
Overvågning af det danske engrosmarked for elektricitet

Markedsrapport – 1.-3. kvartal
2014

Sekretariatet for Energitilsynet, december 2014



Indholdsfortegnelse

1. Sammenfatning.....	2
2. Produktion og forbrug	3
3. Børstpriser	5
3.1 Spot marked.....	5
3.2 Intraday marked.....	8
3.3 Priskorrelation	9
3.4 Markedsandel for el handlet på Nord Pool Spot	10
4. Finansielle markeder	10
4.1. Open interest	10
4.2. Fysiske transmissionsrettigheder (PTR).....	11
4.3. Sammenligning med spot- og forwardpriser	13
5. Kapacitet.....	15
6. Flaskehalse	20
7 Markedskobling.....	21
8 Ordforklaring.....	24
8.1 Enheder.....	28

Redaktionen af markedsrapporten er afsluttet november 2014

Forsidebilleder

Foto af Avedøreværket er lånt af DONG Energy

1. Sammenfatning

1. Markedsrapporten for el udkommer her i en selvstændig publikation, hvor den tidligere udkom sammen med gasrapporten. Markedsrapporten dækker de tre første kvartaler i 2014. Fremover vil markedsrapporten for el udkomme hvert halve år og dække de to seneste kvartaler. Det betyder, at markedsrapporten for el vil udkomme et par måneder forskudt i forhold til udgivelsen af den halv-årslige markedsrapport for gas. I markedsrapporten vises der statistik om en række faktorer, der har betydning for elmarkedet.
2. Markedsrapporten for el er i forhold til den tidligere version blevet udvidet med nye emner, bl.a. intraday markedet, det finansielle marked, PTR-kontrakter, priskorrelation og markedsandele for el handlet på North Pool Spot (NPS).
3. Den 4. februar 2014 har el-børserne i Norden, Baltikum, Tyskland/Østrig, Benelux-landene, Frankrig og Storbritannien for første gang gennemført en fælles beregning af priser og flows af el for den efterfølgende dag. Dermed er priskoblingen i day-ahead markedet i Nordvesteuropa gået i gang. Det er et stort skridt mod ét fælles engrosmarked i Europa. Markedskoblingen har fungeret tilfredsstillende, siden den blev indført.
4. Der har generelt set været en svag stigning i elpriserne i de tre første kvartaler i 2014. Der har været udsving i spotpriserne for elektricitet for Vestdanmark og Østdanmark i 1.-3. kvartal 2014 med daglige spotpriser varierende mellem -4,13 EUR/MWh og 51,66 EUR/MWh. Produktionsstop på atomkraftværker, fluktuerende vindproduktion, vedligeholdelse på udlandsforbindelserne og mindre tilløb til vandmagasinerne i Norden spillede en rolle. Det danske marked oplevede bl.a. en negativ spotpris i Vestdanmark d. 16. marts 2014, hvor der var en høj vindproduktion og samtidig et lavt elforbrug, hvilket i visse timer bevirkede negative priser på markedet.
5. Størstedelen af den el, som bliver anvendt i Danmark, bliver handlet på spotmarkedet på Nord Pool Spot, i gennemsnit 83-88 pct. i de tre første kvartaler i 2014. Kun en relativ lille andel bliver handlet på intraday markedet, i gennemsnit 2-4 pct. i de tre første kvartaler i 2014. Endvidere kan oplyses, at det i gennemsnit er under halvdelen af de forbrugte mængder, som bliver prissikret ved køb af såkaldte EPAD-kontrakter (tidligere benævnt CfD-kontrakter).
6. Handelskapaciteten på forbindelsen Vestdanmark-Tyskland har over en årrække været faldende. I 1.-3. kvartal 2014 har handelskapaciteten haft et varierende omfang, hvor der ofte har været begrænset kapacitet til rådighed for markedet. 32 pct. af kapaciteten var i gennemsnit tilgængelig for markedet i retningen fra Danmark til Tyskland, mens ca. 61 pct. af kapaciteten var tilgængelig for markedet i den modsatte retning.
7. 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 udbygningssfasen vil være yderligere belastet.

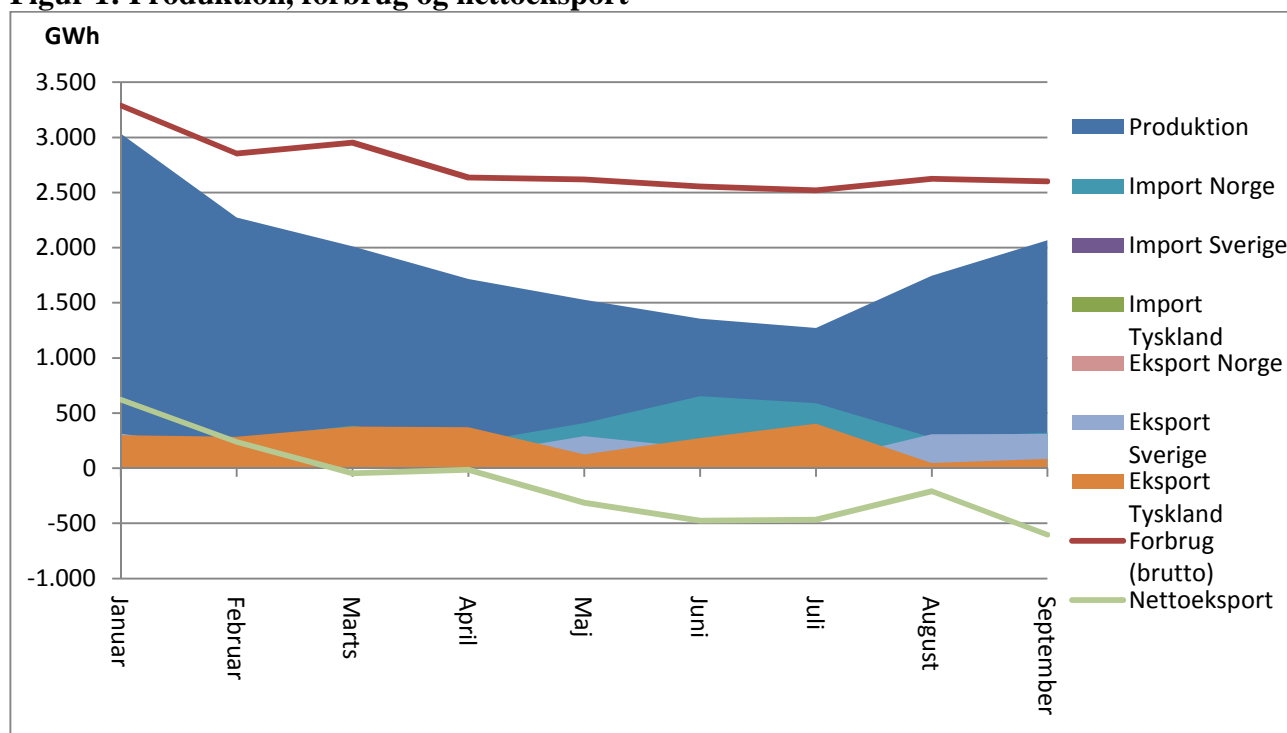
Det danske engrosmarked for elektricitet

2. Produktion og forbrug

8. Forbruget af elektricitet varierer med årstiderne, hvor der er et større forbrug om vinteren pga. anvendelse af el til opvarmning. Produktionen af elektricitet har generelt været lavere i de første 3 kvartaler i 2014 sammenlignet med samme periode i 2013. Der var faldende forbrug henover perioden modsvarende den stigende temperatur om foråret og sommeren, hvorefter produktionen steg en smule henover sensommeren.

9. Danmark var nettoeksportør af elektricitet fra januar og februar 2014, hvor der især blev eksporteret elektricitet til det tyske og svenske marked. Fra marts til august 2014 var Danmark nettoimportør af elektricitet til især det tyske marked, jf. figur 1.

Figur 1: Produktion, forbrug og nettoeksport



Kilde: Energinet.dk, Energistyrelsen

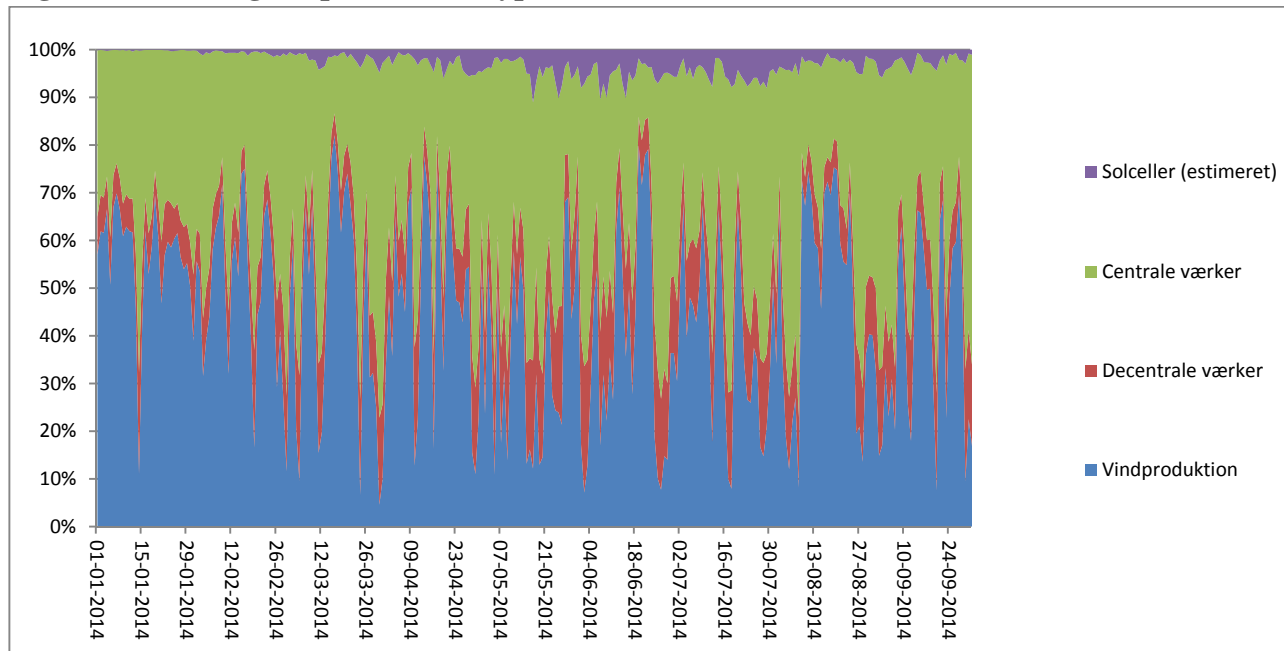
Note: Summen af produktion i Danmark samt import og eksport af elektricitet. Negative værdier for nettoeksport angiver import fra Danmark til nabolande. *Produktion*: Summen af centrale værker, decentrale værker og vindproduktion i Danmark. Centrale værker er f.eks. Skærbækværket, Studstrupværket, Herningværket. Decentrale værker er f.eks. mindre fjernvarmeanlæg, gartnerier o.l. Vindproduktionen er inklusive havmøller. *Bruttoforbrug*: Summen af forbruget i Vestdanmark og Østdanmark inklusiv transmissionstab. *Nettoeksport*: Sum af import og eksport.

