

HALVÅRSRAPPORT – VINTERHALVÅRET 2014/2015

OVERVÅGNING AF DET DANSKE ENGROSMARKED FOR ELEKTRI- CITET

INDHOLD

1. SAMMENFATNING	3
2. PRODUKTION OG FORBRUG.....	4
3. BØRSPRISER	7
3.1 SPOTMARKED	7
3.2 INTRADAYMARKED	8
3.3 PRISKORRELATION	10
3.4 MARKEDSANDEL FOR EL HANDELT PÅ NORD POOL SPOT	10
4. FINANSIELLE MARKEDER.....	12
4.1 FYSISKE TRANSMISSIONSRETTIGHEDER	12
4.2 SAMMENLIGNING MED SPOT- OG FORWARDPRISER	15
5. KAPACITET	17
6. FLASKEHALSE	22
7. MARKEDSKOBLING	25
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. Der har generelt set været et svagt fald i elpriserne i vinterhalvåret 2014, dvs. fra 4. kvartal 2014 til 1. kvartal 2015. Der har været større udsving i spotpriserne i Danmark gennem vinterhalvåret 2014 med daglige spotpriser varierende mellem 3,7 EUR/MWh og 54,3 EUR/MWh, den gennemsnitlige spotpris for hele vinterhalvåret har været 29,7 EUR/MWh. Det danske marked oplevede de laveste spotpriser i Vestdanmark d. 11. januar 2015, hvor vindproduktionen bidrog med 69 pct. af el-produktionen.

2. Opgjort pr. time var de højeste spotpriser omtrent 80 EUR/MWh i vinterhalvåret 2014 og de laveste var omtrent -30 EUR/MWh. Altså har engrosprisen ikke været særlig presset i vinterhalvåret 2014.

3. Ca. 90 pct. af elektriciteten, som blev anvendt i Danmark i vinterhalvåret 2014, blev handlet på spotmarkedet på Nord Pool Spot, men ca. 3 pct. blev handlet på intradaymarkedet.

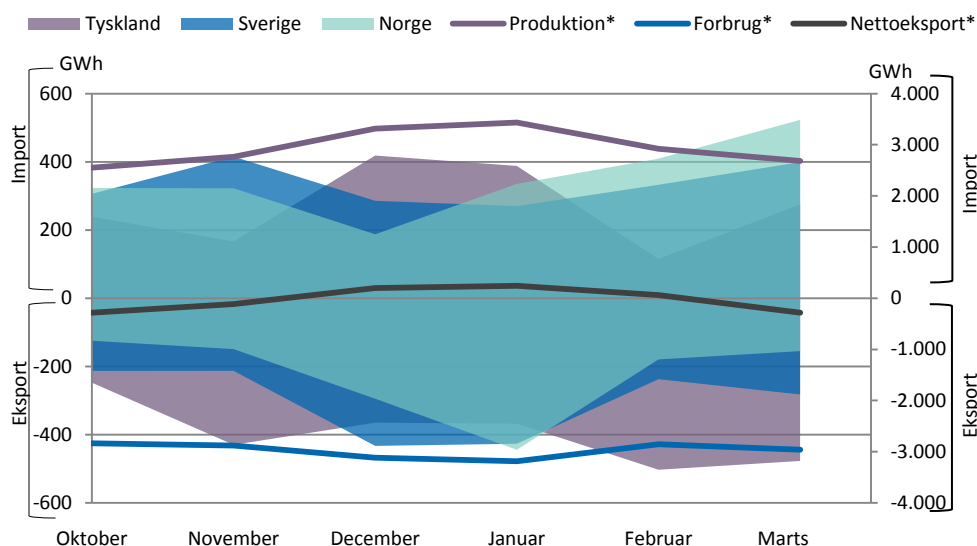
4. Handelskapaciteten på forbindelsen DK1-DE har over en årrække været faldende. I vinterhalvåret 2014 har handelskapaciteten haft et varierende omfang, hvor der ofte har været begrænset kapacitet til rådighed. Kun 14 pct. af kapaciteten var i gennemsnit tilgængelig for markedet i retningen fra Vestdanmark til Tyskland, mens ca. 50 pct. af kapaciteten var tilgængelig for markedet i den modsatte retning.

5. Sekretariatet finder ikke, at det er tilfredsstillende, at handelskapaciteten især i retningen Vestdanmark til Tyskland fortsat er så relativ lav sammenlignet med øvrige udlandsforbindelser. Den reducerede handelskapacitet kan tilskrives en stigende vindindfødnings i Nordtyskland samt udfordringer i det tyske transmissionsnet. Den tyske TSO er gået i gang med at forstærke transmissionsnettet, som i udbygningsfasen vil være yderligere belastet.

2. PRODUKTION OG FORBRUG

7. Danmark har i vinterhalvåret 2014 haft en positiv nettoeksport på 113,1 GWh, hvilket alene udgør ca. 7 pct. af sidste års nettoeksport på 1.675,9 GWh for samme periode. Både produktion og forbrug af elektricitet for Danmark i vinterhalvåret 2014 er for alle månederne generelt lavere end sidste år. Danmark har i perioden importeret mest elektricitet fra Sverige (1.609,7 GWh) og eksporteret mest elektricitet til Tyskland (1.912,2 GWh), jf. figur 1.

FIGUR 1 | PRODUKTION, FORBRUG OG NETTOEKSPORT – VINTERHALVÅRET 2014



Kilde: Energinet.dk og Energistyrelsen

Note: * Skal aflæses på den sekundære lodrette akse.

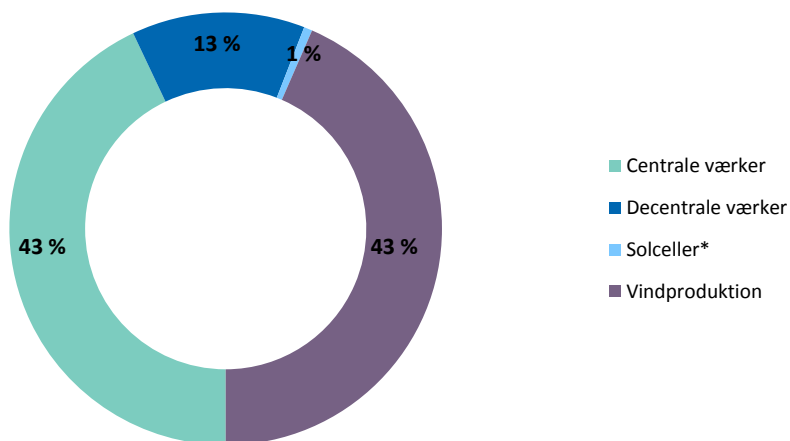
Produktion og import er positive tal, idet der her er tale om tilgang af elektricitet. Forbrug og eksport er negative tal, idet der her er tale om afgang af elektricitet. Nettoeksporten er positiv, når der er mere eksport end import og omvendt. Forbruget er brutto, dvs. at det er inklusiv transmissionstab

8. Produktion af elektricitet kan opgøres på følgende fire produktionsformer; centrale og decentrale værker samt sol- og vindenergi. Hvoraf vindproduktion og centrale værker hver for sig udgjorde 43 pct. af den samlede danske produktion for vinterhalvåret 2014, mens decentrale værker og solceller henholdsvis udgjorde 13 pct. og 1 pct., jf. figur 2.

