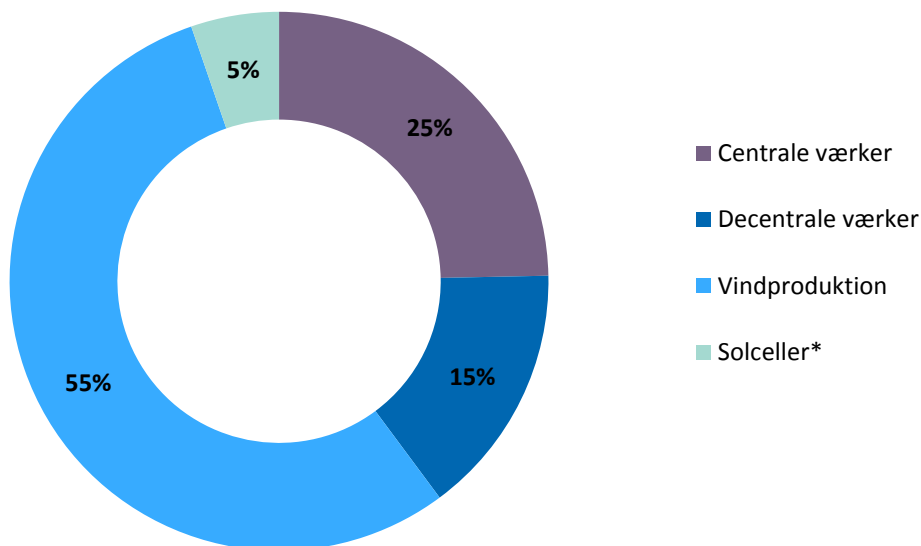
Produktion og import er positive tal, idet der her er tale om tilgang af elektricitet. Forbrug og eksport er negative tal, idet der her er tale om afgang af elektricitet. Nettoimporten er positiv, når der er mere import end eksport og omvendt. Forbruget er brutto, dvs. at det er inklusive transmissionstab.

9. 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 55 pct. og 25 pct. af den samlede danske produktion for sommerhalvåret 2017, mens decentrale værker og solceller udgjorde henholdsvis 15 pct. og 5 pct., jf. figur 2.

10. I forhold til sommerhalvåret 2016 udgjorde vindproduktion og decentrale værker i sommerhalvåret 2017 henholdsvis 8,2 og 0,3 procentpoint mere end tidligere, mens centrale værker modsat udgjorde 8,4 procentpoint mindre.

11. Vindproduktionen har bidraget med mellem 2 pct. og op til 86 pct. af den daglige samlede elektricitetsproduktion.

FIGUR 2 | PRODUKTIONSANDEL – SOMMERHALVÅRET 2017

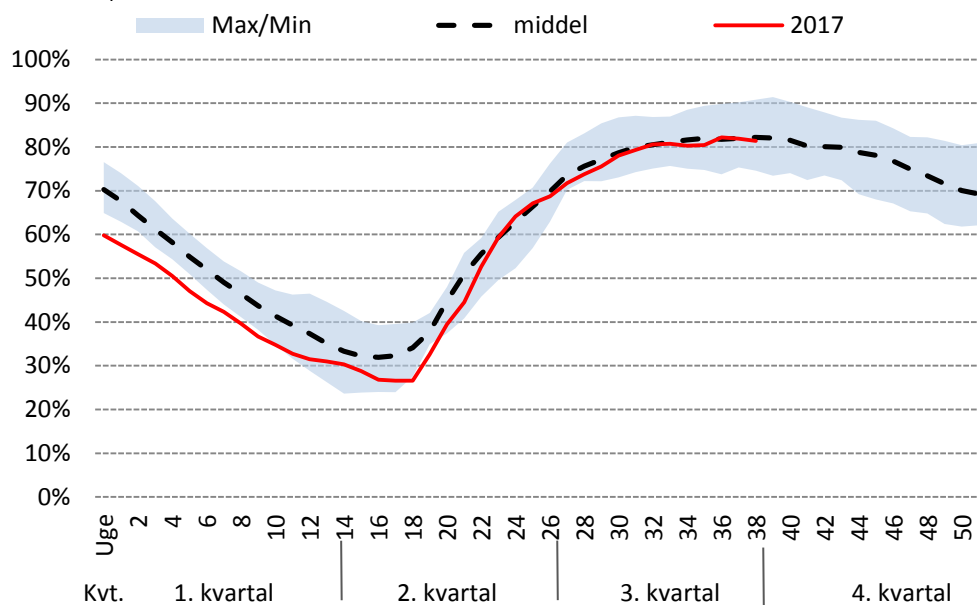


Kilde: Energinet.dk

Note: Fordelingen af produktionsformer for sommerhalvåret 2017.

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

FIGUR 3 | FYLDNINGSGRAD AF ALLE VANDRESERVOIRER I NORDEN FOR 2017



Kilde: Nord Pool

Note: Magasinfylldning af vandreservoarer 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 forårsvejr i Norden har medvirket til, at fyldningsgraden i de nordiske vandmagasiner har ligget et stykke under normalen siden starten af 2. kvartal 2017. For 3. kvartal 2017 har fyldningsgraden ligget tæt omkring normalen, jf. figur 3. De nordiske vandreservoirer havde en fyldningsgrad, som var henholdsvis 7,6 og 6,5 procentpoint lavere end gennemsnittet i uge 19 og 22 2017. Fyldningsgraden var i gennemsnit for hele vinterhalvåret 2,2 procentpoint lavere end normalen.

12. Overordnet set følger fyldningen i de nordiske vandreservoirer det typiske sæsonmønster – fortsætter dette mønster, vil fyldningsgraden være faldende på vej ind mod 4. kvartal 2017.

3. BØRSPRISER

3.1 SPOTMARKED

13. 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 2017 blev 94,1 pct.¹ af det samlede elforbrug i Norden og Baltikum handlet på spotmarkedet.

14. 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 13 i appendiks for den historiske prisudvikling).

15. Den gennemsnitlige spotpris for Danmark for hele sommerhalvåret 2017 var 31,3 EUR/MWh. Der har været få store udsving² i de daglige spotpriser i Danmark gennem sommerhalvåret 2017. De daglige spotpriser for Vestdanmark har i gennemsnit været 30,5 EUR/MWh og varieret mellem 5,4 og 59,4 EUR/MWh. For Østdanmark var gennemsnittet af de daglige spotpriser 32,0 EUR/MWh indenfor spændet 6,4 og 59,4 EUR/MWh, jf. figur 4.

16. De laveste danske daglige spotpriser på 5,4 og 6,4 EUR/MWh for henholdsvis Vest- og Østdanmark var at finde d. 1. maj 2017. Årsagen til de lave priser var bl.a. eksportbegrænsninger på Skagerrak- og Øresundsforbindelserne kombineret

¹ I denne beregning er der ikke taget højde for Litauens elforbrug og elhandel – data stammer fra Nord Pool og er til og med 28-11-2017.