10. Vindproduktionen stod for størstedelen af produktionen i 1.-3. kvartal 2014. Vindproduktionen stod i gennemsnit for ca. 45 pct. af produktionen i 1.-3. kvartal 2014. De centrale værker stod for 40 pct. og de decentrale værker stod for 12 pct. af produktionen og den estimerede solcelleproduktion var på 3 pct.

11. I enkelte perioder udgjorde vindkraften op imod 82 pct. af den daglige danske produktion, mens den andre dage udgjorde 5 pct. af produktionen, jf. figur 2. Der var blandt andet negative

spotpriser i Vestdanmark d. 16. marts 2014, hvor vindproduktionen stod for omkring 82 pct. af produktionen.

Figur 2: Udviklingen i produktionstyper

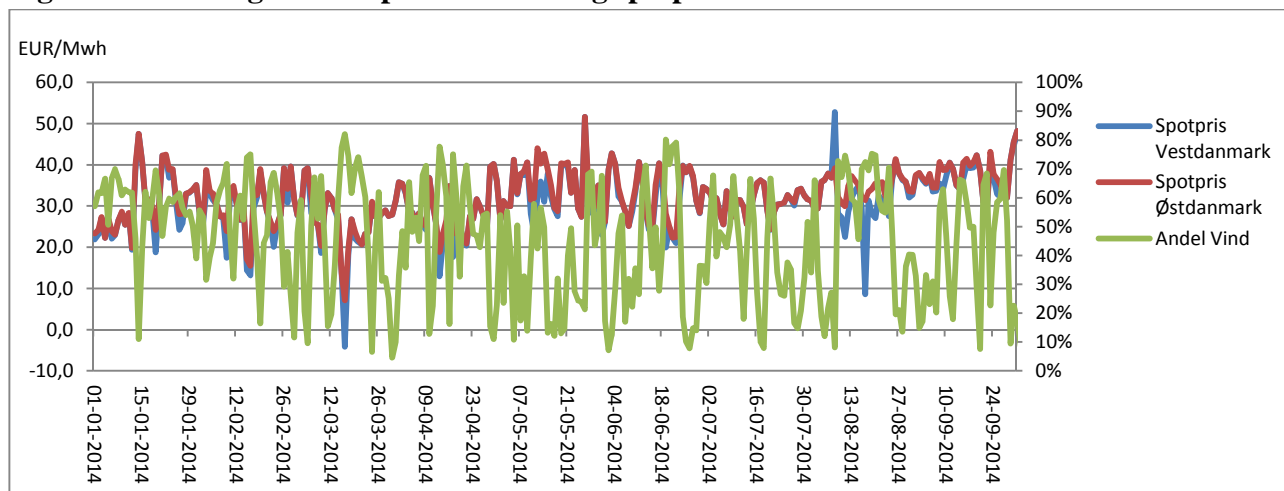


Kilde: Energinet.dk

Note: Forholdet mellem produktion af elektricitet fra centrale værker, decentrale værker og vindproduktion (offshore og onshore) og solceller (estimeret produktion) i Danmark i 1. - 3. kvartal 2014. Centrale værker er f.eks. Skærbækværket, Studstrupværket, Herningværket. Decentrale værker er f.eks. mindre fjernvarmeanlæg, gartnerier o.l. Vindproduktionen er inklusive havmøller.

12. Spotpriserne i Vestdanmark og Østdanmark var relativt lave på dage med meget vindproduktion. Figur 3 skal illustrere dette forhold. Det bemærkes, at spotprisen i Vestdanmark som oftest har været lavere end spotprisen i Østdanmark ved høj vindproduktion. Det skyldes blandt andet, at størstedelen af den danske vindproduktion er placeret i Vestdanmark.

Figur 3: Udviklingen i vindproduktionen og spotpriserne

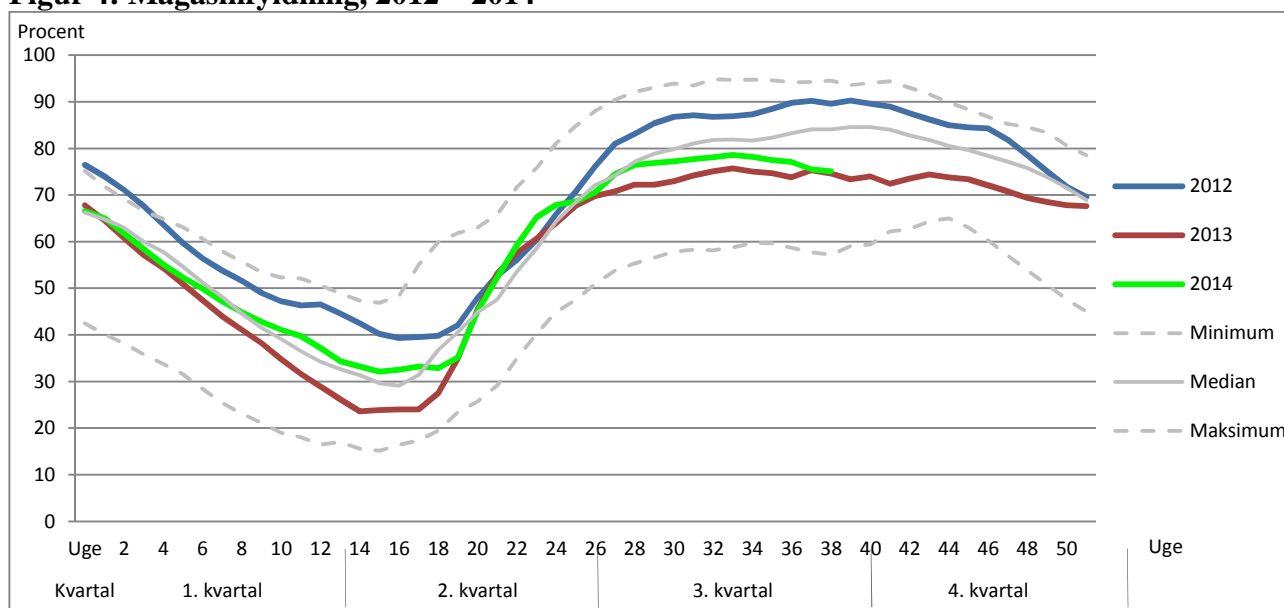


Kilde: Energinet.dk

Note: Primær akse: Daglig udvikling i spotpriserne for Vestdanmark (Jylland/Fyn) og Østdanmark (Sjælland). Sekundær akse: Vindens andel af det samlede forbrug

13. Ved indgangen til 1. kvartal 2014 var beholdningen i de norske og svenske vandmagasiner lidt over normalen, jf. figur 4. Vandstanden i de skandinaviske reservoirer faldt i de efterfølgende måneder, men ikke i samme grad som i et normalt år. Et mildt vejr lagde en dæmper på det nordiske forbrug af elektricitet, hvilket bidrog til stigningen i vandstanden. Vandstanden var ikke desto mindre fortsat lavere end normalen, hvilket først og fremmest skyldes mindre nedbør og mindre tilløb til vandmagasinerne. Ved udgangen af 3. kvartal 2014 var fyldningsgraden 9 procentpoint under normalen, jf. figur 4.

Figur 4: Magasinfyldning, 2012 – 2014



Kilde: Nord Pool Spot

Note: Magasinfyldning af vandreservoirs i Norden (Norge, Sverige og Finland) fra 2012 - 2014. Værdierne *minimum*, *maksimum* og *median* er for perioden 1990 – 2012. Data er på ugebasis og er opgjort i procent af det maksimale niveau.

3. Børspriser

3.1 Spot marked

14. El-leverandører og producenter kan handle i spot markedet 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 godt 80 pct. af det samlede elforbrug i Norden og Baltikum bliver handlet på spot markedet.

15. Tabel 1 viser de gennemsnitlige spotpriser i Norden og Tyskland for perioden 1.-3. kvartal 2014.

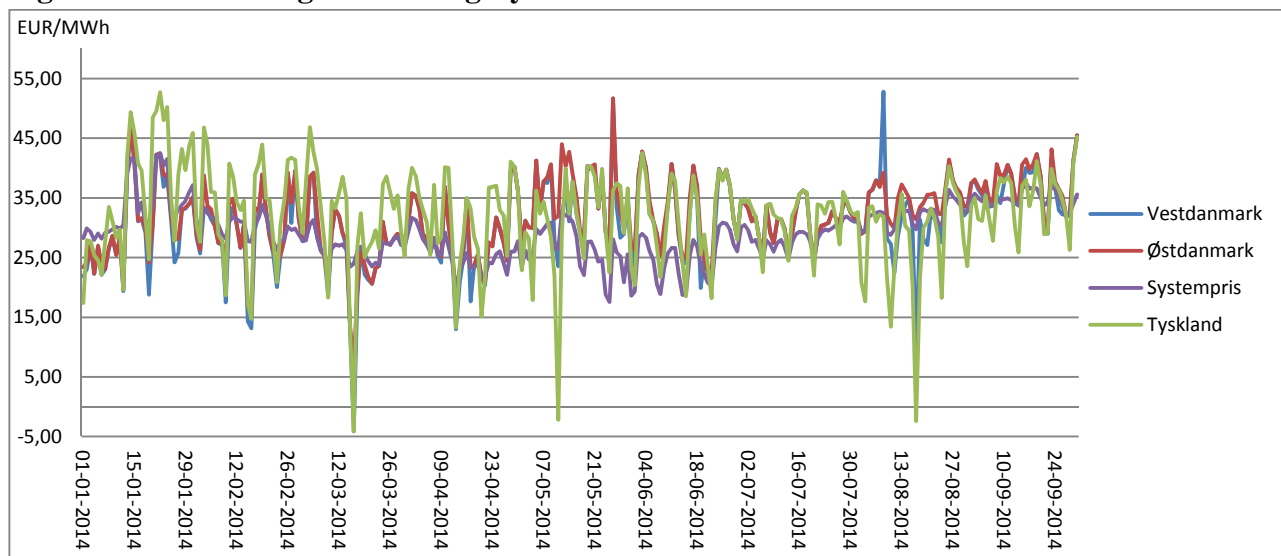
Tabel 1. Gennemsnitlige spotpriser i Norden og Tyskland

Spotpriser Euro/MWh	1. kvartal 2014	2. kvartal 2014	3. kvartal 2014
Systempris, Norden	30,19	25,68	31,80
Østnorge (NO1)	29,91	20,57	29,87
Sydvestnorge (NO2)	29,77	20,40	29,87
Midtnorge (NO3)	30,12	31,01	30,90
Nordnorge (NO4)	30,13	33,96	32,91
Vestnorge (NO5)	29,34	20,47	29,80
Sverige Luleå (SE1)	29,83	31,29	33,56
Sverige Sundsvall (SE2)	29,83	31,29	33,56
Sverige Stockholm (SE3)	29,99	31,56	33,56
Sverige Malmø (SE4)	30,63	31,61	33,65
Finland (FI)	35,24	34,55	37,83
Vestdanmark (DK1)	28,34	31,14	33,20
Østdanmark (DK2)	29,29	32,28	34,38
Tyskland DE European Power Exchange	33,50	31,24	31,50

Kilde: Nord Pool Spot og Energinet.dk

16. Spotpriserne på elektricitet i Vestdanmark og Østdanmark er ofte forskellige, og som oftest er prisniveauet højest i Østdanmark. Spotprisen i Østdanmark følger i højere grad udviklingen på det svenske og tyske marked, hvorimod Vestdanmark har en større andel 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.