9. I forhold til de tre første kvartaler i 2014 udgør vindenergi og solceller i vinterhalvåret 2014 begge 2 procentpoint mindre, mens de centrale og decentrale værker modsat udgør mere end tidligere med henholdsvis 3 og 1 procentpoint.

10. Vindproduktionen har enkelte dage i perioden bidraget med mellem 1 pct. og 71 pct. af den samlede elektricitetsproduktion.

FIGUR 2 | PRODUKTIONSANDEL – VINTERHALVÅRET 2014

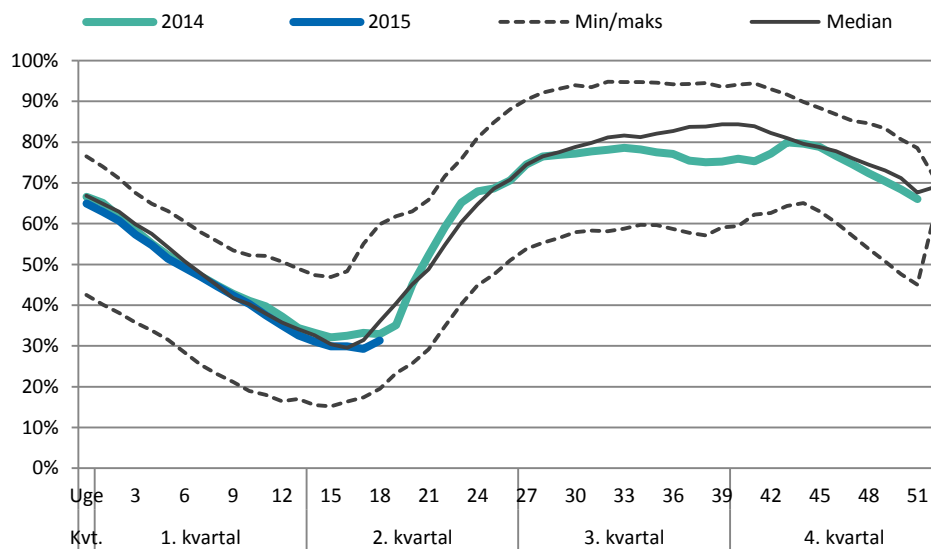


Kilde: Energinet.dk

Note: Fordelingen af produktionsformer for vinterhalvåret 2014.

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

FIGUR 3 | PROCENTVIS FYLDNING AF ALLE VANDRESERVOIRER I NORDEN



Kilde: Nord Pool Spot

Note: Magasinfyldning af vandreservoirer i Norden (Norge, Sverige og Finland) fra 2014 til 1. kvartal 2015. Værdierne minimum, maksimum og median er for perioden 1990 til 2014. Data er på ugebasis og er opgjort i procent af det maksimale fyldningsniveau.

11. Ved indgangen til 4. kvartal 2014 var fyldningsgraden i de nordiske vandreservoarer 9,2 procentpoint under medianen. Ved udgangen af 1. kvartal 2015 var fyldningsgraden henholdsvis 0,8 procentpoint under medianen og 2,2 procentpoint under det forgangne år, jf. figur 3.

3. BØRSPRISER

3.1 SPOTMARKED

12. El-leverandører og producenter kan handle i spotmarkedet for at dække produktion og 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 2014 blev 88,6 pct. af det samlede elforbrug i Norden og Baltikum handlet på spotmarkedet.

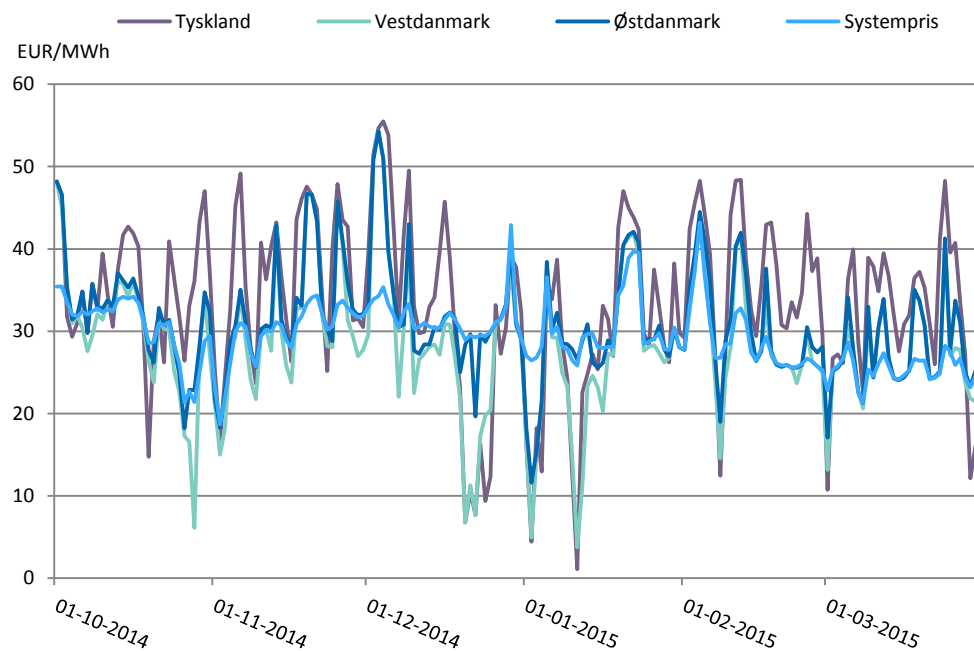
13. Spotpriserne for elektricitet i Vest- og Østdanmark er typisk forskellige, og som oftest er prisniveauet højest i Østdanmark. De højere priser i Østdanmark skyldes, at spotprisen i Østdanmark i højere grad følger udviklingen på det svenske og tyske marked, hvorimod Vestdanmark har en større vindproduktion samt mulighed for import af elektricitet fra Norge. Begge faktorer medvirker til en afvigende og lavere udvikling i priserne i Vestdanmark end i Østdanmark.

14. Der har været større udsving i spotpriserne i Danmark gennem vinterhalvåret 2014 med daglige spotpriser varierende mellem 3,7 EUR/MWh og 54,3 EUR/MWh, jf. figur 4. Den gennemsnitlige spotpris for Danmark i hele vinterhalvåret var 29,7 EUR/MWh.

15. De laveste danske daglige spotpriser på 3,74 EUR/MWh var at finde i Vestdanmark d. 11. januar 2015, hvilket bl.a. var forårsaget af, at vindproduktionen udgjorde 69 pct. af den samlede produktion. Periodens højeste daglige spotpriser i Danmark, forekom den 3. december 2014, hvilket bl.a. skyldtes en forholdsvis lav vindproduktion i Danmark, som kun udgjorde 4 pct. af den samlede produktion. Slutteligt var der lave daglige spotpriser på 5,0 EUR/MWh i Vestdanmark fredag d. 2. januar, bl.a. som følge af det højeste bidrag fra vindproduktionen i vinterhalvåret 2014 på 71 pct. af den samlede produktion samtidigt med et lavt energiforbrug.