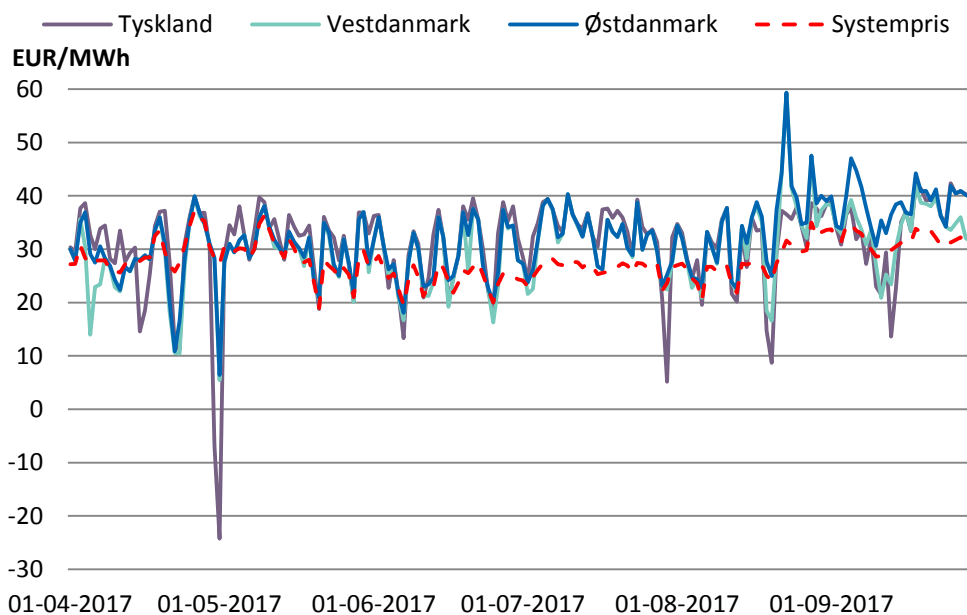
² Et udsving registreres som ”stort”, hvis spotpriserne overskrider grænsen for standardafvigelsen \pm middelværdien målt ud fra de seneste 5 år.

med en høj el-produktion fra sol og vind (som tilsammen stod for 75 pct. af den samlede produktion). Periodens højeste daglige spotpris i Danmark var på 59,4 EUR/MWh og forekom i Østdanmark den 23. august 2017, hvilket bl.a. skyldtes vedvarende tørt vejr, som forårsagede et stort underskud på hydrobalancen³, store stigninger på råvaremarkederne samt en lav vindproduktion, som denne dag kun udgjorde 10 pct. af den samlede el-produktion.

17. Den højeste danske spotpris på timebasis var den 23. august 2017 kl. 09-10 på 120,0 EUR/MWh, omvendt var den laveste danske spotpris på -15,1 EUR/MWh den 1. maj 2017 kl. 15-16.

18. Der har i sommerhalvåret 2017 været negative spotpriser for Vest- og Østdanmark. På timebasis var de laveste priser -15,1 €/MWh for både Vest- og Østdanmark. Der har i sommerhalvåret 2017 været henholdsvis 21 og 8 timer med negative priser for Vest- og Østdanmark. Negative priser er generelt et udtryk for en usædvanlig tilstand på elmarkedet, hvor det koster penge at komme af med elektricitet.

FIGUR 4 | PRISUDVIKLING I NORDEN OG TYSKLAND – SOMMERHALVÅRET 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.

³ Hydrobalancen dækker over den akkumulerede nedbør i Norden. Dette inkluderer vandet i vandreservoarerne (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.

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 relativ 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 | HANDELT VOLUME I INTRADAYMARKEDET I FORHOLD TIL DEN SAMLEDE HANDELEDE VOLUME PÅ NORD POOL – SOMMERHALVÅRET 2017

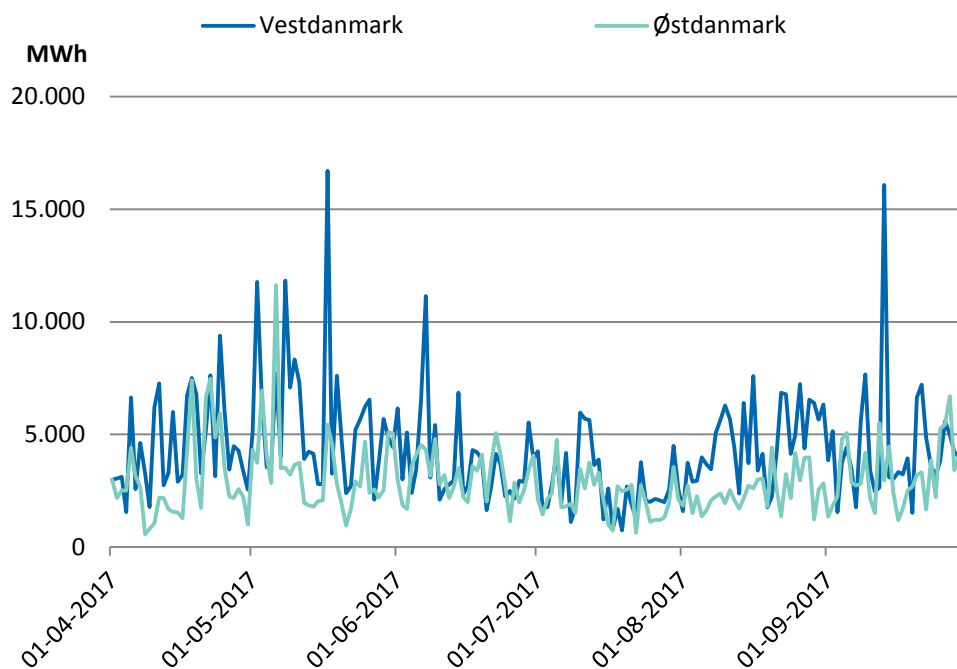
Handlet volumen i pct.	2. kvartal 2017	3. kvartal 2017
Danmark	4,9 pct.	4,0 pct.
Norge	0,3 pct.	0,2 pct.
Sverige	1,8 pct.	1,4 pct.
Finland	1,7 pct.	2,0 pct.

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 5. 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 5. Den 17. maj og d. 13. september 2017 sluttede intradayhandlen i Vestdanmark med en høj volumen på henholdsvis 16,7 og 16,1 GWh.

FIGUR 5 | HANDELT VOLUME PÅ INTRADAYMARKEDET – SOMMERHALVÅRET 2017

Kilde: Nord Pool.

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

3.3 PRISKORRELATION

23. 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

TABEL 2 | PRISKORRELATION MELLEM PRISOMRÅDER

Korrelationskoefficienter	Sommerhalvåret 2016	Vinterhalvåret 2017	Sommerhalvåret 2017
DK1 - DK2	0,67	0,88	0,89
DK1 - System	0,84	0,77	0,64
DK1 - DE	0,65	0,66	0,71
DK2 - System	0,75	0,80	0,71
DK2 - DE	0,52	0,69	0,67

Kilde: Energinet.dk samt egne beregninger.

Note: Korrelationskoefficienterne er beregnet på timebasis.

24. Priskorrelationen mellem systemprisen og de 2 prisområder i henholdsvis DK1 og DK2 er forværret siden vinterhalvåret 2017. Siden sommerhalvåret 2016 er DK1's priskorrelation med systemprisen i Norden faldet meget, hvilket også er tilfældet for DK2's priskorrelation med systemprisen i Norden dog ikke i samme grad.

25. Priskorrelationen mellem DK1 og DK2 er siden sommerhalvåret 2016 forbedret markant.

26. Priskorrelationen mellem DK1 og DE forbedret, mens DK2 og DE er faldet er siden vinterhalvåret 2017, jf. tabel 2.

27. Alle priskorrelationer er siden vinterhalvåret 2017 faldet på nær priskorrelationen mellem DK1 og DK2 samt DK1 og DE. En årsag til de faldende priskorrelationer kan bl.a. være en relativ stor begrænsning på handelskapaciteten på især Skagerrak- og Kontekforbindelsen, jf. tabel 9.