17. Der har været større udsving i spotpriserne i Danmark gennem 1.-3. kvartal af 2014 med daglige spotpriser varierende mellem -4,13 EUR/MWh og 51,66 EUR/MWh, jf. figur 5. De laveste danske spotpriser var at finde d. 16 marts 2014, hvor spotpriserne i både Vestdanmark og Tyskland var negative, jf. figur 5. Hhv. 26. maj og 8. august havde vi periodens højeste spotpriser i Danmark, hvilket skyldtes en forholdsvis lav vindproduktion i Danmark (hhv. 21 pct. og 8 pct. af den samlede vindproduktion). Slutteligt var der lave spotpriser i Vestdanmark søndag d. 17. august som følge af høj vindproduktion (72 pct.) og lavt forbrug.

Figur 5: Prisudvikling i Norden og Tyskland

Kilde: Nord Pool Spot og Energinet.dk

Note: Prisudvikling på spotmarkedet for Vestdanmark og Østdanmark, det tyske spotmarked og den nordiske systempris i de første 3 kvartaler i 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.

Case study Nr. 1: Markedskobling

Den 4. februar 2014 har el-børserne i Norden, Baltikum, Tyskland/Østrig, Benelux-landene, Frankrig og Storbritannien for første gang gennemført en fælles beregning af priser og flows af el for den efterfølgende dag. Dermed er priskoblingen i spot markedet i Nordvesteuropa gået i gang. Det er et stort skridt mod ét fælles engrosmarked i Europa. I det sammenkoblede område leveres der el til cirka 250 millioner EU-borgere, som står for cirka tre fjerdedele af det europæiske elforbrug.

Priskoblingen i Nordvesteuropa afløser den midlertidige ITVC kobling (Interim Tight Volume Coupling), som siden november 2010 er blevet brugt til at forbinde det nordiske og det centraleuropæiske marked. Fordelen med priskoblingen er en bedre udnyttelse af overførselsforbindelserne på grund af én koordineret beregning. Derudover er forskellige markedsregler og -vilkår blevet harmoniseret, som for eksempel prisgrænser. Dette forhindrer u hensigtsmæssige markedsresultater, som man for eksempel så i december 2012, hvor markedskoblings-strømmen gik fra Tyskland mod Danmark, på trods af spotpriserne i Danmark var på minimumsgrænsen. Tyskland havde på det tidspunkt en lavere spot minimumspris, som muliggjorde dette markedskoblingsflow.

I maj måned 2014 blev også det iberiske marked (SWE) koblet til Nordvesteuropa.

Indtil videre har priskoblingen fungeret uden større problemer. En af de første dage var beregningen nogle minutter forsinket ift. den normale proces. Der har været en udfordring i valideringsprocessen, da resultaterne én dag ikke blev godkendt af TSOerne, selvom de opfyldte de nødvendige betingelser. Det førte dog ikke til manglende resultater eller andre effekter for markedet.

Effekten på markedspriser ved markedskobling vurderes at være marginal. Den nye NWE (og SWE) priskobling forbedrer koblingen mellem Danmark og Tyskland, mens der allerede var priskobling i Norden. Ift. den tidligere beregningsmetode undgås der situationer, hvor el handles fra et højprisområde til et lavprisområde. Dette kunne tidligere ske i enkelte tilfælde under ITVC koblingen for grænserne mellem Danmark og Tyskland, da koordinationen mellem børserne ikke var optimal.

Markedskoblingen udelukker ikke, at der stadig kan forekomme såkaldte "adverse flows". Disse skyldes såkaldte ramping restriktioner på jævnstrømsforbindelser. TSOerne har en betingelse på jævnstrømskablerne, som kræver at flowet på et kabel højst må ændres med 600 MW fra en time til den næste. Denne betingelse kan føre til nogle timer, at der for nogle timer ikke kan handles i den "rigtige" retning.

3.2 Intraday marked

18. Spotmarkedet lukker kl. 12:00 dagen inden driftsdøgnet. I Norden og Baltikum kan aktørerne på intraday markedet handle fra og med kl. 14:00 dagen før og frem til en time før driftstimen. I Norden og Baltikum driver Nord Pool Spot intraday handelsplatformen Elbas. På intraday markedet har aktører mulighed for at handle sig i balance. Der kan eksempelvis være behov herfor, hvis en producent tvinges til driftsstop, eller at en vindmøllepark producerer mere eller mindre el end forudset.

19. Tabel 2 viser andelen af den handlede mængde på intraday markedet. Mængden er målt i forhold til den samlede handlede mængde på Nord Pool Spot.

Tabel 2. Andel i pct. af handel på intraday marked

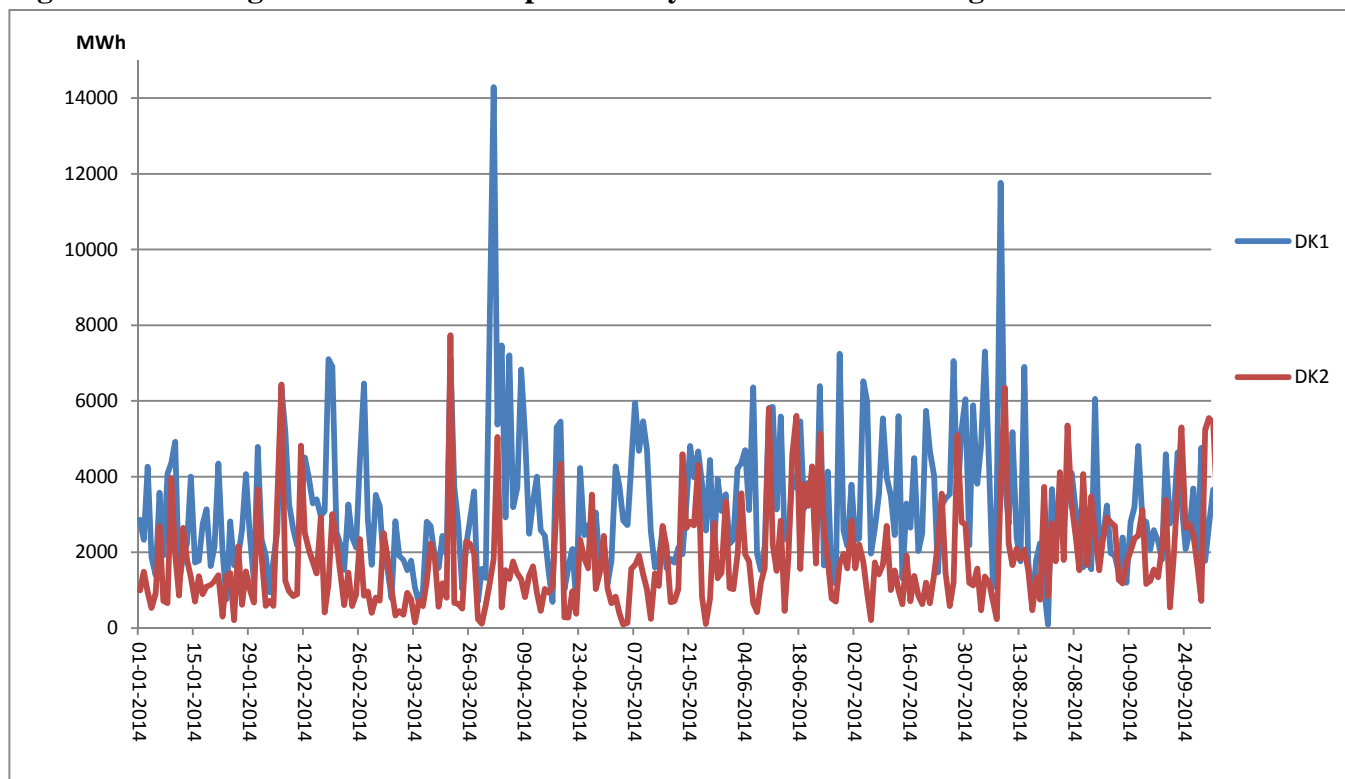
	Elbas volumen/ Elspot volumen		
	1.kvt	2.kvt	3.kvt
NO1	0,08%	0,07%	0,06%
NO2	0,13%	0,26%	0,25%
NO3	0,19%	0,35%	0,29%
NO4	0,19%	0,31%	0,29%
NO5	0,20%	0,45%	0,35%
SE1	1,11%	1,58%	2,15%
SE2	1,56%	2,22%	3,07%
SE3	0,74%	1,00%	1,05%
SE4	1,02%	0,74%	0,78%
FI	1,20%	1,74%	1,91%
DK1	2,78%	4,58%	4,40%
DK2	1,94%	3,45%	3,86%

Kilde: Nord Pool Spot og egne beregninger

20. Det fremgår af tabel 2, at den handlede mængde på intraday markedet er relativt beskeden. De handlede mængder på intraday markedet er væsentligt lavere end på spotmarkedet. Fremover må de handlede mængder på intraday markedet imidlertid forventes at stige. Dette hænger sammen med, at en stigende andel af vedvarende energi skal indpasses i nettet.

21. Figur 6 viser udviklingen i den volumen, som bliver handlet på intraday markedet. Som det fremgår af figur 6 er der udsving i handelen. Forklaringer på udsving i handlet volumen er typisk mindre eller øget vindproduktion eller driftsstop af kraftværker.

22. Det fremgår af figur 6, at de største udsving ses i Vestdanmark, hvor vindproduktionen spiller en større rolle end i Østdanmark.

Figur 6: Udvikling i volumen handlet på intraday markedet for DK1 og DK2

Kilde: Nord Pool Spot

3.3 Priskorrelation

23. Ved at beregne en korrelationskoefficient mellem priser for to forskellige prisområder kan det undersøges i hvilken grad, priserne varierer sammen. Beregningen af korrelationskoefficienter tager udgangspunkt i områdepriserne i Vestdanmark og Østdanmark i forhold til to typer af benchmark af elpriser: Systemprisen i Norden og den tyske spotpris. En høj korrelationskoefficient indikerer, at kapaciteten mellem prisområderne er velfungerende. En lav korrelationskoefficient kan forklares ved flaskehalse. Flaskehalse bliver behandlet nærmere i afsnit 6.