16. På timebasis var de højeste danske spotpriser den 3. og 4. december 2014 begge dage kl. 18-19 på henholdsvis 82,9 og 84,1 EUR/MWh, omvendt var de laveste danske spotpriser den 22. december 2014 kl. 4-5 og den 2. januar 2015 kl. 4-6, på henholdsvis 30,9 og 31,4 EUR/MWh. Altså har der været to timer med spotpriser på omtrent 80 EUR/MWh og tre timer med spotpriser på omtrent -30 EUR/MWh.

FIGUR 4 | PRISUDVIKLING I NORDEN OG TYSKLAND – VINTERHALVÅRET 2014



Kilde: Energinet.dk.

Note: Prisudviklingen på spotmarkedet for Vest- og Østdanmark, det tyske spotmarked og den nordiske systempris for vinterhalvåret 2014. 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.

3.2 INTRADAYMARKED

17. 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 Spot intradayhandelsplatformen Elbas. På intradaymarkedet har aktører mulighed for at handle sig i balance. Der kan eksempelvis være behov herfor, hvis en producent tvinges til driftsstop, eller en vindmøllepark producerer mere eller mindre el end først antaget.

18. Andelen af den handlede mængde på intradaymarkedet målt i forhold til den samlede handlede mængde på Nord Pool Spot er relativ beskedent. 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 SPOT – VINTERHALVÅRET 2014

I pct.	4. kvartal 2014	1. kvartal 2015
Danmark	5,8	6,1
Norge	0,8	0,8
Sverige	5,6	3,9
Finland	1,8	1,5

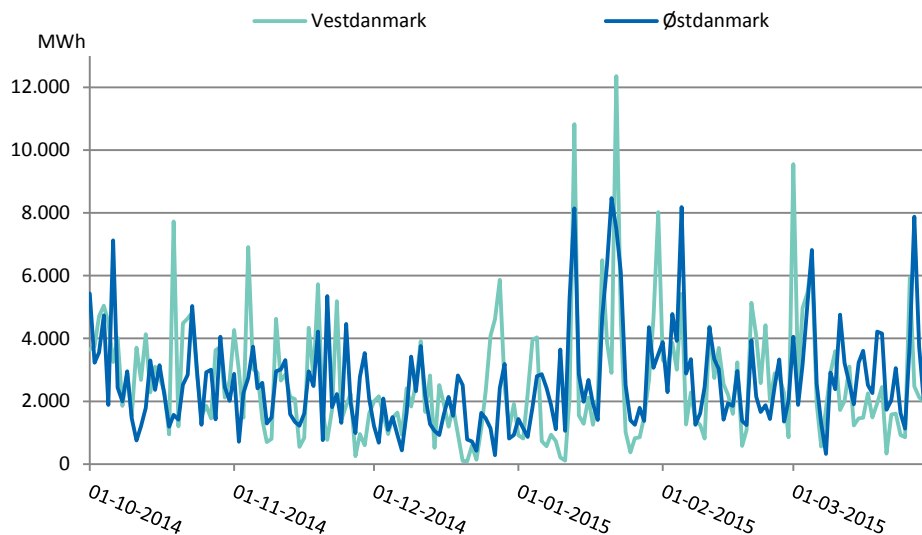
Kilde: Nord Pool Spot og egne beregninger.

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

19. Den handlede volumen på intradaymarkedet er karakteriseret ved at være meget varierende, jf. figur 5. Variationen kan bl.a. tilskrives fluktuerende vind- og solproduktion eller driftsstop i kraftværker.

20. Vestdanmarks handlede volumen på intradaymarkedet er mere varierende end Østdanmarks handlede volumen, idet vindproduktionen spiller en større rolle i Vestdanmark end i Østdanmark, jf. figur 5.

FIGUR 5 | HANDELT VOLUME PÅ INTRADAYMARKEDET – VINTERHALVÅRET 2014



Kilde: Nord Pool Spot.

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

3.3 PRISKORRELATION

21. 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 bliver behandlet i kapitel 6.

TABEL 2 | PRISKORRELATION MELLEM PRISOMRÅDER

Korrelationskoefficienter	1.-3. kvartal 2014	4. kvartal 2014 – 1. kvartal 2015
DK1 - DK2	0,90	0,88
DK1 - System	0,62	0,70
DK1 - DE	0,74	0,79
DK2 - System	0,67	0,75
DK2 - DE	0,71	0,75

Kilde: Energinet.dk samt egne beregninger.

Note: Korrelationskoefficienterne er beregnet på timebasis for vinterhalvåret 2014.

Priskorrelationen mellem DK1 og DK2 er fortsat høj (0,88). De tre første kvartaler i 2014 viste ligeledes en høj korrelation på 0,90. De danske prisområders priskorrelation med Systemprisen i Norden og den tyske børspris er relativ lav i forhold til korrelationen mellem DK1 og DK 2, men højere i forhold til de tre første kvartaler i 2014, jf. tabel 2.

3.4 MARKEDSANDEL FOR EL HANDET PÅ NORD POOL SPOT

22. Markedsandelene for el handlet i Danmark på Nord Pool Spot målt i forhold til bruttoforbrug og -produktion har været mellem 88 og 98 pct. i vinterhalvåret 2014. Hovedparten af den leverede elektricitet til Danmark bliver således handlet på Nord Pool Spot. Størstedelen af den handlede mængde foregår på spotmarkedet, hvor andelen udgjorde 85,2 pct. i 4. kvartal 2014 og 94,6 pct. i 1. kvartal 2015. Modsat var det kun en beskedent andel, som blev handlet på intradaymarkedet, hvor andelen udgjorde 2,6 pct. i 4. kvartal 2014 og 2,9 pct. i 1. kvartal 2015, jf. tabel 3.

**TABEL 3 | MARKEDSANDELE FOR EL HANDET I DANMARK PÅ NORD POOL SPOT
– VINTERHALVÅRET 2014**

Markedsandel i procent	4. kvartal 2014	1. kvartal 2015
Elspot volumen	85,2	94,6
Elbas volumen	2,6	2,9
Samlet børshandel	87,8	97,5

Kilde: Nord Pool Spot.

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

4. FINANSIELLE MARKEDER

23. 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.

24. 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.

25. Prisen på en EPAD (Electricity Price Area Differential) 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 FYSISKE TRANSMISSIONSRETTIGHEDER

26. 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.

27. I forbindelse med fastsættelsen af områdepriserne beregner børserne den bedst mulige udnyttelse af transmissionsforbindelserne. 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 risikoafdække prisudsving mellem to prisområder. Auktionerne af PTR-rettigheder drives af selskabet CASC (Capacity Allocating Service Company), som er ejet af en række europæiske TSO'ere.

28. Det er kun en del af den samlede kapacitet for de enkelte forbindelser, som bliver udbudt som PTR-rettigheder. 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-rettigheder bliver solgt på måneds- og årsbasis.

29. De efterspurgte PTR mængder for månedsprodukter på de enkelte forbindelser for vinterhalvåret 2014 er flere gange større end de allokerede (udbudte) PTR mængder, jf. tabel 4. De efterspurgte mængder er defineret ved de mængder, som

markedsaktører har indsendt et prisbud på i forbindelse med de afholdte auktioner hos CASC.