3.4 MARKEDSANDEL FOR EL HANDELT PÅ NORD POOL

28. Markedsandelene for el handlet i Danmark på Nord Pool målt i forhold til forbrug og produktion har været mellem 93,9 og 104,3 pct. i sommerhalvåret 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 dayahead. Hovedparten af den leverede elektricitet til Danmark bliver således handlet på Nord Pool (for sommerhalvåret 2017 blev der i Danmark handlet for 27.217 GWh på Nord Pool), mens den resterende del handles bilateralt udenom Nord Pool. Størstedelen af den handlede mængde foregår på spotmarkedet, hvor andelen udgjorde 99,1 pct. i 2. kvartal 2017 og 89,0 pct. i 3. kvartal 2017. Modsat var det kun en beskedent andel, som blev handlet på intradaymarkedet, hvor andelen udgjorde 5,2 pct. i 2. kvartal 2017 og 4,9 pct. i 3. kvartal 2017, jf. tabel 3.

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

Markedsandel i pct.	2. kvartal 2017	3. kvartal 2017
Elspot volumen	99,1 pct.	89,0 pct.
Elbas volumen	5,2 pct.	4,9 pct.
Samlet børshandel	104,3 pct.	93,9 pct.

Kilde: Nord Pool, Energinet.dk og Energistyrelsen.

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

4. FINANSIELLE MARKEDER

29. 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.

30. 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.

31. 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

32. 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.

33. 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 – SOMMERHALVÅRET 2017

Mængder i MWh	2. kvartal 2017	3. kvartal 2017
Årskontrakter	661.380	661.380
Kvartalskontrakter	654.010	684.790
Månedskontrakter	239.040	234.864
Sum	1.554.430	1.581.034
Bruttoforbrug af elektricitet	4.828.314	4.769.239
Andel	32,2 pct.	33,2 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 – SOMMERHALVÅRET 2017

Mængder i MWh	2. kvartal 2017	3. kvartal 2017
Årskontrakter	429.240	429.240
Kvartalskontrakter	421.066	507.849
Månedskontrakter	163.224	140.904
Sum	1.013.530	1.077.993
Bruttoforbrug af elektricitet	3.096.219	3.026.872
Andel	32,7 pct.	35,6 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.

34. Det fremgår af tabel 4 og 5, at andelen af prissikrede mængder med EPAD-kontrakter er højere i Øst end i Vestdanmark for 2. og 3. kvartal 2017.

4.2 FYSISKE TRANSMISSIONSRETTIGHEDER

35. 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 børserne den bedst mulige udnyttelse af transmissionsforbindelserne.

36. En køber af en PTR-rettinghed 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-rettinghed kan på denne måde bruges til at risikoafdække prisudsving mellem to prisområder. Auktionerne af PTR-rettingheder 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.

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

38. 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. Der er ingen data for månedsauktionen på DK2-DE for september måned 2017, da auktionen blev aflyst pga. tekniske forhold.

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

MW – Efterspurgt/alokeret	April	Maj	Juni	Juli	August	September
DK1 → DE	-	-	-	-	-	-
DK2 → DE	1496/150	1300/120	1201/150	1096/120	881/120	-
DE → DK1	3862/390	3781/390	2973/390	2781/349	2510/349	2847/350
DE → DK2	1469/140	1378/120	1261/140	1220/120	1076/120	-
DK1 → DK2	1436/150	1570/150	1197/149	1236/150	1310/150	1223/150
DK2 → DK1	1413/150	1355/149	1065/150	1087/149	1450/149	1288/150

Kilde: www.jao.eu/marketdata/monthlylongtermauctions

39. I maj 2017 var den efterspurgte mængde 1.378 MW på forbindelsen Tyskland - Østdanmark, mens den allokerede mængde var 120 MW. Maj måneds efterspørgsel var således 11,5 gange større end udbuddet, hvilket er den største månedlige forskel mellem udbud og efterspørgsel på tværs af alle forbindelserne for hele sommerhalvåret 2017. 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-rettingheder på månedsbasis for sommerhalvåret 2017, jf. afsnit 5 om kapacitet.

40. Priserne for PTR månedsprodukter for Kontek-forbindelsen i retningen DK2 til DE har været stigende i 2. kvartal 2017 og faldende i 3. kvartal 2017 med priser på 5,11 EUR/MWh i juni 2017 og 1,25 EUR/MWh i august 2017. For den modsatte retning DE til DK2 er udsvingene i priserne mindre med laveste pris på 1,05 EUR/MWh i juli 2017 og højeste pris på 1,56 EUR/MWh i august 2017. Priserne på PTR på forbindelsen DE-DK1 var relative stabile i perioden april til august, men steg kraftigt i september fra 0,51 EUR/MWh i august 2017 til 2,1 EUR/MWh, i september 2017. Der har ikke været afholdt noget udbud i den modsatte retning. Prisen for den elektriske storebæltsforbindelse i retningen DK1 til DK2 er faldet fra 1,19 EUR/MWh i april 2017 til 0,66 EUR/MWh i juli 2017, hvorefter den er steget til 7,5 EUR/MWh i september 2017. I gennemsnit var DK2's spotpris i september måned 4,8 EUR/MWh over DK1's spotpris, hvilket var den højeste forskel mellem de to prisområder for sommerhalvåret 2017. Prisforskellen skyldes bl.a., at Kontekforbindelsen var lukket det meste af september grundet planlagt vedligeholdelse, jf. kapitlet om handelskapaciteter. Prisen i den modsatte retning DK2 til DK1 er omvendt mere stabil og har ligget på omtrent 0,02 til og med 0,08 EUR/MWh i perioden, jf. tabel 7.

TABEL 7 | PRISER FOR PTR MÅNEDSPRODUKTER – SOMMERHALVÅRET 2017

EUR/MWh	April	Maj	Juni	Juli	August	September
DK1 → DE	-	-	-	-	-	-
DK2 → DE	2,68	3,00	5,11	4,55	1,25	-
DE → DK1	0,67	0,85	0,82	0,51	0,51	2,10
DE → DK2	1,45	1,28	1,28	1,05	1,56	-
DK1 → DK2	1,19	0,88	1,10	0,66	0,77	7,50
DK2 → DK1	0,02	0,04	0,03	0,02	0,03	0,08

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 pris-sikring, men kan også afspejle en mere spekulativ budgivning.