24. Beregningen af korrelationskoefficienter i tabel 3 mellem de enkelte prisområder er foretaget på timebasis for de tre første kvartaler i 2014.

Tabel 3: Korrelationskoefficienter

DK1 - DK2	0,90
DK1 - System	0,62
DK1 - DE	0,74
DK2 - System	0,67
DK2 - DE	0,71

Kilde: Energinet.dk samt egne beregninger.

Note: Korrelationskoefficienterne er beregnet på timebasis for de tre første kvartaler i 2014.

25. Tabel 3 viser, at korrelationskoefficienten mellem DK1 og DK2 er relativ høj. Priskorrelationen mellem de to prisområder i Danmark og Systemprisen i Norden er relativ lav. Korrelationen mellem Systemprisen i Norden og den tyske børspris er ligeledes relativ lav.

3.4 Markedsandel for el handlet på Nord Pool Spot

26. Tabel 4 viser andelen af den elektricitet, som bliver handlet på Nord Pool Spot. Andelene er vist for både spot og intraday markedet.

Tabel 4: Markedsandele for el handlet på NPS for Danmark

Markedsandel. Pct.	1. kvrt. 2014	2. kvrt. 2014	3. kvrt. 2014
Elspot volumen	83,39%	85,19%	88,38%
Elbas volumen	2,03%	3,46%	3,68%
Samlet børsandel	85,42%	88,65%	92,06%

Kilde: Nord Pool spot og Energinet.dk

Note: Andelene for intraday handelen afviger fra andelene i tabel 2, da begge prisområder (DK1 og DK2)

Er lagt sammen. Endvidere er intraday handelen målt i forhold til bruttoforbrug og produktion af el, hvor andelene i tabel 2 er målt i forhold til den samlede handel på NPS.

27. Det ses af tabel 4, at markedsandelene har været mellem 85 pct. og 92 pct. i de tre første kvartaler i 2014. Hovedparten af den leverede elektricitet til Danmark bliver således handlet på Nord Pool Spot. Størstedelen af Nord Pool Spot sker på spot markedet. Kun en beskedent andel bliver handlet på intraday markedet. 8-13 pct. af den leverede el sker på bilaterale kontrakter.

4. Finansielle markeder

28. Finansielle kontrakter for el i Norden bliver handlet bilateralt og på den finansielle el-børs, Nasdaq OMX. Det er muligt for en el-leverandør at købe en forwardkontrakt for systemprisen og en såkaldt EPAD-kontrakt (Electricity Price Area Differential) og derved låse prisen på sit indkøb af el.

29. Systemprisen er den pris, der ville skabe ligevægt mellem udbud af el og efterspørgsel efter el, hvis der ikke fandtes flaskehalse mellem prisområderne nogen steder i hele det nordiske område. Systemprisen gælder for hele Norden, mens prisen på EPAD'en er givet af de enkelte prisområder.

30. EPAD er udtryk for forskellen mellem systemprisen og spotprisen i et prisområde. En EPAD-kontrakt er et finansielt produkt, som kan handles på Nasdaq OMX for at afdække prisrisikoen på forskellen mellem systemprisen og områdeprisen. En EPAD afspejler prisforskellen mellem et konkret prisområde og systemprisen. Hvis systemprisen er højere end områdeprisen, bliver værdien af EPAD'en negativ. Hvis systemprisen er lavere end områdeprisen bliver værdien af EPAD'en positiv.

4.1. Open interest

31. En EPAD-kontrakt kan købes på måneds-, kvartals- eller årsbasis. Tabel 5 og 6 viser open interest, dvs. de endeligt opgjorte mængder, som er prissikrede med EPAD-kontrakter umiddelbart før den periode, hvor de træder i kraft.

32. I tabel 5 og 6 er mængderne for årskontrakter fordelt ligeligt pr. kvartal i 2014. Månedskontrakter for de enkelte måneder i kvartalet er summeret. De prissikrede mængder er vurderet i for-

hold til bruttoforbruget i samme kvartal. Tabel 5 og 6 viser de mængder, som er prissikrede med EPAD-kontrakter samt den andel af bruttoforbruget, som de prissikrede mængder udgør.

Tabel 5. Mængder og andele for EPAD-kontrakter Vestdanmark

Vestdanmark. MWh	1. kv. 2014	2. kv. 2014	3. kv. 2014
Årskontrakter	571.590	571.590	571.590
Kvartalskontrakter	967.232	642.096	563.040
Månedskontrakter	801.821	542.088	364.728
Sum	2.340.643	1.755.774	1.499.358
Bruttoforbrug	5.400.254	4.740.532	4.759.966
Andel	43%	37%	31%

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 6. Mængder og andele for EPAD-kontrakter Østdanmark

Østdanmark. MWh	1. kv. 2014	2. kv. 2014	3. kv. 2014
Årskontrakter	348.210	348.210	348.210
Kvartalskontrakter	496.570	751.296	607.200
Månedskontrakter	541.806	595.896	461.448
Sum	1.386.586	1.695.402	1.416.858
Bruttoforbrug	3.655.332	3.066.956	3.080.136
Andel	38%	55%	46%

Kilde: Nasdaq, Energinet.dk samt 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.

33. Det fremgår af tabel 5 og 6, at andelen af prissikrede mængder med EPAD-kontrakter er højest i Østdanmark i 2. kvartal og 3. kvartal 2014.

4.2. Fysiske transmissionsrettigheder (PTR)

34. 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 implicite auktioner, hvor elhandlere alene køber og sælger elektricitet og ikke skal bekymre sig om at reservere kapacitet til transport. Elbørsen sørger i forbindelse med fastsættelsen af områdepriserne at opnå den bedst mulige udnyttelse af transmissionsforbindelserne. En køber af en PTR-rettighed kan vælge selv at bruge den købte kapacitet fysisk eller alternativt lade den købte kapacitet gå tilbage til spotmarkedet mod at få udbetalt de flaskehalsindtægter, 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, som er ejet af en række europæiske TSO'er.

35. 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 prisafdæk-

ning med finansielle produkter på det nordiske finansielle marked mod den nordiske systempris. PTR-rettigheeder bliver solgt på måneds- og årsbasis.

36. Tabel 7 viser de efterspurgte mængder og de allokerede (udbudte) mængder for månedsprodukter på de enkelte forbindelser for de tre første kvartaler i 2014. De efterspurgte mængder er defineret ved de mængder, som markedsaktører har indsendt et prisbud på i forbindelse med de afholdte auktioner hos CASC.

Tabel 7. Efterspurgt og allokeret kapacitet for PTR 1. - 3. kv. 2014

	Januar	Februar	Marts	April	Maj	Juni	Juli	August	September
MW	Efterspurgt/allokeret	Efterspurgt/allokeret	Efterspurgt/allokeret	Efterspurgt/allokeret	Efterspurgt/allokeret	Efterspurgt/allokeret	Efterspurgt/allokeret	Efterspurgt/allokeret	Efterspurgt/allokeret
DK1->DE	1.123/149	965/150	968/150	1.233/149	1.207/149	867/150	1.167/150		
DK2->DE	761/120	825/120	847/118	713/120	924/120	726/120	926/120	884/120	1.083/120
DE->DK1	1.963/299	1.950/300	1.785/300	1.929/300	282/300	1.717/300	2.247/299		
DE->DK2	766/120	840/120	812/120	693/120	1.089/120	760/120	988/119	704/120	1.009/120
DK1->DK2							994/150	755/149	830/149
DK2->DK1							954/149	720/149	800/150

Kilde: www.casc.eu

Note: PTR-rettigheeder for Storebæltforbindelsen blev først solgt fra og med juli 2014.

37. I januar 2014 var den efterspurgte mængde PTR-rettigheeder for forbindelsen Vestdanmark-Tyskland på 1.123 MW, mens den allokerede mængde var 149 MW. Efterspørgslen var således større end udbuddet. Det er en generel tendens, at de efterspurgte mængder er højere end de allokerede mængder. Der er således en efterspørgsel, som ikke bliver efterkommet. Efterspørgslen er højest på forbindelserne mellem Vestdanmark og Tyskland og Tyskland og Vestdanmark. En forklaring kan være, at der er relativ høj produktion af vindenergi i Vestdanmark, som operatører

38. 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 for det højeste prisbud, 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. De øvrige accepterede bud bliver afregnet til marginalprisen. Det er marginalprisen, som bliver den officielle pris for en solgt PTR-rettighed.

39. Tabel 8 viser priser for solgte PTR-rettigheeder på månedsbasis.

Tabel 8. Priser for PTR månedsprodukter januar-september 2014

Månedsprodukter (priser)									
Pris (Eur/MWh)	Januar	Februar	Marts	April	Maj	Juni	Juli	August	September
DK1-> DE	5,13	5,39	3,08	3,31	1,11	0,73	2,72		
DK2->DE	2,72	3,2	2,71	3,22	1,44	0,51	3,09	0,83	1,1
DE->DK1	1,03	0,66	0,69	0,55	0,81	2,21	0,63		
DE->DK2	2,73	1,85	1,51	2,1	2,02	4,37	1,13	4,3	5,32
DK1->DK2							0,81	0,91	2,75
DK2->DK1							0,21	0,08	0,22

Kilde: www.casc.eu

40. Tabel 9 viser efterspurgt og allokerede mængder samt priser for solgte PTR-rettigheider på årsbasis.

Tabel 9. Efterspurt og allokeret kapacitet for PTR for 2014

Årsprodukter 1. jan - 31. dec. 2014			
MW	Efterspurt	Allokeret	Pris (Eur/MWh)
DK1-> DE			
DK2->DE	839	120	3,16
DE->DK1	1.430	150	3,12
DE->DK2	790	120	3,91

Kilde: www.casc.eu

41. Det fremgår af tabel 9, at der er efterspurgt større mængder end der er allokeret. Der er ikke er udbudt PTR-rettigheider på årsbasis for forbindelsen fra Vestdanmark til Tyskland. Priserne på årsprodukter er generelt højere end priserne på månedsprodukter (tabel 8). Prisen på årsprodukter vil i udgangspunktet være lig med gennemsnittet af priserne på månedsauktionerne, hvis der ses bort fra, at der ikke er lige mange timer i de enkelte måneder. Når reglen om gennemsnittet ikke passer i praksis, er det fordi der i løbet af året kommer ny information, som påvirker priserne på månedsauktionerne. Det kan være forventninger om større vindproduktion eller annoncerede reparationer af en forbindelse.