TABEL 4 | EFTERSPURGT OG ALLOKERET KAPACITET FOR PTR – VINTERHALV-ÅRET 2014

MW – Efterspurgt/alokeret	Oktober	November	December	Januar	Februar	Marts
DK1 → DE	-	-	-	-	-	-
DK2 → DE	920/120	982/120	655/120	965/120	927/120	800/119
DE → DK1	-	901/100	660/100	-	-	-
DE → DK2	930/120	1.009/120	875/120	894/120	918/120	770/120
DK1 → DK2	924/150	945/150	810/150	860/150	881/150	915/150
DK2 → DK1	899/150	849/149	924/149	774/149	744/149	665/148

Kilde: www.casc.eu.

30. I oktober 2014 var den efterspurgte mængde 920 MW på forbindelsen Øst-danmark – Tyskland, mens den allokerede mængde var 120 MW. Efterspørgslen var således næsten 8 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, jf. tabel 4. Det er en generel tendens, at de efterspurgte mængder er højere end de allokerede mængder. Der er således en efterspørgsel, som ikke bliver efterkommet. For forbindelsen Vestdanmark – Tyskland er der ikke udbudt PTR-retigheder for vinterhalvåret 2014, jf. kapitel 5 om kapacitet.

31. Når CASC 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 residual mængden, 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 5 for PTR priserne på månedsbasis.

32. Priserne for PTR månedsprodukter for Kontek-forbindelsen i retningen DK2 til DE har steget gennem vinterhalvåret 2014 fra 0,9 til 4,0 EUR/MWh, omvendt forholder det sig for den modsatte retning DE til DK2, hvor priserne er faldet fra 4,2 til 0,9 EUR/MWh. Prisen for den elektriske storebæltsforbindelse i retningen DK1 til DK2 har faldet fra 2,5 til 2,0 EUR/MWh, hvilket også er gældende for den modsatte retning DK2 til DK1, hvor prisen er faldet fra 0,3 til 0,1 EUR/MWh, jf. tabel 5.

TABEL 5 | PRISER FOR PTR MÅNEDSPRODUKTER – VINTERHALVÅRET 2014

EUR/MWh	Oktober	November	December	Januar	Februar	Marts
DK1 → DE	-	-	-	-	-	-
DK2 → DE	0,9	2,7	2,7	3,0	2,3	4,0
DE → DK1	-	1,1	1,3	-	-	-
DE → DK2	4,2	2,2	2,6	1,9	2,6	0,9
DK1 → DK2	2,5	2,1	2,6	3,0	3,3	2,0
DK2 → DK1	0,3	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1

Kilde: www.casc.eu.

Efterspørgslen efter PTR årsprodukter er større end den allokerede mængde, jf. tabel 6 og den tidligere bemærkning om, at efterspørgslen ikke nødvendigvis kun er et ønske om prissikring, men også kan afspejle en mere spekulativ budgivning.

TABEL 6 | EFTERSPURGT OG ALLOKERET KAPACITET SAMT PRISER FOR PTR ÅRSPRODUKTER – VINTERHALVÅRET 2014

	Efterspurgt (MW)	Allokeret (MW)	Pris (EUR/MWh)
DK1 → DE	-	-	-
DK2 → DE	761	120	2,4
DE → DK1	-	-	-
DE → DK2	707	120	2,7

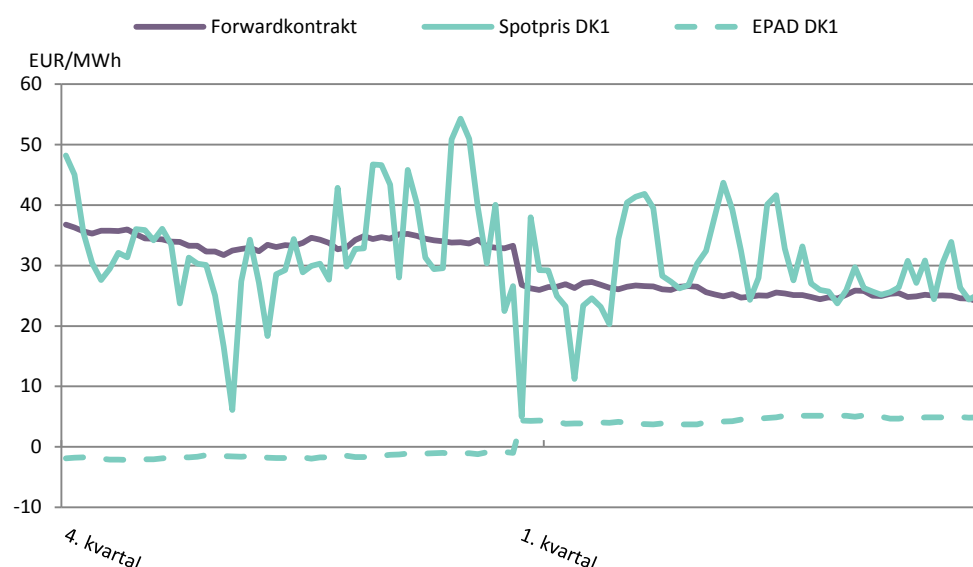
Kilde: www.casc.eu.

33. Som for PTR månedsprodukterne er der ligeledes ikke udbudt PTR-retigheder på årsbasis for forbindelsen Vestdanmark-Tyskland, jf. tabel 6. Prisen på PTR årsprodukter for Kontek-forbindelsen i retningen DK2 til DE har i vinterhalvåret ligget under prisen for et PTR månedsprodukt undtagen for oktober og februar måned, hvor prisen for et årsprodukt har været større. Omvendt forholder det sig i den modsatte retning, hvor prisen for årsproduktet i vinterhalvåret har været højere end prisen for et PTR månedsprodukt, med undtagelse for oktober måned, hvor prisen for et årsprodukt har været mindre, jf. tabel 6. 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. Når dette ikke stemmer overens med virkeligheden, hænger det 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 annonce-rede reparationer af en forbindelse.

4.2 SAMMENLIGNING MED SPOT- OG FORWARDPRISER

34. 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 en strukturel ændring vil påvirke forventningerne til de fremtidige spotpriser. Forwardkontrakten giver indehaveren ret til at indkøbe elektricitet på Nord Pool Spot for en fremtidig periode til en fast pris.