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

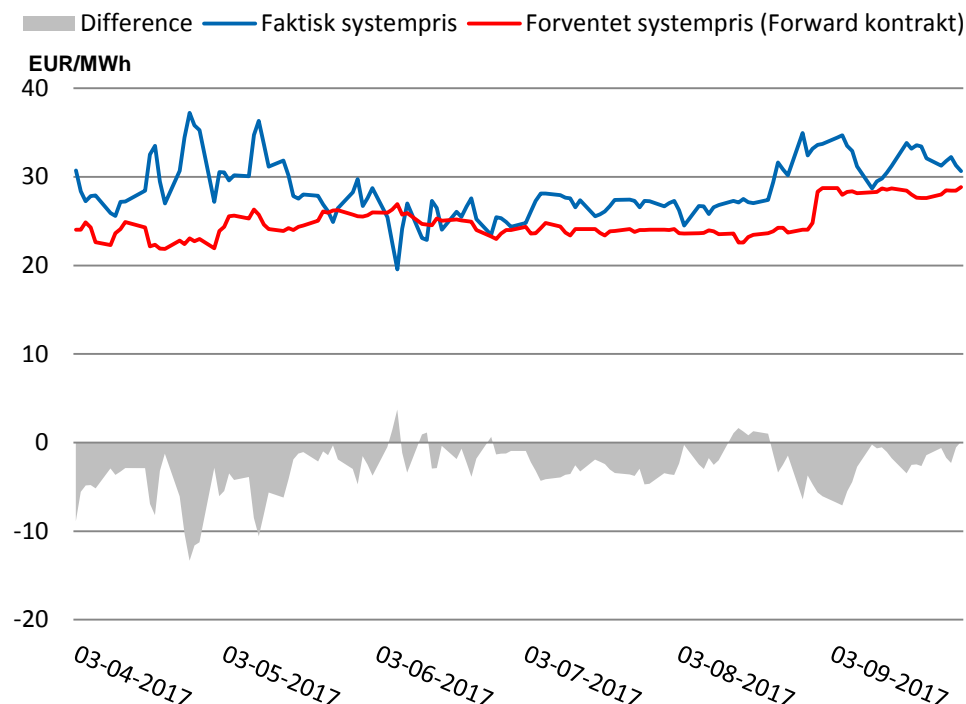
41. Der er ikke udbudt PTR-rettigeheder på årsbasis for forbindelsen Vestdanmark-Tyskland (DK1 til DE), jf. tabel 8. Prisen på PTR årsprodukter pr. måned for Kontek-forbindelsen i retningen DK2 til DE har i sommerhalvåret 2017 ligget over prisen for et PTR månedsprodukt på nær for månederne juni og juli. For forbindelsen i den modsatte retning har prisen for årsproduktet for sommerhalvåret 2017 været lavere end prisen for et PTR månedsprodukt. For forbindelsen DE-DK1 med retning mod DK1 har prisen på PTR årsproduktet for sommerhalvåret 2017 været højere end prisen på månedsprodukterne på nær september, 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 måneder. 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 FORWARDKONTRAKTER

42. Forwardkontrakten giver indehaveren ret til at indkøbe elektricitet på Nord-Pool for en fremtidig periode til en fast pris fastlagt i forwardkontrakten, jf. figur 6, som er lavet på baggrund af kvartalskontrakter. Forward-kontrakten afspejler dermed *forventningen* til den fremtidige systempris.

43. Forskellen mellem forward-kontrakten og systemprisen fortæller derfor, om det har kunnet svare sig at prissikre sig for den pågældende periode. Serien ”Difference” i figur 6 er defineret, som prisen for levering i forward-kontrakten fratrukket systemprisen på en given dag. Serien ”Difference” har stort set været negativ for hele sommerhalvåret 2017, dvs. at den faktiske systempris har været højere end forventet, og prissikring har derfor kunnet svare sig, jf. figur 6.

FIGUR 6 | FORSKEL MELLEM FAKTISK OG FORVENTET SYSTEMPRIS – SOMMERHALVÅRET 2017



Kilde: Nasdaq og Energinet.dk.

Note: Datoen ved x-aksen tager udgangspunkt i den faktiske systempris en given dag. Leveringsperioden og prisen for en forwardkontrakt gælder for 3. kvartal 2017 (købt i 2. kvartal 2017). Serien for "Difference" er lige med forward-kontrakten fratrukket den faktiske systempris, hvis differencen er negativ, betyder det, at prisen for forward-kontrakten i eksempelvis 2. kvartal er billigere end systemprisen i 3. kvartal. En aktør, som har købt forward-kontrakten i 2. kvartal, køber dermed elektricitet i 3. kvartal til en billigere pris end systemprisen.

5. KAPACITET

44. 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.

45. 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 – SOMMERHALVÅRET 2017**

Forbindelse	Retning	Nominel kapacitet	Tilgængelig handelskapacitet
Den elektriske Storebæltsforbindelse (Vestdanmark – Østdanmark)	DK1 → DK2	590 MW	96 pct.
	DK2 → DK1	600 MW	96 pct.
Skagerrak-forbindelsen (Vestdanmark – Norge)	DK1 → NO2	1.632 MW	69 pct.
	NO2 → DK1	1.632 MW	69 pct.
Kontiskan-forbindelsen (Vestdanmark - Sverige)	DK1 → SE3	740 MW	72 pct.
	SE3 → DK1	680 MW	90 pct.
Øresundsforbindelsen (Østdanmark – Sverige)	DK2 → SE4	1.700 MW	78 pct.
	SE4 → DK2	1.300 MW	93 pct.
Vestdanmark – Tyskland	DK1 → DE	1.780 MW	36 pct.
	DE → DK1	1.500 MW	90 pct.
Kontek-forbindelsen (Østdanmark – Tyskland)	DK2 → DE	585 MW	71 pct.
	DE → DK2	600 MW	71 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.

46. Alle forbindelser, på nær DK1-NO2 og DE-DK1, har haft en tilgængelig handelskapacitet på over 70 pct. for sommerhalvåret 2017. Herunder har særligt DK1-DK2 forbindelsen haft en høj handelskapacitet på 96 pct.

47. Energi- Forsynings- og Klimaministeriet (EFKM) og Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) har den 14. juni 2017 udsendt en pressemeddelelse, hvor det fremgår, at der er indgået en aftale mellem EFKM/BMWi og hhv. dansk og tysk regulator, om at handelskapaciteten fra Vestdanmark til Tyskland over en årrække frem mod udgangen af 2020 skal stige væsentligt.

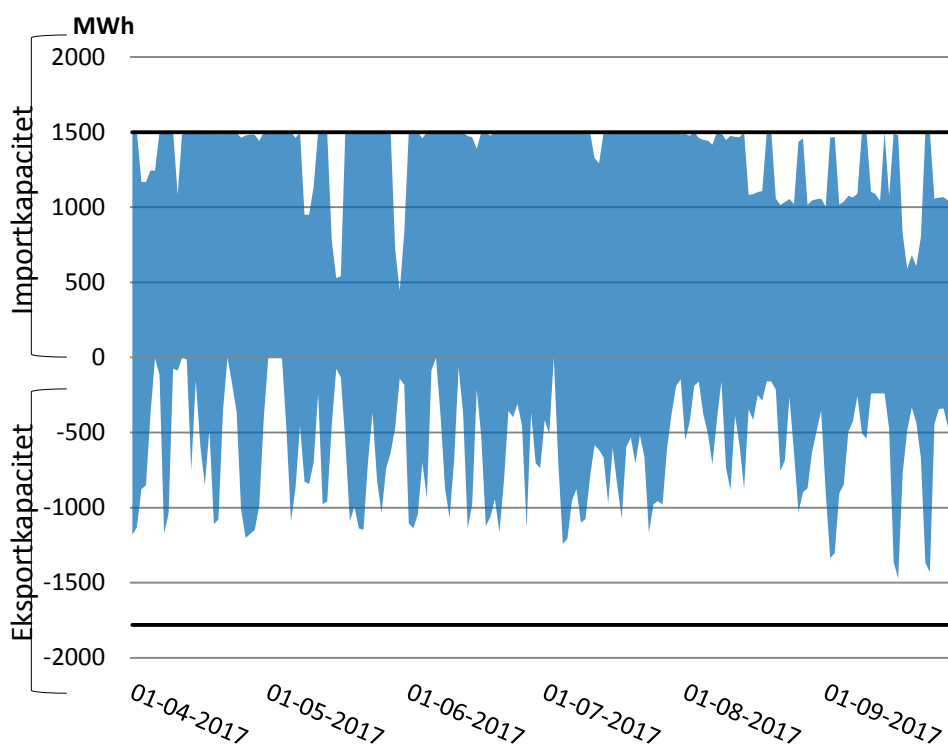
48. Aftalen skal implementeres per 1. december 2017, men er påbegyndt med en pilotfase allerede fra juli 2017, som løber til udgangen af november 2017. I pilotfasen skal den minimale tilgængelige kapacitet udgøre 80 MW i juli, 160 MW i august, 240 MW i september, 320 MW i oktober og 400 MW i november. Den minimale tilgængelige kapacitet skal efter pilotfasens udløb udgøre 400 MW pr. 1. december 2017. Minimumskapaciteten vil derefter stige til 700 MW i 2018, 900 MW i de første tre måneder af 2019, 1000 MW fra 1. april 2019 og 1100 MW fra 2020. Aftalen løber frem til udgangen af 2020.