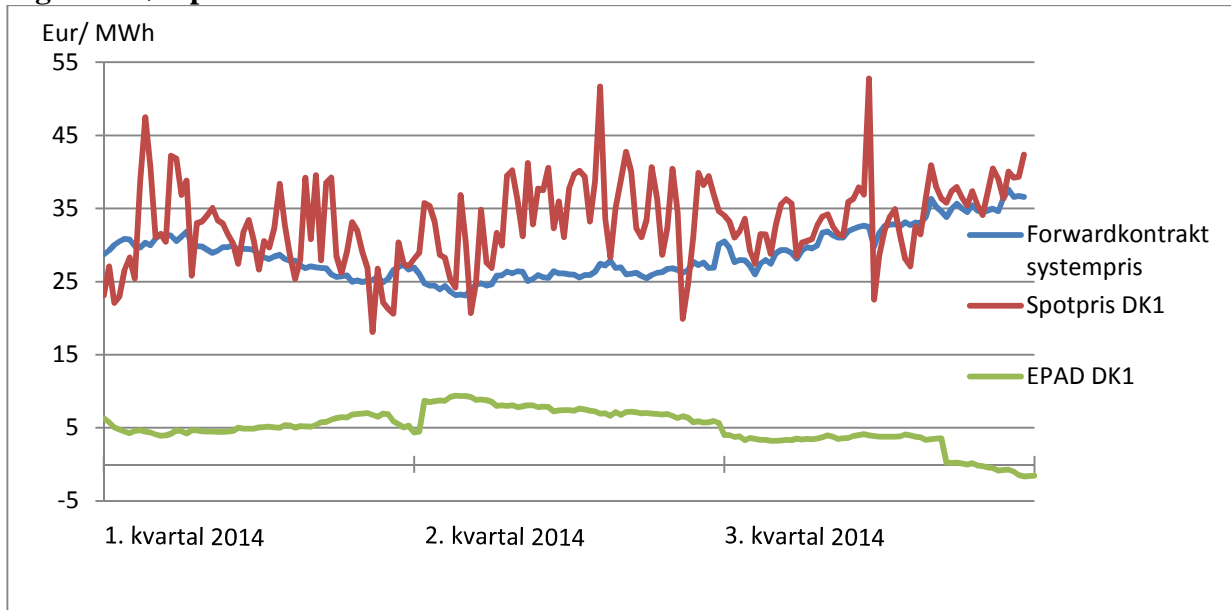
4.3. Sammenligning med spot- og forwardpriser

42. En ændring i spotpriserne i dag kan tænkes at påvirke forventningerne til fremtidige spotpriser og derved påvirke prisen på en forwardkontrakt i dag, som giver ret til at indkøbe el på Nord Pool Spot for en fremtidig periode til en fastlåst pris.

43. Figur 7 og 8 viser spotpriser og priser for en forward- og EPAD-kontrakt for den samme handelsdag for hhv. DK1 og DK2. Leveringsperioden for forward- og EPAD-kontrakter gælder for det kommende kvartal. I figur 7 bliver priser en given dag vist, hvor leveringsperioden for forward- og EPAD-kontrakter gælder for det kommende kvartal. Eksempelvis er priserne for for-

ward- og EPAD-kontrakterne i 1. kvartal 2014 vist for kontrakter med leveringsperiode i 2. kvartal 2014.

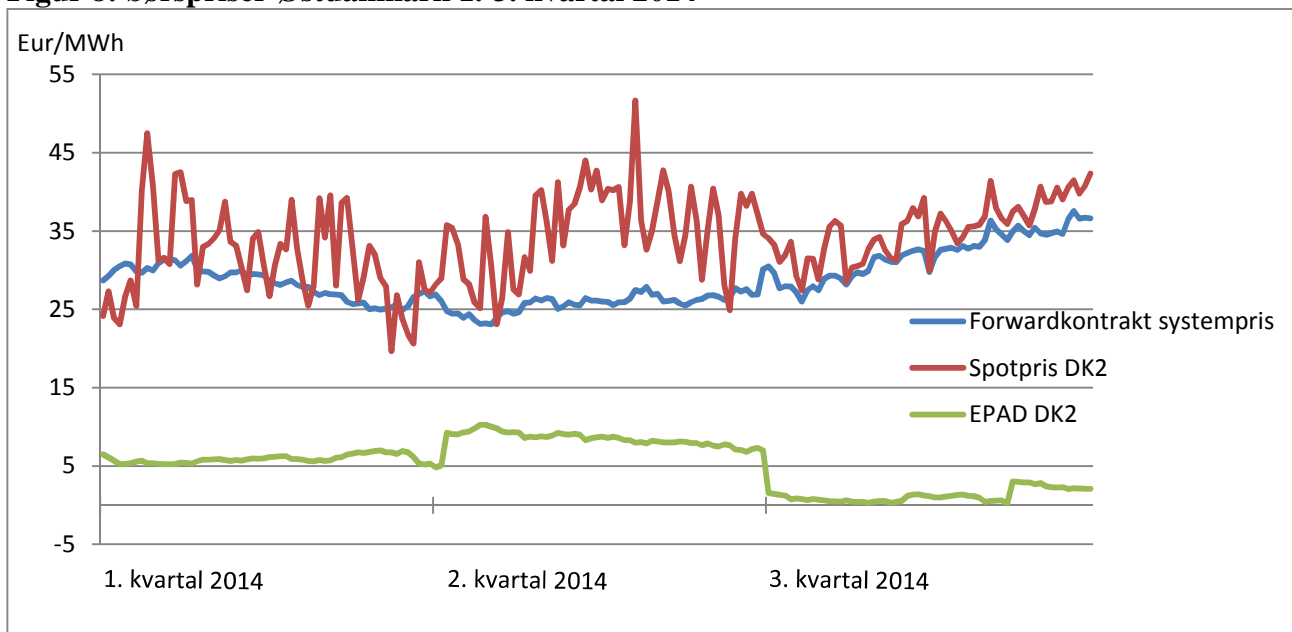
Figur 7: Børspriser Vestdanmark 1.-3. kvartal 2014



Kilde: Nasdaq og Energinet.dk

44. Figur 7 viser udviklingen i systemprisen i forhold til spotprisen og EPAD for Vestdanmark. Fra slutningen af august og frem til udgangen af september er EPAD-kontrakter for Vestdanmark negative, hvilket udtrykker en forventning om, at systemprisen vil være højere end prisen i Vestdanmark. Det ses af figur 7, at der ikke er en entydig sammenhæng mellem udviklingen i spotprisen og prisen på forward- og EPAD-kontrakter. Det betyder, at en ændring i spotprisen ikke nødvendigvis påvirker prisen på en forwardkontrakt i Vestdanmark i den betragtede periode. Dog er der en trend fra medio juli 2014, hvor både spotprisen og prisen på forward-kontrakter stiger.

Figur 8: børspriser Østdanmark 1.-3. kvartal 2014



Kilde Nasdaq og energinet.dk

45. Figur 8 viser udviklingen i systemprisen i forhold til spotprisen og EPAD for Østdanmark. Det ses af figur 8, at der ikke er en entydig sammenhæng mellem udviklingen i spotprisen og prisen på forward- og EPAD-kontrakter for Østdanmark. Det betyder, at en ændring i spotprisen ikke nødvendigvis påvirker prisen på en forwardkontrakt i Østdanmark i den betragtede periode. Dog er der en trend fra medio juli 2014, hvor både spotprisen og prisen på forward-kontrakter stiger.

5. Kapacitet

46. Et væsentligt element i funktionen af elmarkedet på tværs af landene er den transmissionskapacitet, der 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.

47. Den nominelle transmissionskapacitet er den kapacitet, der 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 10.

Tabel 10: Nominel transmissionskapacitet

Forbindelse	Retning	Nominel transmissionskapacitet
Den elektriske Storebæltsforbindelse	Vestdanmark → Østdanmark	590 MW
	Østdanmark → Vestdanmark	600 MW
Skagerrak-forbindelsen	Vestdanmark → Norge (NO2)	950 MW
	Norge (NO2) → Vestdanmark	950 MW
Kontiskan-forbindelsen	Vestdanmark → Sverige (SE3)	740 MW
	Sverige (SE3) → Vestdanmark	680 MW
Øresundsforbindelsen	Østdanmark → Sverige (SE4)	1.700 MW
	Sverige (SE4) → Østdanmark	1.300 MW
Forbindelse mellem Vestdanmark og Tyskland	Vestdanmark → Tyskland	1.780 MW
	Tyskland → Vestdanmark	1.500 MW
Kontek-forbindelsen	Østdanmark → Tyskland	585 MW
	Tyskland → Østdanmark	600 MW

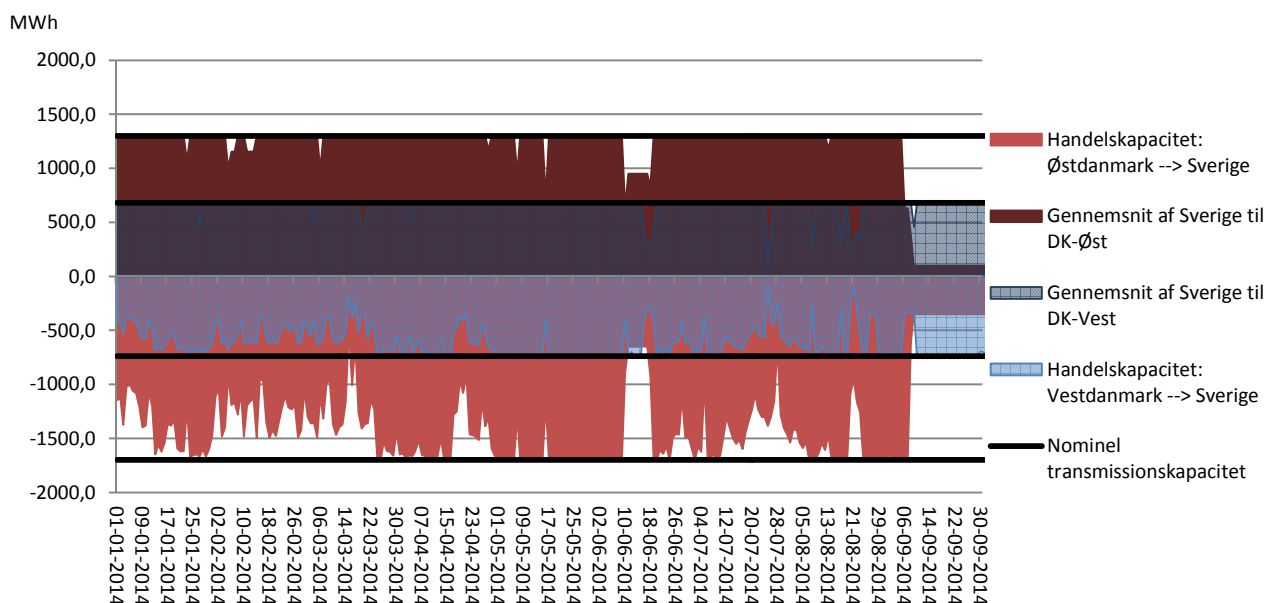
Kilde: Energinet.dk, Nord Pool Spot.