FIGUR 6 | BØRSPRISER VESTDANMARK – VINTERHALVÅRET 2014



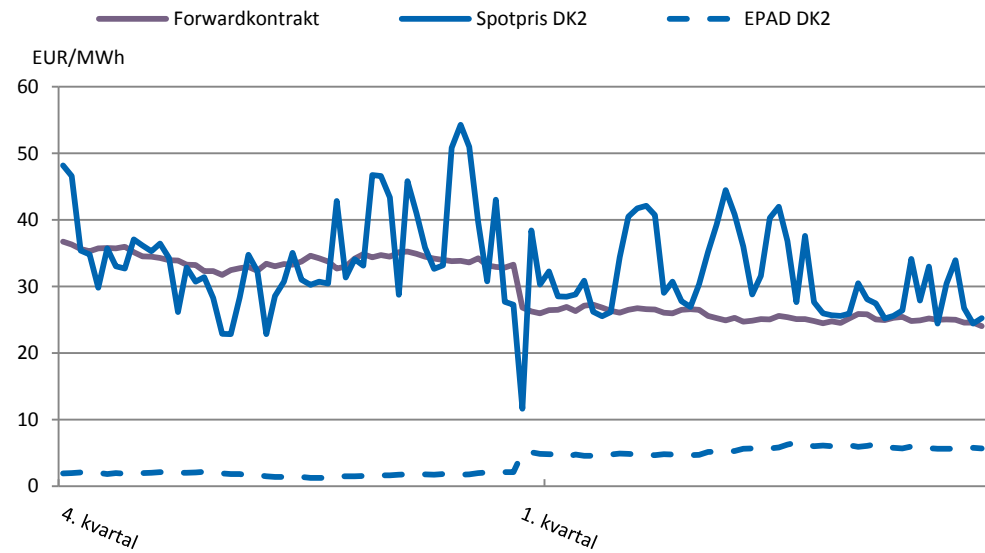
Kilde: Nasdaq og Energinet.dk.

Note: Figuren viser spotpriser og priser for en forward- og en EPAD-kontrakt for den samme handelsdag. Leveringsperioden for forward- og EPAD-kontrakter gælder for det kommende kvartal. Priserne for en given dag bliver vist, hvor leveringsperioden for forward- og EPAD-kontrakter gælder for det kommende kvartal. Eksempelvis er priserne for forward- og EPAD-kontrakter i 4. kvartal 2014 vist for kontrakter med leveringsperiode i 1. kvartal 2015.

35. Fra slutningen af oktober til midt december er EPAD-kontrakter for Vestdanmark negative, hvilket udtrykker en forventning om, at systemprisen ville være højere end prisen i Vestdanmark, jf. figur 6. Omvendt er EPAD-kontrakter for Østdanmark positive, hvilket udtrykker en forventning om, at systemprisen vil være mindre end prisen i Østdanmark, jf. figur 7.

36. For både Øst- og Vestdanmark forholder det sig således, at der ikke er en entydig sammenhæng mellem udviklingen i spotprisen og prisen på forward- og EPAD-kontrakter, jf. figur 6 og 7. Det betyder, at en ændring i spotprisen ikke nødvendigvis påvirker prisen på en forwardkontrakt i Øst- eller Vestdanmark i den betragtede periode.

FIGUR 7 | BØRSPRISER ØSTDANMARK – VINTERHALVÅRET 2014



Kilde: Nasdaq og Energinet.dk.

Note: Figuren viser spotpriser og priser for en forward- og en EPAD-kontrakt for den samme handelsdag. Leveringsperioden for forward- og EPAD-kontrakter gælder for det kommende kvartal. Priserne for en given dag bliver vist, hvor leveringsperioden for forward- og EPAD-kontrakter gælder for det kommende kvartal. Eksempelvis er priserne for forward- og EPAD-kontrakter i 4. kvartal 2014 vist for kontrakter med leveringsperiode i 1. kvartal 2015.

5. KAPACITET

37. 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.

38. 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 7.

TABEL 7 | NOMINEL TRANSMISSIONSKAPACITET – VINTERHALVÅRET 2014

Forbindelse	Retning	Nominel kap.
Den elektriske Storebæltsforbindelse (Vestdanmark – Østdanmark)	DK1 → DK2	590 MW
	DK2 → DK1	600 MW
Skagerak-forbindelsen (Vestdanmark – Norge)	DK1 → NO2	1.632 MW
	NO2 → DK1	1.632 MW
Kontiskan-forbindelsen (Vestdanmark - Sverige)	DK1 → SE3	740 MW
	SE3 → DK1	680 MW
Øresundsforbindelsen (Østdanmark – Sverige)	DK2 → SE4	1.700 MW
	SE4 → DK2	1.300 MW
Vestdanmark – Tyskland	DK1 → DE	1.780 MW
	DE → DK1	1.500 MW
Kontek-forbindelsen (Østdanmark – Tyskland)	DK2 → DE	585 MW
	DE → DK2	600 MW

Kilde: Nord Pool Spot og Energinet.dk.

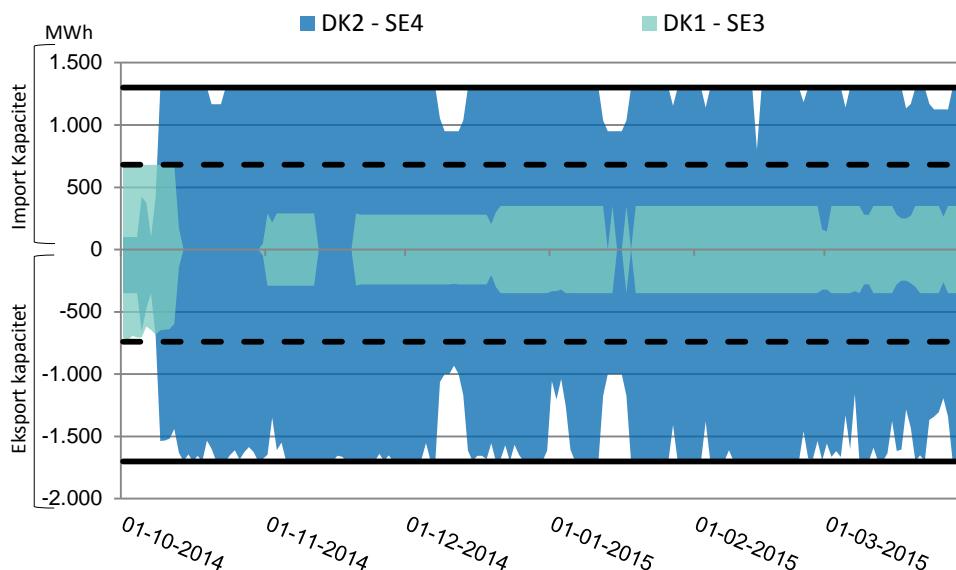
Note: Nominel transmissionskapacitet er den kapacitet, der maksimalt kan udveksles. Handelskapaciteten er den kapacitet, som stilles til rådighed for spotmarkedet.

39. På Kontiskan-forbindelsen (DK1-SE3) var ca. 40 pct. af den samlede kapacitet for vinterhalvåret tilgængelig til Sverige og tilsvarende ca. 43 pct. i modsat retning, jf. figur 8.

40. En af de medvirkende faktorer til den lave kapacitet er, at der den 10. november 2014 opstod en transformerfejl i Sverige på Kontiskan-forbindelsen, som lige siden har begrænset kapaciteten til 350 MW.

41. På Øresundsforbindelsen (DK2-SE4) var gennemsnitlig 90 pct. af kapaciteten tilgængelig til Sverige, mens ca. 93 pct. var tilgængelig i den modsatte retning, jf. figur 8.