49. Energitilsynet overvåger løbende implementeringen af aftalen, herunder om minimumsniveauet overholdes. Energitilsynet kan konstatere, at den minimale tilgængelige kapacitet har overholdt de aftalte niveauer for juli, august og september 2017.

50. Det er tilfredsstillende, at der er opnået en aftale, der på kort sigt adresserer udfordringerne på den dansk-tyske grænse.

51. Sammenlignet med vinterhalvåret 2017 har der været en stigning på ca. 24 procentpoint i udnyttelsen af kapaciteten mellem Vestdanmark og Tyskland, således at ca. 36 pct. af kapaciteten i gennemsnit var tilgængelig for markedet i retningen fra Vestdanmark til Tyskland for sommerhalvåret 2017. Ca. 90 pct. af kapaciteten var tilgængelig for markedet i den modsatte retning, hvilket er en stigning på ca. 3 procentpoint sammenlignet med vinterhalvåret 2017, jf. figur 7.

FIGUR 7 | UDVIKLING I HANDELSKAPACITETEN MELLEM VESTDANMARK OG TYSKLAND – SOMMERHALVÅRET 2017



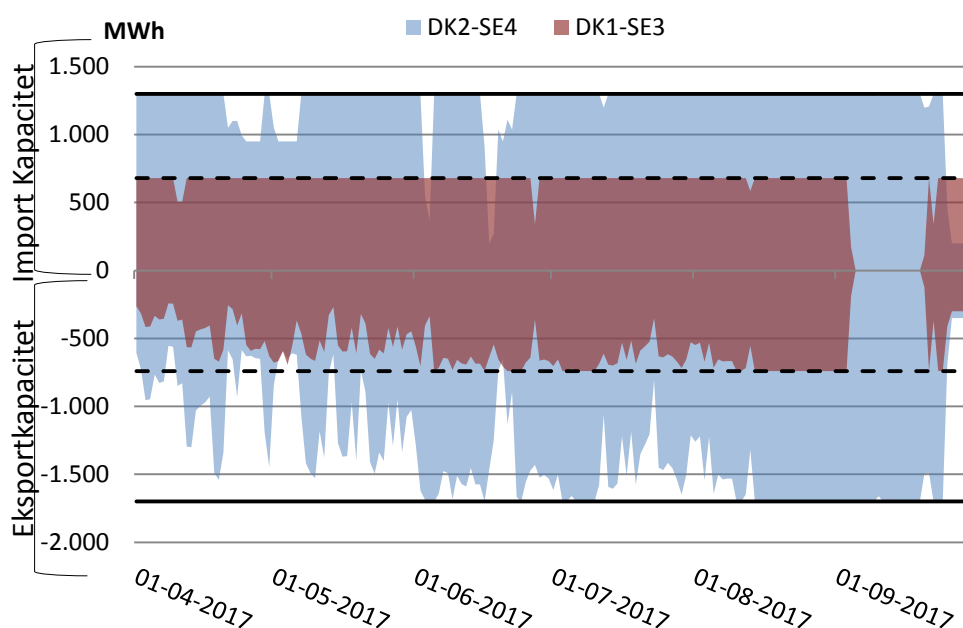
Kilde: Energinet.dk, Nord Pool og Sekretariatet for Energitilsynet.

Note: Gennemsnitlig daglig udvikling i handelskapaciteten mellem ovenstående forbindelser. Den sorte horisontale kurve angiver den nominelle transmissionskapacitet for forbindelsen. Handelskapaciteten for import og eksport er henholdsvis angivet positivt og negativt.

52. Handelskapaciteten på forbindelserne DK1-SE3 og DK2-SE4 for sommerhalvåret 2017 har haft et varierende omfang, hvor den tilgængelige handelskapacitet relativt ofte har været begrænset, jf. figur 8. Kapacitetsudnyttelsen for DK1 med retning mod SE3 og DK2 med retningen mod SE4 var på henholdsvis 72,3 pct. og 78,2 pct. for sommerhalvåret 2017. Sammenlignet med vinterhalvåret 2017 er dette et fald på 2,9 procentpoint for DK1-SE3 og en stigning på 8,0 procentpoint for DK2-SE4. Den 4. september til og med den 20. september 2017 blev alt handelskapacitet mellem DK1-SE3 lukket pga. planlagt vedligeholdelse.

53. Svenska Kraftnät offentliggjorde d. 13. december 2016⁴, at importkapaciteten til Sverige på bestemte interkonnektorer fra d. 15. december 2016 vil kunne blive reduceret for at håndtere eventuelle forventede flaskehalse ved halsesnippet – for Danmarks vedkommende omfatter det Kontiskan- og Øresundsforbindelsen. For sommerhalvåret 2017 har Svenska Kraftnät i den anledning ikke reduceret nogle af de danske forbindelser.

FIGUR 8 | UDVIKLING I HANDELSKAPACITETEN MELLEM DANMARK OG SVERIGE – SOMMERHALVÅRET 2017



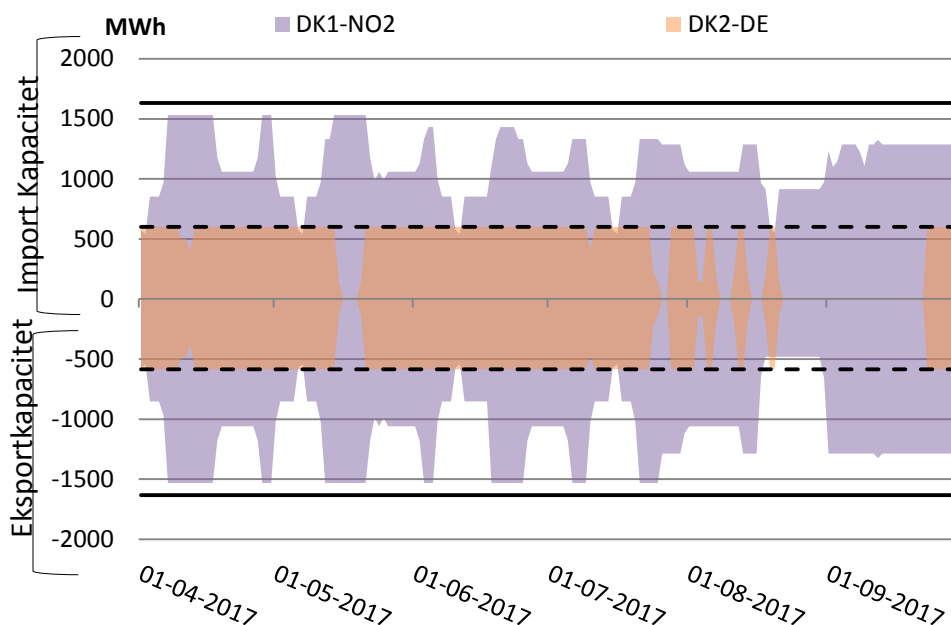
Kilde: Energinet.dk, Nord Pool og Sekretariatet for Energitilsynet.