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

48. På de danske udlandsforbindelser til Sverige har der været begrænsninger, jf. figur 9.

49. På Kontiskan-forbindelsen (DK1-SE3) var ca. 79 pct. af den samlede kapacitet i 1.-3. kvartal 2014 tilgængelig fra Danmark til Sverige, mens ca. 93 pct. var tilgængelig i modsat retning.

50. På Øresundsforbindelsen (DK2-SE4) var gennemsnitlig 78 pct. af kapaciteten tilgængelig til Sverige, mens ca. 89 pct. var tilgængelig i den modsatte retning.

Figur 9: Udvikling i handelskapaciteterne på danske udlandsforbindelser til Sverige

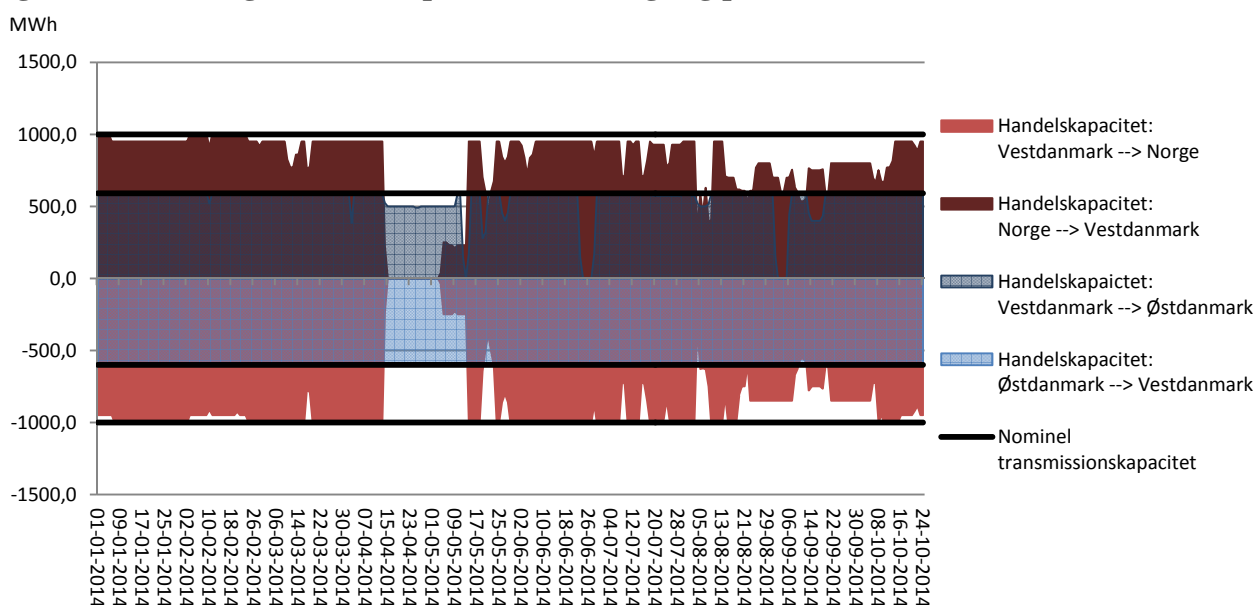
Kilde: Energinet.dk, Nord Pool Spot, Sekretariatet for Energitilsynet

Note: Gennemsnitlig daglig udvikling i handelskapaciteterne mellem Vestdanmark og Sverige (SE3) og Østdanmark og Sverige (SE4). De røde og blå kurver viser handelskapaciteten, hvilket er den kapacitet, der stilles til rådighed for spotmarkedet. De sorte kurver viser den nominelle transmissionskapacitet, hvilket er den kapacitet, der maksimalt kan udveksles. Værdien af handelskapaciteterne og de nominelle transmissionskapaciteter fra Danmark til Sverige er multipliceret med (-1), således at de vokser i negativ retning.

51. På den elektriske Storebæltsforbindelse har den maksimale kapacitet i størstedelen af halvåret været til rådighed for markedet, jf. figur 10. 91-92 pct. af kapaciteten var i gennemsnit til rådighed for markedet.

52. På Skagerrakforbindelsen (DK1-NO2) var ca. 88 pct. af kapaciteten tilgængelig fra Danmark til Norge, mens ca. 83 pct. var tilgængelig i den modsatte retning, jf. figur 10.

53. Energinet.dk og Statnett besluttede i 2010 at lave et fjerde søkabel og dermed udvide elkapaciteten mellem landene med 700 MW til i alt 1700 MW. Forud lå en række delaftaler, og en af dem medførte, at der skal leveres systemydelser fra Norge til Danmark. I den forbindelse gennemførte Statnett et udbud blandt norske energiselskaber for leverance af systemydelser til Danmark. Metoden for leveringen af systemydelser på Skagerrak 4 blev i 2010 godkendt af Energitilsynet. Leveringen af systemydelser begynder 6. januar 2015, og aftalen gælder i fem år fra 1. januar 2015.

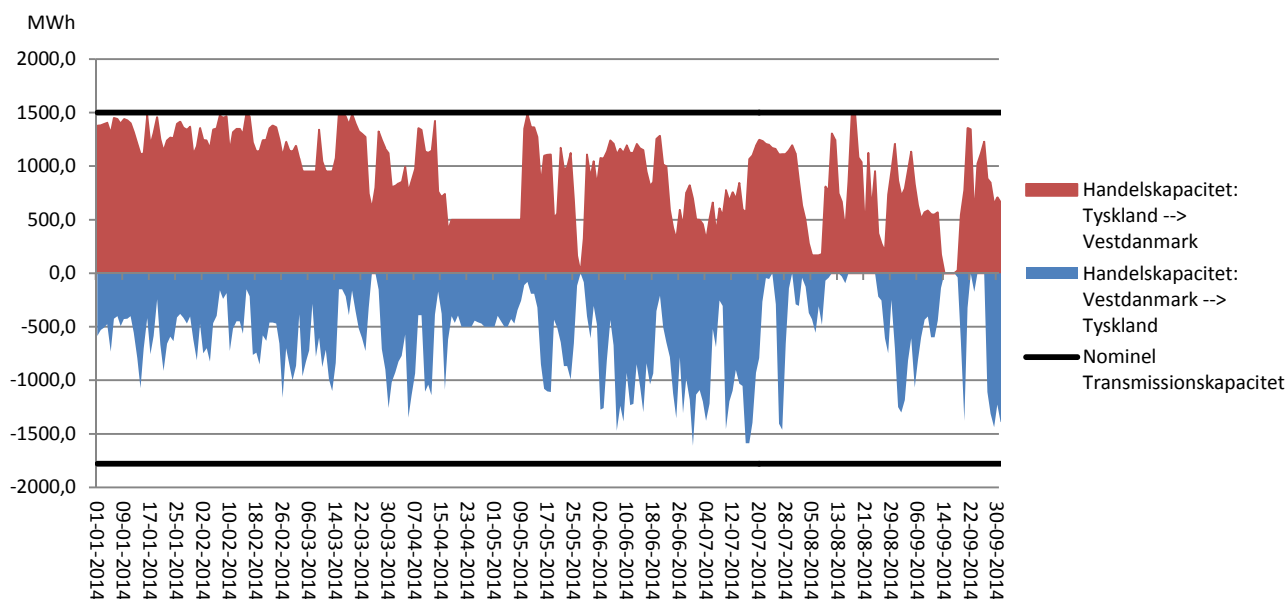
Figur 10: Udvikling i handelskapaciteten til Norge og på Storebæltsforbindelsen

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

Note: Gennemsnitlig daglig udvikling i handelskapaciteterne mellem Vestdanmark og Norge (NO2) og for den elektriske Storebæltsforbindelse (Vestdanmark og Østdanmark). De røde og blå kurver viser handelskapaciteten, hvilket er den kapacitet, der stilles til rådighed for spotmarkedet. De sorte kurver viser den nominelle transmissionskapacitet, hvilket er den kapacitet, der maksimalt kan udveksles. Værdien af handelskapaciteterne og de nominelle transmissionskapaciteter fra Vestdanmark til Norge og Østdanmark til Vestdanmark er multipliceret med (-1), således at de vokser i negativ retning.

54. Handelskapaciteten på forbindelsen Vestdanmark-Tyskland har over en årrække været faldende. I 1.-3. kvartal 2014 har handelskapaciteten haft et varierende omfang, hvor der ofte har været begrænset kapacitet til rådighed for markedet, jf. figur 11. 32 pct. af kapaciteten var i gennemsnit tilgængelig for markedet i retningen fra Danmark til Tyskland, mens ca. 61 pct. af kapaciteten var tilgængelig for markedet i den modsatte retning.

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

Figur 11: Udvikling i handelskapaciteten mellem Vestdanmark og Tyskland

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

Note: Gennemsnitlig daglig udvikling i handelskapaciteterne mellem Vestdanmark (Jylland og Fyn) og Tyskland. De røde og blå kurver viser handelskapaciteten, hvilket er den kapacitet, der stilles til rådighed for spotmarkedet. De sorte kurver viser den nominelle transmissionskapacitet, hvilket er den kapacitet, der maksimalt kan udveksles. Værdien af handelskapaciteten og den nominelle transmissionskapacitet fra Vestdanmark til Tyskland er multipliceret med (-1), således at de vokser i negativ retning.

Case study Nr. 2: Kapacitet til Tyskland

Den tilgængelige overførselskapacitet mellem Vestdanmark og Tyskland (DK1-DE) har i længere tid været reduceret i forhold til den nominelle kapacitet på kablet. Den reducerede handelskapacitet kan tilskrives en stigende vindindfødning 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.

TenneT planlægger bl.a. at udbygge to forbindelser og etablere en ny forbindelse i Nordtyskland mellem Brunsbüttel og Süderdonn, som kan være med til samlet set at udbygge kapaciteten mellem Vestdanmark og Tyskland. Indtil den tyske udbygning af nettet er gennemført vil kapacitetssituationen være meget anspændt. Ifølge den tyske plan for udbygningen af nettet skal de store udbygninger være færdige mellem 2018 og 2020.

Resultatet er, at der i mange timer ikke kan eksporteres den mængde el fra Danmark til Tyskland, som den fysiske kapacitet giver mulighed for, og som markedet efterspørger. Effekten kan ses både på markedet for måneds- og årsprodukter (PTR) og i spotmarkedet.

TSO'erne udbyder ikke årskapacitet mellem Vestdanmark og Tyskland i 2015. Dette gælder for begge retninger. På månedsauktionerne vil der blive udbudt 250 MW i nordgående retning, mens den månedlige kapacitet i sydgående retning vil være "nul" i det første halvår af 2015. I andet halvår forventes der en månedlig kapacitet på cirka 150 MW.

Udover den årlige og månedlige kapacitet er den daglige kapacitet på spotmarkedet til tider også stærkt begrænset. Kapacitetsbegrænsninger på grænsen skyldes primært udfordringer i det tyske transmissionsnet. Den tyske beslutning om at nedlægge alle atomkraftværker frem mod 2022 samt nedlæggelse af konventionelle værker har forårsaget yderligere restriktioner i det tyske net.