FIGUR 8 | UDVIKLING I HANDELSKAPACITETERNE PÅ DANSKE UDLANDSFORBINDelser TIL SVERIGE – VINTERHALVÅRET 2014



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

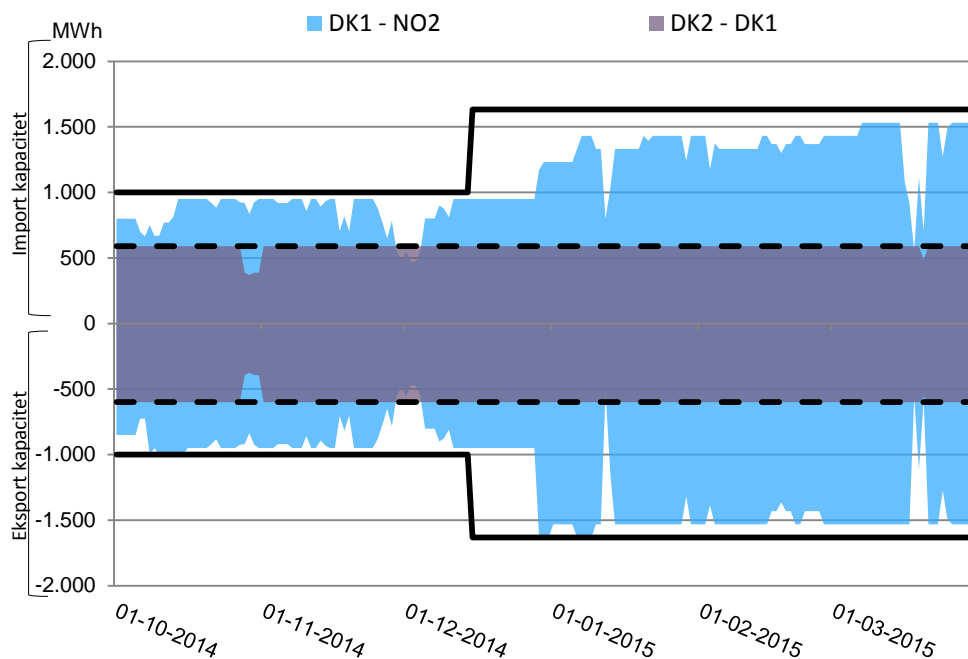
Note: Gennemsnitlig daglig udvikling i handelskapaciteterne mellem Vestdanmark (DK1) og Sverige (SE3) og Østdanmark (DK2) og Sverige (SE4). De sorte horisontale kurver angiver den nominelle transmissionskapacitet, den fuldoptrukne er for forbindelsen DK2 – SE4, mens den stiplede er for DK1 – SE3. Handelskapaciteten for import og eksport er henholdsvis angivet positivt og negativt.

42. På den elektriske Storebæltsforbindelse har 99 pct. af den nominelle kapacitet i gennemsnit været til rådighed for markedet, jf. figur 9, hvilket er en stigning på 7 procentpoint ift. 1.-3. kvartal 2014.

43. På Skagerak-forbindelsen (DK1-NO2) var ca. 73 pct. af kapaciteten tilgængelig fra Danmark til Norge, mens omkring 68 pct. var tilgængelig i den modsatte retning, jf. figur 9.

44. I 2010 besluttede Energinet.dk og Statnett at etablere et fjerde søkabel og dermed udvide den nominelle kapacitet mellem landene med 700 MW. Den 15. december 2014 blev forbindelsen øget fra 1.000 MW til 1.632 MW i begge retninger.

FIGUR 9 | UDVIKLING I HANDELSKAPACITET TIL NORGE OG PÅ STOREBÆLTFORBINDELSEN – VINTERHALVÅRET 2014



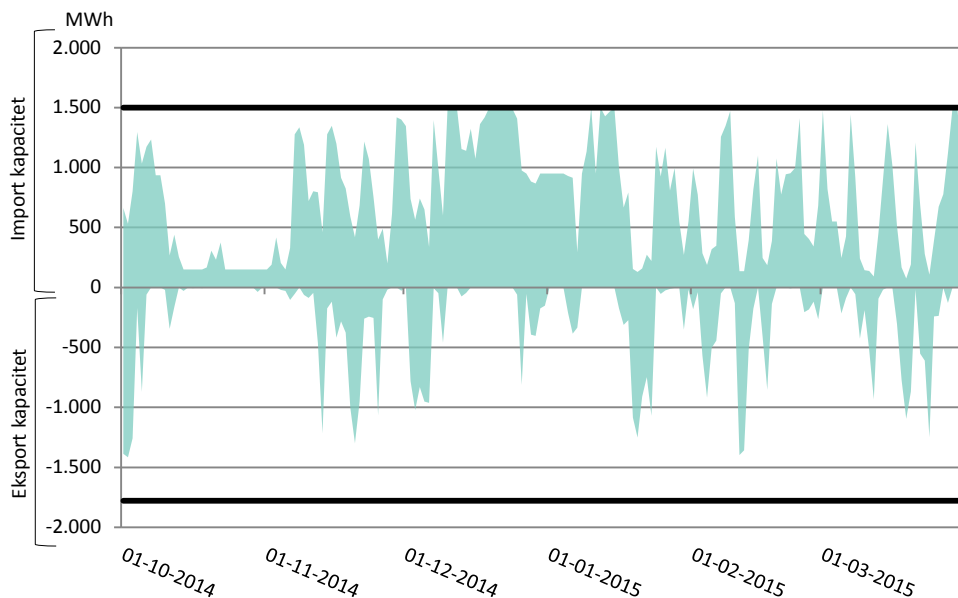
Kilde: Energinet.dk, Nord Pool Spot og Sekretariatet for Energitilsynet.

Note: Gennemsnitlig daglig udvikling i handelskapaciteterne mellem Vestdanmark (DK1) og Norge (NO2) og for den elektriske Storebæltsforbindelse (DK1 – DK2). De sorte horisontale kurver angiver den nominelle transmissionskapacitet, den fuldotrukne er for forbindelsen DK1 – NO2, mens den stiplede er for DK1 – DK2. Handelskapaciteten for import og eksport er henholdsvis angivet positivt og negativt.

45. Handelskapaciteten på forbindelsen DK1-DE har over en årrække været faldende. I vinterhalvåret 2014 har handelskapaciteten haft et varierende omfang, hvor der ofte har været begrænset kapacitet til rådighed, jf. figur 10. Kun 14 pct. af kapaciteten var i gennemsnit tilgængelig for markedet i retningen fra Vestdanmark til Tyskland, mens ca. 50 pct. af kapaciteten var tilgængelig for markedet i den modsatte retning, jf. figur 10.

46. Sekretariatet finder ikke, at det er tilfredsstillende, at handelskapaciteten især i retningen Vestdanmark til Tyskland fortsat er så lav sammenlignet med de øvrige udlandsforbindelser. Den reducerede handelskapacitet kan tilskrives en stigende vindindføring i Nordtyskland samt udfordringer i det tyske transmissionsnet. Den tyske TSO er gået i gang med at forstærke transmissionsnettet, som dog i udbygningsfasen vil være yderligere belastet.