Note: Gennemsnitlig daglig udvikling i handelskapaciteten mellem ovenstående forbindelser. De sorte horisontale kurver angiver den nominelle transmissionskapacitet for forbindelserne. Handelskapaciteten for import og eksport er henholdsvis angivet positivt og negativt.

54. Handelskapaciteten på forbindelserne i begge retninger for DK1-NO2 og DK2-DE for sommerhalvåret 2017 har haft et varierende omfang, hvor den tilgængelige handelskapacitet relativt ofte har været begrænset, jf. figur 9. Kapacitetsudnyttelsen for DK1 med retning mod NO2 og modsatte vej var på henholdsvis 69,1 pct. og 69,3 pct. for sommerhalvåret 2017. Sammenlignet med vinterhalvåret 2017 er dette et fald på henholdsvis 20,1 og 17,7 procentpoint. Kapacitetsudnyttelsen for DK2-DE i begge retninger var på 71,2 pct. og 71,2 pct. for sommerhalvåret 2017. Sammenlignet med vinterhalvåret 2017 er dette et fald på henholdsvis 15,7 procentpoint for DK2 med retning mod DE og et fald på 17,8 procentpoint for DE med retning mod DK2.

⁴ <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/>

FIGUR 9 | UDVIKLING I HANDELSKAPACITETEN TIL NORGE OG TYSKLAND – SOMMERHALVÅRET 2017



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

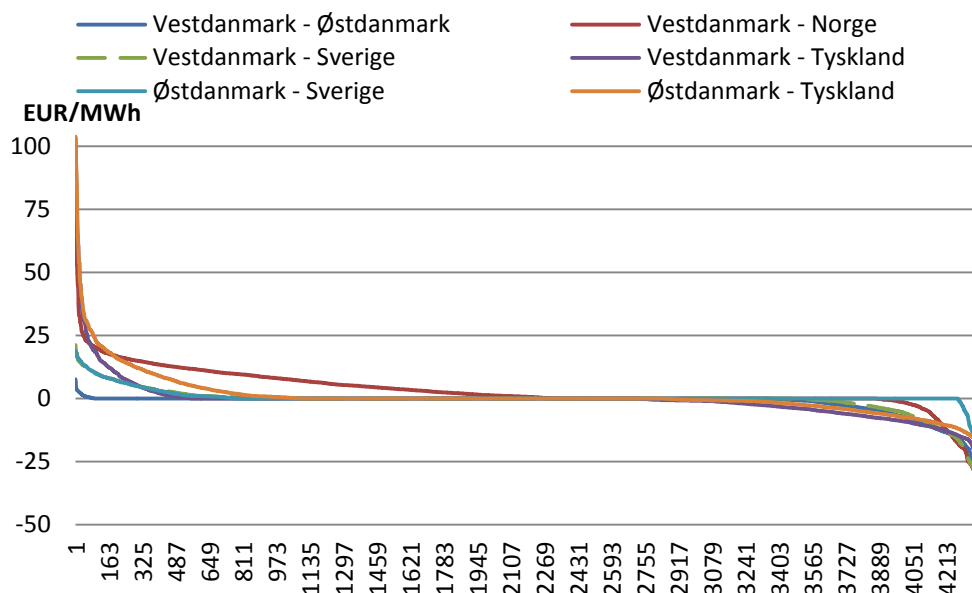
Note: Gennemsnitlig daglig udvikling i handelskapaciteten mellem ovenstående forbindelser. De sorte horisontale kurver angiver den nominelle transmissionskapacitet for forbindelserne. Handelskapaciteten for import og eksport er henholdsvis angivet positivt og negativt.

6. FLASKEHALSE

55. Der har været flaskehalse på Øresundsforbindelsen i sommerhalvåret 2017, jf. figur 10. Varighedskurven viser, at spotprisen i Østdanmark var højere end spotprisen i Sverige (SE4) i 790 timer. Tilsvarende var spotprisen i Sverige højere end spotprisen i Danmark (DK2) i 104 timer. Sammenlagt svarer det til, at der har været prisforskelle i 20,4 pct. af tiden. I de resterende 3.498 timer (svarende til 79,6 pct. af tiden) i sommerhalvåret 2017 har der været ens spotpriser mellem DK2-SE4, hvilket er 6,4 procentpoint lavere i forhold til vinterhalvåret 2017.

56. I prisområderne Vest- og Østdanmark var spotprisen ens i 3.261 timer (svarende til 74,2 pct. af tiden), mens spotprisen i Vestdanmark var højere end spotprisen i Østdanmark i 89 timer, jf. figur 11. Tilsvarende var spotprisen i Østdanmark højere end spotprisen i Vestdanmark i 1.042 timer. Sammenlagt svarer det til, at der har været prisforskelle i 25,7 pct. af tiden, hvilket er 15,9 procentpoint lavere i forhold til vinterhalvåret 2017, hvor der 58,4 pct. af tiden var ens spotpriser.

FIGUR 10 | ANTAL TIMER MED PRISFORSKELLE MELLEM PRISOMRÅDER – SOMMERHALVÅRET 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.

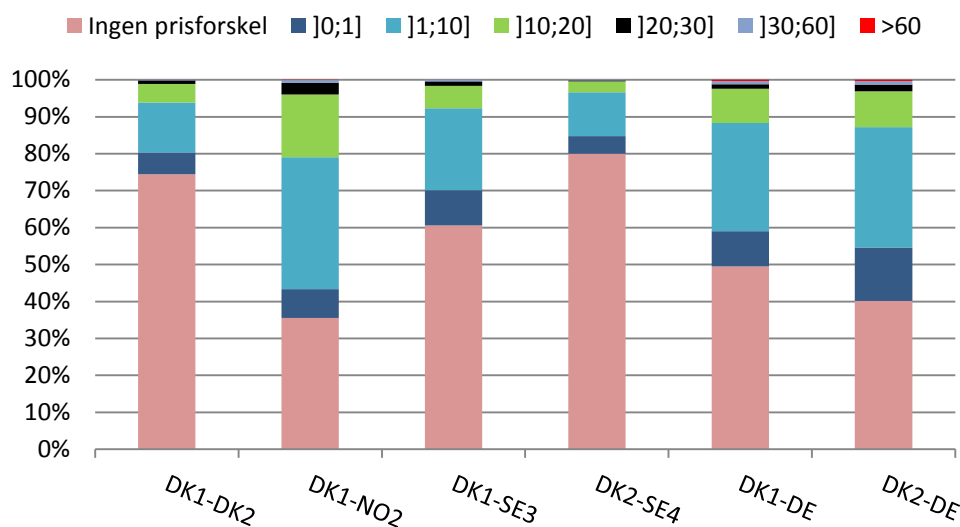
57. Der er fortsat en lav grad af ens spotpriser mellem Danmark og Tyskland. På DK2-DE var der ens spotpriser 40,4 pct. af tiden, hvilket er en stigning på 16,4 procentpoint i forhold til vinterhalvåret 2017. I den resterende tid var spotprisen hovedsageligt højest i Tyskland, jf. figur 10.