TenneT og Energinet.dk har afholdt et seminar for markedsaktører i december 2013, hvor kapacitetssituationen er gennemgået, og der er redegjort for baggrunden for den reducerede kapacitet.

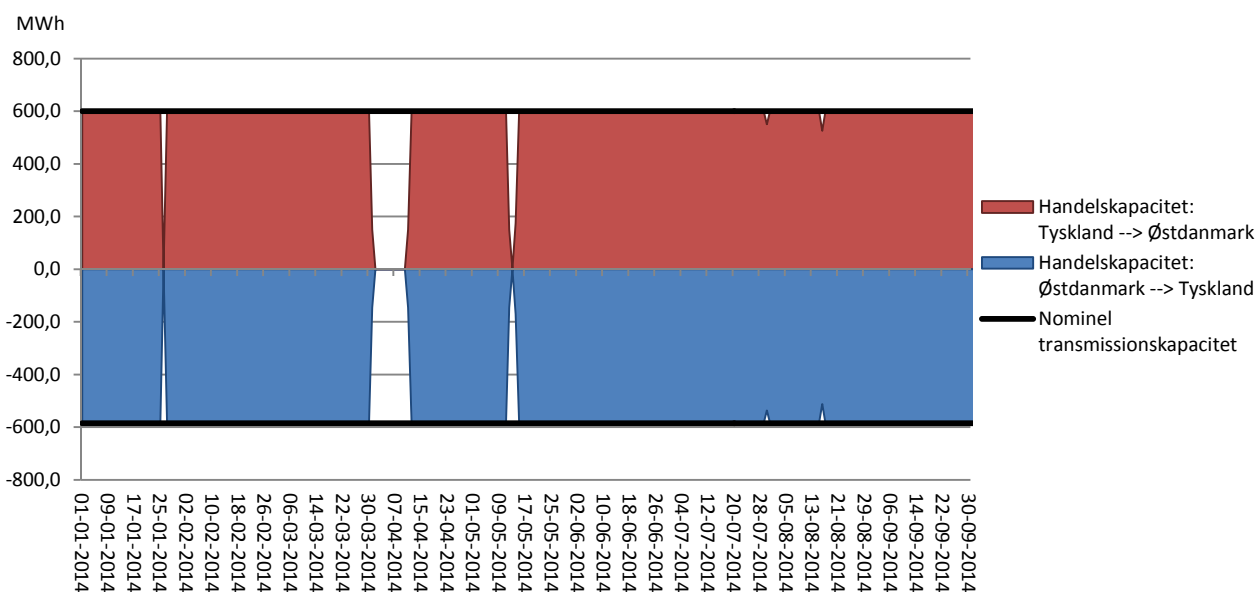
Som et forsøg på at finde en kortsigtet løsning, har TenneT og Energinet.dk fået udarbejdet en analyse, som undersøger en ny model til at øge overførselskapaciteten mellem Vestdanmark og Tyskland. I modellen bruges modhandel på begge sider af grænsen til at øge kapaciteten på spotmarkedet. Undersøgelsen analyserer de samfundsøkonomiske effekter i Danmark, Tyskland og Europa (ændringer i flaskehalsindtægter, producent- og konsumentrente og udgifter til modkøb sammenlignet med et referencescenarie) ved anvendelse af en modhandelsmodel.

Studiet, der er udarbejdet af Institut for elsystemer og energiøkonomi på Aachen Universitet, viser, at modellen samlet set giver et velfærdstab for hhv. Tyskland og Danmark. Større kapacitet på spotmarkedet mellem Danmark og Tyskland vil resultere i større priskonvergens mellem Tyskland og Vestdanmark. Større priskonvergens vil give danske producenter en bedre afregningspris og danske forbrugere en højere elpris (og omvendt i Tyskland). Omkostningerne, som en modhandelsmodel vil medføre, kan ikke oppebæres af øgede handelsgevinster og flaskehalsindtægter. Fra et europæisk synspunkt vil modellen medføre handelsgevinster og en svag, positiv velfærdsgevinst.

56. På Kontek-forbindelsen (Østdanmark og Tyskland) var en betydelig højere andel af kapaciteten til rådighed for markedet, end det har været tilfældet for forbindelsen mellem Vestdanmark og Tyskland. I 1.-3. kvartal 2014 har der kun været få perioder med begrænset kapacitet mellem Østdanmark og Tyskland. 95 pct. af den maksimale kapacitet var således i gennemsnit til rådighed for markedet i begge retninger, jf. figur 12.

57. Det ses af figur 12, at der i perioden 31. marts – 11. april 2014 ikke har været et flow mellem Østdanmark og Tyskland. Dette skyldtes vedligeholdelse i nævnte periode.

Figur 12: Udvikling i handelskapaciteten mellem Østdanmark og Tyskland



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

Note: Gennemsnitlig daglig udvikling i handelskapaciteterne mellem Østdanmark (Sjælland) og Tyskland. De røde og blå kurver viser handelskapaciteten, hvilket er den kapacitet, der stilles til rådighed for spotmarkedet. De sorte kurver viser den nominelle transmissionskapacitet,

hvilket er den kapacitet, der maksimalt kan udveksles. Værdien af handelskapaciteten og den nominelle transmissionskapacitet fra Østdanmark til Tyskland er multipliceret med (-1), således at de vokser i negativ retning.

6. Flaskehalse

58. Der har været flaskehalse på Øresundsforbindelsen i 1.-3. kvartal 2014, jf. figur 13. Varighedskurven viser, at prisen i Østdanmark var højere end spotprisen i Sverige (prisområde 4) i 1.047 timer. I den resterende tid (5.505 timer, hvilket svarer til 84 pct. af tiden) var der ens priser mellem Østdanmark og Sveriges prisområde 4.

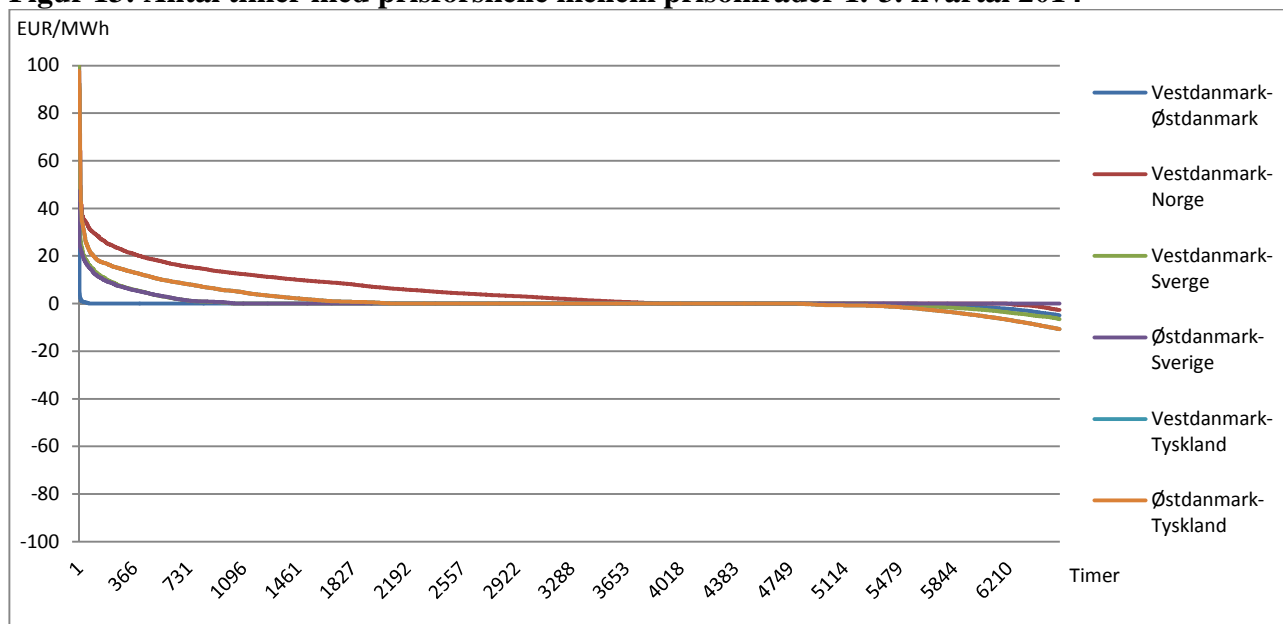
59. I prisområderne Vestdanmark og Østdanmark, som den elektriske Storebæltsforbindelse forbinder, var prisen ens i 84 pct. af tiden, mens spotprisen var højere i Østdanmark i 15 pct. af tiden. Slutteligt var spotprisen højere i Vestdanmark i 1 pct. (72 timer) af tiden jf. figur 13.

60. På Skagerrakforbindelsen (DK1-NO2) var der ens priser 35 pct. af tiden i 1.-3.kvartal 2014, hvor prisen hovedsageligt var højest i Vestdanmark den resterende tid (60 pct.), jf. figur 13. Den lave andel af ens spotpriser skyldes bl.a. udfordringer i det norske eltransmissionsnet og eftersyn af kablerne i Norge, hvilket har betydet en lavere kapacitet på forbindelsen end normalt.

61. På Kontiskan-forbindelsen (DK1-SE3) har der været ens priser 64 pct. af tiden, hvor prisen hovedsageligt var højest i Sverige (20 pct.) i den resterende tid, jf. figur 13.

62. Der er fortsat en lav grad af ens spotpriser mellem Danmark og Tyskland. Der var flest flaskehalse på udlandsforbindelsen mellem Østdanmark og Tyskland, hvor spotpriserne gennemsnitligt var ens i 45 pct. af tiden. I den resterende tid var spotprisen hovedsageligt højest i Østdanmark, jf. figur 13. På forbindelsen mellem Vestdanmark og Tyskland var spotpriserne ens i gennemsnitlig 47 pct. af halvåret. I den resterende tid var spotprisen højest i Tyskland i 32 pct. af tiden. I 21 pct. af tiden var den tyske spotpris lavest.

Figur 13: Antal timer med prisforskelle mellem prisområder 1.-3. kvartal 2014



Kilde: Energinet.dk, Sekretariatet for Energitilsynet

Note: Varighedskurve for flaskehalse mellem prisområderne for 1.-3. kvartal 2014, opgjort i EUR/MWh. *Eksempel på aflæsning:* I 3576 timer har spotprisen været højere i Vestdanmark (DK1) i forhold til Norge (NO2).

63. TSO'erne opnår flaskehalsindtægter ved transport af elektricitet gennem transmissionsforbindelser med flaskehalse. Flaskehalsindtægterne bestemmes ved at multiplicere spotprisforskellen mellem to områder med markedskoblingsstrømmen. Der har i 1.-3. kvartal 2014 været større flaskehalsindtægter på den elektriske Storebæltsforbindelse end i tidligere år. Det skyldes især, at der har været færre timer med ens priser i Danmark. Ved flaskehalse har spotprisen hovedsageligt været højest i Østdanmark.