FIGUR 10 | UDVIKLING I HANDELSKAPACITETEN MELLEM VESTDANMARK OG TYSKLAND – VINTERHALVÅRET 2014

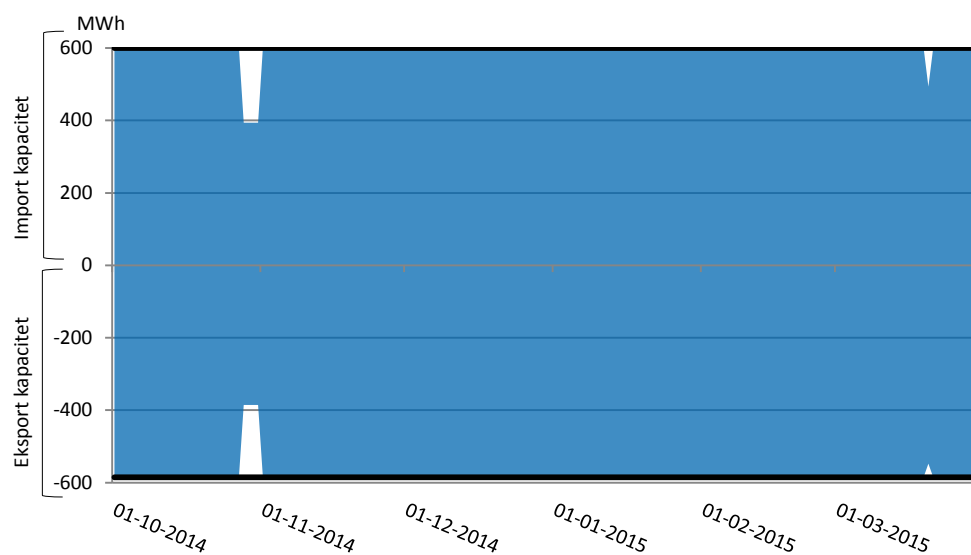


Kilde: Energinet.dk, Nord Pool Spot og Sekretariatet for Energitilsynet.

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.

47. I vinterhalvåret 2014 har der kun været få perioder med begrænset handelskapacitet mellem Østdanmark og Tyskland på Kontek-forbindelsen. 99 pct. af den nominelle kapacitet var således i gennemsnit til rådighed for markedet i begge retninger, jf. figur 11.

FIGUR 11 | UDVIKLING I HANDELSKAPACITETEN MELLEM ØSTDANMARK OG TYSKLAND – VINTERHALVÅRET 2014



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

Note: Gennemsnitlig daglig udvikling i handelskapaciteterne mellem Østdanmark (DK2) 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

48. Der har været flaskehalse på Øresundsforbindelsen i vinterhalvåret 2014, jf. figur 12. Varighedskurven viser, at spotprisen i Østdanmark var højere end spotprisen i Sverige (SE4) i 442 timer. Tilsvarende var spotprisen i Sverige højere end spotprisen i Danmark (DK2) i 234 timer. Sammenlagt svarer det til, at der har været prisforskelle i 15 pct. af tiden. I den resterende tid (3.692 timer, hvilket svarer til 84 pct. af tiden) har der været ens spotpriser mellem DK2-SE4.

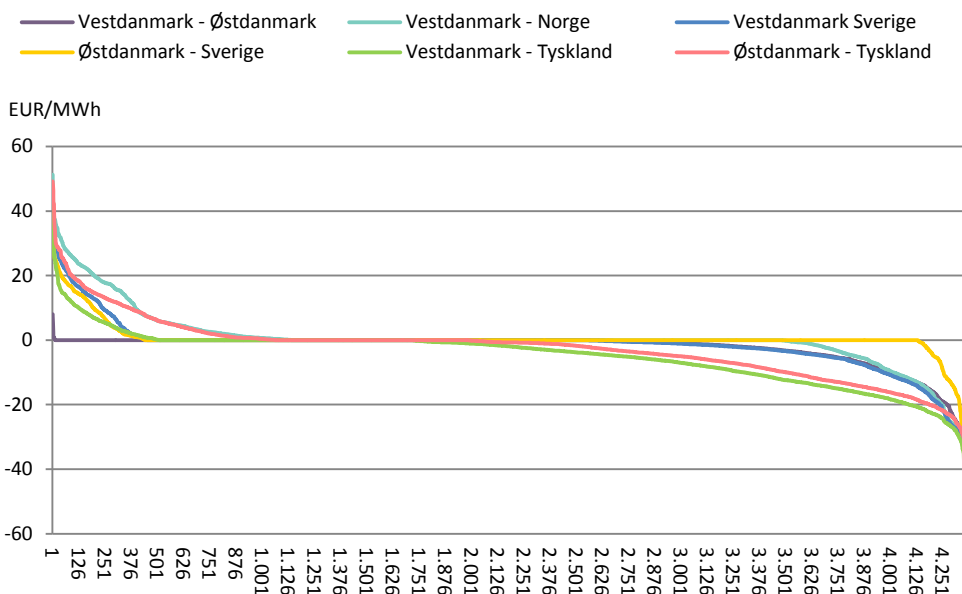
49. I prisområderne Vest- og Østdanmark var spotprisen ens i 2.593 timer (svarende til 60 pct. af tiden), mens spotprisen i Vestdanmark var højere end spotprisen i Østdanmark i 15 timer, jf. figur 12. Tilsvarende var spotprisen i Østdanmark højere end spotprisen i Vestdanmark i 1.760 timer. Sammenlagt svarer det til, at der har været prisforskelle i 40 pct. af tiden.

50. På Skagerak-forbindelsen (DK1-NO2) var der ens spotpriser 53 pct. af tiden i vinterhalvåret 2014. I alt var der prisforskelle 47 pct. af tiden. I Vestdanmark var spotprisen højere end spotprisen i Norge i 1.151 timer, og i Norge var spotprisen højere end spotprisen i Vestdanmark i 891 timer, jf. figur 12.

51. På Kontiskan-forbindelsen (DK1-SE3) har der været ens spotpriser i 48 pct. af tiden. I den resterende tid var spotprisen i Sverige hovedsageligt højere end spotprisen i Vestdanmark, jf. figur 12.

52. Der er fortsat en lav grad af ens spotpriser mellem Danmark og Tyskland. Der var flest flaskehalse på udlandsforbindelsen mellem DK2-DE, hvor der kun var ens spotpriser 20 pct. af tiden. I den resterende tid var spotprisen hovedsageligt højest i Tyskland, jf. figur 12. På forbindelsen mellem DK1-DE var spotpriserne ens 27 pct. af tiden. I den resterende tid (3.167 timer) var spotprisen højest i Tyskland (83 pct. af tiden). I 509 timer (16 pct.) var den tyske spotpris lavest.

FIGUR 12 | ANTAL TIMER MED PRISFORSKELLE MELLEM PRISOMRÅDER – VINTERHALVÅRET 2014



Kilde: Energinet.dk og Sekretariatet for Energitilsynet.

Note: Varighedskurven for flaskehalse mellem prisområderne for vinterhalvåret 2014 opgjort i EUR/MWh. Eksempel på aflæsning: I 442 timer har spotprisen været højere i Østdanmark (DK2) i forhold til Sverige (SE4).