58. På forbindelsen mellem DK1-DE var spotpriserne ens 49,4 pct. af tiden, hvilket er en stigning på 23,4 procentpoint i forhold til vinterhalvåret 2017. I den resterende tid (2.221 timer) var spotprisen højest i Tyskland (37,8 pct. af tiden). I 559 timer (12,7 pct.) var den tyske spotpris lavest.

59. 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.

60. 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, jf. tabel 9.

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



Kilde: Energinet.dk og Sekretariatet for Energitilsynet.

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

61. 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 sommerhalvåret 2017 var i alt på 62,0 mio. EUR, hvilket er et fald på 7,9 mio. EUR sammenlignet med vinterhalvåret 2017, hvor flaskehalsindtægterne var på 69,9 mio. EUR, jf. tabel 10.

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

63. Indtægterne for års- og månedsauktioner på forbindelsen mellem Vestdanmark og Tyskland har for hele sommerhalvåret 2017 henholdsvis været på 662.752 og 1.389.492 EUR. For forbindelsen mellem Østdanmark og Tyskland har års- og månedsauktioner for hele sommerhalvåret 2017 givet en indtægt på henholdsvis 2.911.800 og 2.174.798 EUR jf. tabel 10. Fra 2015 har det ikke været muligt at købe årskapacitet til Tyskland over grænsen pga. det pressede nordtyske elnet. Det er fortsat muligt at købe årskapacitet i modsat retning – fra Tyskland til Vestdanmark.

64. Flaskehals- og auktionsindtægterne på udlandsforbindelserne deles som udgangspunkt mellem de to landes TSO'er⁵. Energinet.dk får alle flaskehalsindtægterne for Storebæltsforbindelsen, som er en indenrigsforbindelse, jf. figur 10.

TABEL 10 | FORBINDELSERNES FLASKEHALS- OG AUKTIONSINDTÆGTER – SOMMERHALVÅRET 2017

(1.000 EUR)	Apr.	Maj.	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Sum
DK1 – DK2	211	164	389	159	669	1.954	3.546
DK1 – NO2	2.866	2.569	4.370	4.673	5.336	4.305	24.118
DK1 – SE3	631	856	1.116	685	946	165	4.398
DK2 – SE4	735	1.007	649	1.026	434	362	4.213
DK2 – DE	2.050	1.368	1.169	1.200	671	19	6.477
DK1 – DE	3.507	2.254	1.509	1.707	1.695	1.464	12.137
DK1 – DE: Månedsauktion	188	247	230	133	125	466	1.389
DK1 – DE: Årsauktion	109	113	109	113	113	105	662
DK2 – DE: Månedsauktion	436	314	681	495	249	0	2.175
DK2 – DE: Årsauktion	497	422	497	508	508	480	2.912
Sum	11.230	9.315	10.719	10.698	10.747	9.320	62.029

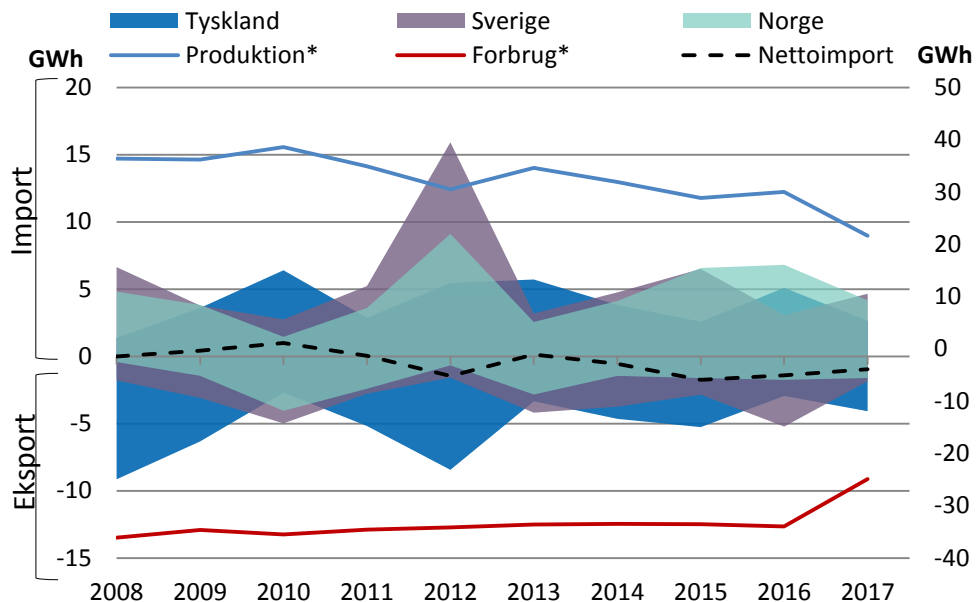
Kilde: Energinet.dk og Nord Pool.

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

⁵ Som udgangspunkt deles flaskehalsindtægterne ligeligt mellem landenes TSO'er.

7. HISTORISK APPENDIKS

FIGUR 12 | PRODUKTION, FORBRUG OG NETTOIMPORT, 2008-2017



Kilde: Energinet.dk og Energistyrelsen

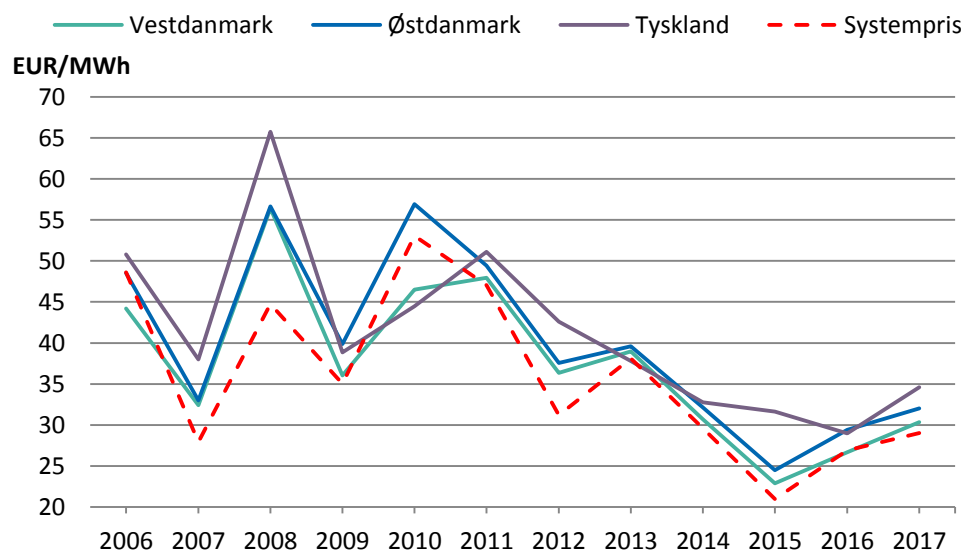
Note: * Skal aflæses på den sekundære lodrette akse.