64. De største flaskehalsindtægter kommer fra Skagerrak-forbindelsen (Vestdanmark og Norge) og udlandsforbindelsen mellem Vestdanmark og Tyskland, jf. tabel 11. Det skyldes især store prisforskelle ved flaskehalse mellem Vestdanmark og Norge og for forbindelsen (DK1-DE) en begrænset handelskapacitet på grænsen mellem Vestdanmark og Tyskland.

65. 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 11. For 2015 vil det ikke længere være muligt at købe årskapacitet til Tyskland over grænsen pga. det pressede nordtysk elnet. Det vil fortsat være muligt at købe årskapacitet i modsatte retning – fra Tyskland til Vestdanmark.

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

Tabel 11: Flaskehalsindtægter 1.-3. kvartal 2014

(1.000) EUR	Januar	Februar	Marts	April	Maj	Juni	Juli	August	September	Sum
DK1 - DK2	352	512	335	239	447	319	18	1.400	394	4.016
DK1 - NO2	2.190	2.660	2.542	1.440	6.286	8.617	2.787	2.364	2.125	31.011
DK1 - SE3	975	1.092	1.010	1.030	1.083	330	632	996	947	8.095
DK2 - SE4	1.655	1.513	113	1.416	164	211	162	58	343	5.635
DK2 - DE	2.628	1.799	2.413	1.108	2.056	848	735	3.041	1.240	15.868
DK1 - DE	2.793	2.121	2.391	1.933	2.082	1.008	557	2.798	1.167	16.850
DK1 - DE: Månedsauktion	802	676	320	279	155	363	246	-	-	2.841
DK1-DE:Årsauktion	348	314	348	337	314	337	348	348	259	2.953
DK2 - DE: Månedsauktion	487	408	364	260	279	422	377	458	555	3.610
DK2-DE: Årsauktion	631	570	610	346	530	611	631	631	611	5.171

Kilde: Energinet.dk, Nord Pool Spot

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

7 Markedskobling

67. Ved prisforskelle mellem to prisområder ønskes der et flow af elektricitet fra lavprisområdet til højprisområdet for at minimere prisforskellen mellem områderne. I visse tilfælde løber flowet ikke som planlagt.

68. 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 intraday handel eller Energinet.dk's udveksling af regulerkraft mellem prisområder.

69. På den elektriske Storebæltsforbindelse (DK1-DK2) har der i 1.-3. kvartal 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 12. I størstedelen af tilfældene med flaskehalse har prisen været højest i Østdanmark, og flowet har været planlagt fra lavprisområdet Vestdanmark til højprisområdet Østdanmark. Manglende flow ved prisforskelle skyldes planlagt vedligeholdelse på forbindelsen.

70. Der har ikke været problemer med Skagerrakforbindelsen (DK1-NO2) og Konti-Skan forbindelsen (DK1-SE3) i 1.-3. kvartal 2014, da tilfældene med forkert planlagt flow ved prisforskelle skyldtes såkaldt ramping¹. Ramping-betingelserne gjorde det ikke muligt at planlægge korrekt flow fra lavprisområdet til højprisområdet, da flowet maksimalt kan ændres med 600 MW fra én time til den næste time, hvilket i visse timer ikke har været tilstrækkeligt til at ændre flowets retning.

71. Der har været planlagt korrekt flow ved flaskehalse på Øresundsforbindelsen (DK2-SE4) i hele perioden, jf. tabel 12.

72. Det fremgår af tabel 12, at der i april har manglet flow i 42 pct. af tiden mellem DK2 og DE. Årsagen skyldes vedligeholdelse af forbindelsen. Det manglende flow kunne også ses af figur 12, der viser udviklingen i handelskapaciteten mellem DK2 og DE. I maj har der manglet flow i 12 pct. af timerne, hvilket også skyldes vedligeholdelse af forbindelsen.

¹ Ramping betyder, at der er restriktioner på det planlagte flow på HVDC-forbindelser. Flowet på forbindelserne Konti-Skan (DK1-SE3), Skagerrak (DK1 – NO2), Storebælt (DK1 – DK2), Kontek (DK2-DE) og summen af Skagerrak og Konti-Skan må højst ændres med 600 MW fra én time til den næste. Ramping-restriktionerne er indlagt for at fastholde en sikker drift af elsystemet mellem prisområder. På forbindelsen mellem Vestdanmark og Tyskland er der ingen ramping-restriktion, da det er en DC-forbindelse. Hvis der ikke fandtes Ramping-restriktioner, dvs. der ikke fandtes en øvre grænse for en ændring af flowet, ville risikoen for ubalancer blive forøget.

Tabel 12: Planlagt handel på overførselsforbindelserne ved flaskehalse

Forbindelse	Prisforskelle og flow	jan-14		feb-14		mar-14		apr-14		maj-14		jun-14		jul-14		aug-14		sep-14	
		Procent	Antal timer	Procent	Antal timer	Procent	Antal timer	Procent	Antal timer	Procent	Antal timer	Procent	Antal timer	Procent	Antal timer	Procent	Antal timer	Procent	Antal timer
DK1 - DK2	Timer med prisforskelle		169		152		98		87		225		137		34		169		152
	Korrekt flow	100%	169	98%	149	100%	98	99%	86	79%	177	83%	114	100%	34	100%	169	98%	149
	Forkert flow	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0
	Manglende flow	0%	0	2%	3	0%	0	1%	1	21%	48	17%	23	0%	0	0%	0	2%	3
DK1 - NO2	Timer med prisforskelle		266		352		334		590		695		666		556		266		352
	Korrekt flow	93%	247	95%	334	95%	317	41%	243	87%	603	100%	663	98%	544	93%	247	95%	334
	Forkert flow	5%	13	3%	12	4%	12	2%	9	0%	1	0%	3	2%	12	5%	13	3%	12
	Manglende flow	2%	6	2%	6	1%	5	57%	338	13%	91	0%	0	0%	0	2%	6	2%	6
DK1 - SE3	Timer med prisforskelle		296		258		147		94		220		104		48		296		258
	Korrekt flow	94%	279	91%	234	89%	131	95%	89	95%	208	88%	92	48%	23	94%	279	91%	234
	Forkert flow	4%	12	5%	14	5%	8	5%	5	1%	3	2%	2	19%	9	4%	12	5%	14
	Manglende flow	2%	5	4%	10	5%	8	0%	0	4%	9	10%	10	33%	16	2%	5	4%	10
DK2 - SE4	Timer med prisforskelle		135		185		186		169		35		109		230		135		185
	Korrekt flow	100%	135	100%	185	100%	186	100%	169	100%	35	100%	109	100%	230	100%	135	100%	185
	Forkert flow	0%	0	0%	0	0%	0	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	0%	0	0%	0	0%	0
DK1 - DE	Timer med prisforskelle		468		366		496		467		392		238		323		468		366
	Korrekt flow	98%	459	99%	363	81%	402	99%	463	86%	337	98%	234	75%	243	98%	459	99%	363
	Forkert flow	2%	9	1%	3	2%	11	1%	4	0%	1	2%	4	7%	23	2%	9	1%	3
	Manglende flow	0%	0	0%	0	17%	83	0%	0	14%	54	0%	0	18%	57	0%	0	0%	0
DK2 - DE	Timer med prisforskelle		509		421		543		526		506		297		344		509		421
	Korrekt flow	96%	491	99%	418	96%	522	58%	305	88%	447	99%	293	99%	339	96%	491	99%	418
	Forkert flow	2%	10	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	2%	10	0%	0
	Manglende flow	2%	8	1%	3	4%	21	42%	221	12%	59	1%	4	1%	5	2%	8	1%	3

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

Note: Viser flowets planlagte retning ved prisforskelle mellem to prisområder. *Korrekt flow* viser antallet af timer, hvor flowet har været planlagt fra lavprisområdet til højprisområdet. *Forkert flow* viser antallet af timer, hvor flowet har været planlagt fra højprisområdet til lavprisområdet. Benævnes ligeledes adverse flow. *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 andelen ikke i alle tilfælde til 100 pct.

8 Ordforklaring

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.
Blokbud	Et bud på salg eller køb af el, der består af en mængde, en pris og et tidsinterval bestående af et antal sammenhængende timer (hos Nord Pool Spot må et blok bud række over mindst 3 timer). Et blok-bud er <i>fill-or-kill</i> : 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 finansiell 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.
CfD	[CfD, Contract for difference] En finansiell 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	Intra-day marked 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
Intra-day	Produkt med levering af el samme dag som kontrakten indgås. Handel med el efter kl. 12 (centraleuropæisk tid) kaldes dog også intra-day handel, dersom leveringstidspunktet er den følgende dag.
ITVC	[ITVC, Interim Tight Volume Coupling] ITVC var en midlertidig markedskoblingsløsning på alle forbindelser mellem Norden og det centrale Vesteuropa. ITVC var baseret på volumenkobling og gennemførtes af EMCC. Den 4. marts 2014 blev ITVC erstattet af PCR.
Kontek	Forbindelsen mellem DK2 og Tyskland
Konti-Skan	Forbindelsen på elmarkedet mellem DK1 og SE3
LFC	[LFC, Load Frequency Control] Sekundær reserve i DK1. Symmetrisk ydelse, der købes månedligt. Bruges af Energinet.dk til at sikre forsyningssikkerheden.
Markedsandel	Den mængde el som sælges på et marked i forhold til den samlede produktion og forbrug
Markedskoblingsstrøm	For elmarkedet fastsætter spotbørserne ikke alene spotpriserne for

	den følgende dag. Spotbørserne beregner også planerne for den næste dags energistrømme over elnettets flaskehalse (for de områder, hvor der er markedskobling eller markedssplitting). Disse planlagte energistrømme kan senere ændres af grænseoverskridende intra-day handel eller af TSO'ernes grænseoverskridende udveksling af regulér-energi.
Market coupling/markedskobling	Når to børser håndterer strømmen henover den grænse, hvor de to børser mødes
Market splitting/markedssplitting	Når en børs håndterer strømmene over flaskehalsene i børsens eget område
Nasdaq OMX commodities	Finansiell 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 regulér-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 markedsakører 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. Malmø
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 (centraleuropæisk tid) fastsætter spotbørserne en spotpris for hver time for den følgende dag. Spotpriserne for den følgende dag publiceres normalt kort før kl. 13 (centraleuropæisk tid). Eksempler på spotbørser: I Baltikum og Norden har vi spotbørsen Nord Pool Spot. I Tyskland, Frankrig, Østrig og 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 kontinueret 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 markedsakørerne. Den danske TSO er Energinet.dk, der ejer og driver transmissionsnettene i Dan-

	mark. Generelt er en TSO en aktør der ejer højspændingsnettet i sit område og er ansvarlig for områdets forsyningssikkerhed. 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

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
	1 GWh = 1.000 MWh = 1.000.000 kWh = 1.000.000.000 Wh