53. TSO'erne opnår flaskehalsindtægter ved transport af elektricitet gennem transmissionsforbindelserne med flaskehalse. Flaskehalsindtægterne bestemmes ved at multiplicere forskellen i spotprisen mellem to områder med markedskoblingsstrømmen. Der har i vinterhalvåret 2014 været færre flaskehalsindtægter på den elektriske Storebæltsforbindelse end i tidligere år. Flaskehalsindtægterne for vinterhalvåret var på 69,1 mio. EUR, mens flaskehalsindtægterne for 1.-3. kvartal 2014 var på 96,0 mio. EUR.

54. De største flaskehalsindtægter kommer fra Skagerrak-forbindelsen (Vestdanmark og Norge) og udlandsforbindelsen mellem Østdanmark og Tyskland, jf. tabel 8. De høje flaskehalsindtægter skyldes primært de store prisforskelle ved flaskehalse mellem prisområderne.

55. Flaskehalsindtægterne for årsauktioner på forbindelsen mellem Vestdanmark og Tyskland har haft et stabilt niveau, mens der har været større udsving i flaskehalsindtægter på månedsauktionerne, jf. tabel 8. 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.

56. Flaskehalsindtægterne på udlandsforbindelserne deles mellem de to landes TSO'ere. Energinet.dk får flaskehalsindtægterne for Storebæltsforbindelsen, som er en indenrigsforbindelse.

TABEL 8 | FLASKEHALSINDTÆGTER – VINTERHALVÅRET 2014

(1.000 EUR)	Okt.	Nov.	Dec.	Jan.	Feb.	Mar.	Sum
DK1 – DK2	765	788	1.757	1.494	664	441	5.909
DK1 – NO2	2.355	2.801	4.288	5.615	2.099	2.619	19.776
DK1 – SE3	609	495	1.532	1.176	394	442	4.648
DK2 – SE4	648	1.711	1.552	1.384	306	1.054	6.656
DK2 – DE	2.372	2.327	3.663	2.505	2.690	3.053	16.608
DK1 – DE	490	713	1.950	1.452	1.646	2.319	8.569
DK1 – DE: Månedsauktion	-	46	99	-	-	-	145
DK1 – DE: Årsauktion	348	337	348	-	-	-	1.033
DK2 – DE: Månedsauktion	457	423	470	431	395	443	2.620
DK2 – DE: Årsauktion	631	611	631	451	407	450	3.182

Kilde: Energinet.dk og Nord Pool Spot.

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

7. MARKEDSKOBLING

57. Ved prisforskelle mellem to prisområder ønskes der et flow af elektricitet fra lav- til højprisområdet for at minimere prisforskellen mellem områderne. I visse tilfælde løber flowet ikke som planlagt, hvilket resulterer i, at elektriciteten løber modsat – altså fra høj- til lavprisområdet.

58. For at vurdere markedskoblingen for de danske overførselsforbindelser sammenlignes spotpriserne med markedskoblingens planlagte udveksling af elektricitet. I selve driftstimen kan der forekomme ændringer af flowets retning grundet intradayhandel eller Energinet.dk's udveksling af regulerkraft mellem prisområder.

59. På den elektriske Storebæltsforbindelse (DK1-DK2) har der i vinterhalvåret 2014 været næsten 100 pct. korrekt planlagt flow ved flaskehalse, dvs. det har været planlagt via markedskoblingen, at elektriciteten skulle sendes fra lavprisområdet til højprisområdet, jf. tabel 9. I størstedelen af tilfældene med flaskehalse har prisen været højest i Østdanmark, og flowet har været planlagt fra lavprisområdet Vestdanmark til højprisområdet Østdanmark.

60. Der har ligeledes været planlagt korrekt flow ved flaskehalse på Øresundsforbindelsen (DK2-SE4) i hele perioden, jf. tabel 9.

TABEL 9 | PLANLAGT HANDEL PÅ OVERFØRSELSFORBINDELSERNE – VINTERHALVÅRET 2014

Forbindelse	Prisforskel og flow	okt-14		nov-14		dec-14		jan-15		feb-15		mar-15	
		Procent	Antal timer	Procent	Antal timer	Procent	Antal timer	Procent	Antal timer	Procent	Antal timer	Procent	Antal timer
DK1-DK2	Timer med prisforskel		294		368		374		405		172		162
	Korrekt flow	100%	294	100%	368	100%	374	100%	405	100%	172	100%	162
	Forkert flow	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0
	Manglende flow	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0
DK1-NO2	Timer med prisforskel		417		429		392		395		138		271
	Korrekt flow	94%	393	94%	402	97%	382	94%	373	97%	134	96%	259
	Forkert flow	5%	19	2%	10	2%	9	6%	22	3%	4	4%	12
	Manglende flow	1%	5	4%	17	0%	1	0%	0	0%	0	0%	0
DK1-SE3	Timer med prisforskel		424		472		495		500		158		233
	Korrekt flow	38%	162	70%	329	98%	485	87%	434	98%	155	98%	229
	Forkert flow	3%	13	0%	1	0%	2	0%	2	2%	3	1%	2
	Manglende flow	59%	249	30%	142	2%	8	13%	64	0%	0	1%	2
DK2-SE4	Timer med prisforskel		193		102		133		116		20		112
	Korrekt flow	100%	193	100%	102	100%	133	100%	116	100%	20	100%	112
	Forkert flow	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0
	Manglende flow	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0
DK1-DE	Timer med prisforskel		579		471		472		484		567		594
	Korrekt flow	31%	180	46%	217	57%	268	62%	298	57%	324	60%	355
	Forkert flow	4%	25	2%	10	6%	27	6%	28	2%	14	4%	21
	Manglende flow	65%	374	52%	244	38%	177	33%	158	40%	229	37%	218
DK2-DE	Timer med prisforskel		554		546		590		583		574		616
	Korrekt flow	98%	543	99%	543	98%	580	98%	574	100%	573	99%	608
	Forkert flow	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0
	Manglende flow	2%	11	1%	3	2%	10	2%	9	0%	1	1%	8

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

Note: Viser flowets planlagte retning ved prisforskelle mellem to prisoråder. *Korrekt flow* viser antallet af timer, hvor flowet har været planlagt fra lavprisorådet til højprisorådet. *Forkert flow* viser antallet af timer, hvor flowet har været planlagt fra højprisorådet til lavprisorådet. *Manglende flow* viser antallet af timer, hvor der ikke har været planlagt et flow på forbindelsen, hvilket ofte skyldes vedligeholdelse på forbindelsen. På grund af afrunding summer andelene ikke i alle tilfælde til 100 pct..

8. ORDFORKLARING

Forkortelse/begreb	Forklaring
Adverse flows	Når markedskoblingsstrømmen løber fra en priszone med lav spotpris mod en priszone med høj spotpris.
Afbrydelig kapacitet	Kunden kan ikke være sikker på at modtage kapacitet, da den er købt på afbrydelige vilkår. Kunden nedprioriteres ift. 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 Spot 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 Spot.
Elspot	Day-ahead marked drevet af Nord Pool Spot.
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 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.
NPS	[NPS, Nord Pool Spot] 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 Spot 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 Spot. 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 forsyningsikkerheden handler Energinet.dk med systemydelser 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.
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