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. 2017 tal er fra 1. januar til og med 30. september

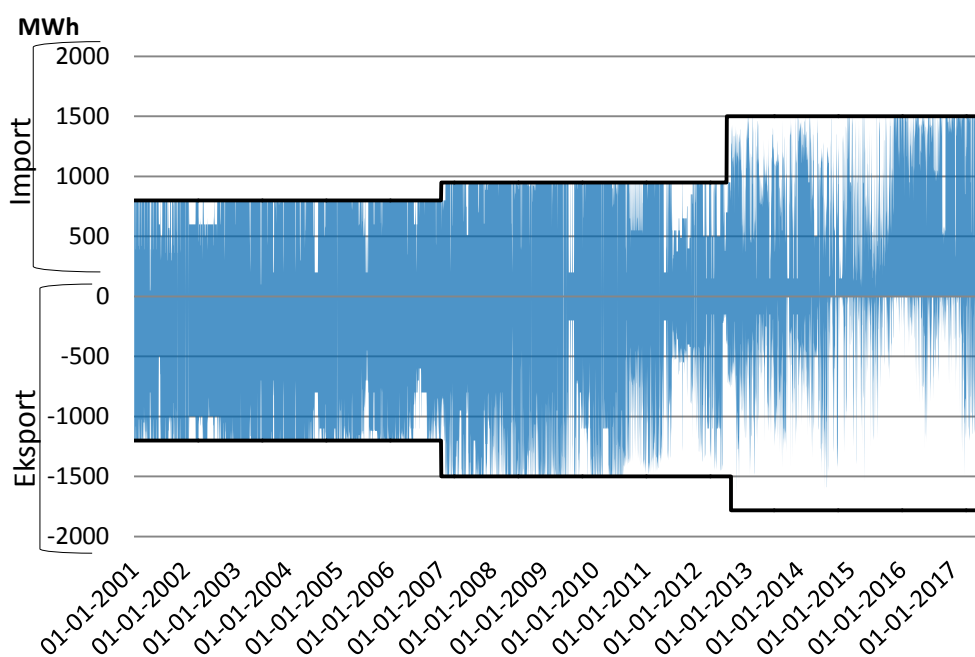
FIGUR 13 | ÅRLIGE PRISER FOR DANMARK OG TYSKLAND, 2006-2017



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. september.

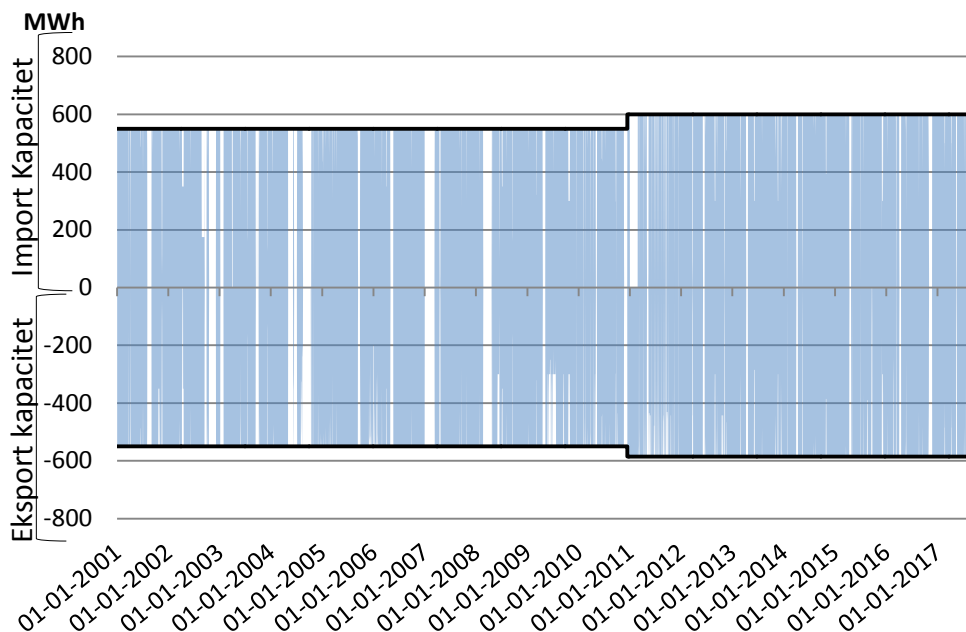
FIGUR 14 | UDVIKLING I HANDELSKAPACITET MELLE M VESTDANMARK OG TYSKLAND, 2001-2017



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

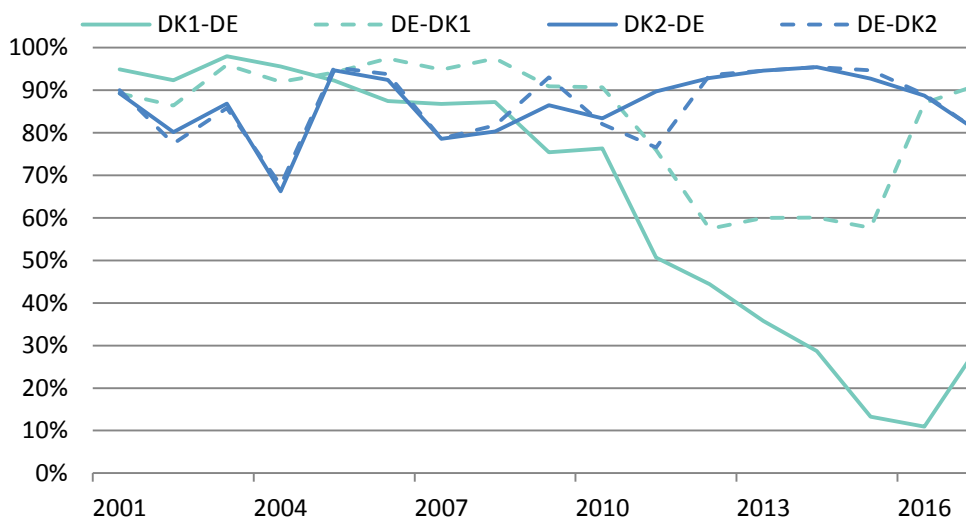
Note: De nominelle kapaciteter i perioden 2001-2016 er estimeret på baggrund af den højest målte handelskapacitet for det pågældende år. 2017 tal er fra 1. januar til og med 30. september.

FIGUR 15 | UDVIKLING I HANDELSKAPACITET MELLEM ØSTDANMARK 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. september.

FIGUR 16 | 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. september.

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.
Blokud	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 market 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 markeds splitting). Disse planlagte energistrømme kan senere ændres af grænseoverskridende intra-day handel eller af TSO'ernes grænseoverskridende udveksling af regulær-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 (central-europæisk 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 opererer spotbørsen EPEX Spot, som opereres af Schweiz.
Spread	Forskellen mellem den pris, som en køber tilbyder (bid price), og den, som en sælger forlanger (ask price) ved handel. Begrebet bruges ved kontinuert 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 forsyningsikkerheden 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 transmissionsnettet i Danmark. Generelt er en TSO en aktør der ejer højspændingsnettet i sit område og er ansvarlig for områdets forsyningsikkerhed. 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.
Velfærds-kriteriet	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