



ENERGITILSYNET

Sekretariatet for Energitilsynet

Overvågning af de danske engrosmarkeder for elektricitet og gas

Kvartalsrapport - 3.kvartal 2012

Indholdsfortegnelse

1. Forord	2
-----------------	---

Det danske engrosmarked for naturgas

2 Produktion, forbrug og eksport.....	3
3 Lager.....	4
4 Nord Pool Gas	5
5 Day-ahead prisudvikling	8
5.1 Prisudvikling i Danmark	8
5.2 Prisudvikling i Europa.....	8
6 Ellund	10
6.1 Flow i Ellund.....	10
6.2 Flaskehalse i Ellund	10
6.3 Afbrud i Ellund	11
7 To prisregimer	12

Det danske engrosmarked for elektricitet

8 Produktion, forbrug og eksport.....	13
9 Day-ahead prisudvikling	16
9.1 Prisudvikling i Danmark	16
9.2 Prisudvikling i Europa.....	17
9.3 Følger danske spotpriser de højeste priser?.....	18
10. Systemydelser.....	19
11 Kapacitet.....	19
12 Flaskehalse	22
13 Markedskobling.....	23

1. Forord

Som en del af Sekretariatet for Energitilsynets markedsovervågning af engrosmarkederne for elektricitet og naturgas udarbejdes der kvartalsvise markedsrapporter, der på baggrund af en række indikatorer beskriver udviklingen på engrosmarkederne.

Der henvises til ”*Overvågning af de danske engrosmarkeder for elektricitet og naturgas – 1. kvartal 2012*” for markedsbeskrivelser og historisk udvikling i de forskellige indikatorer for elektricitet og naturgas i Danmark.

Tidligere skrevne rapporter kan findes på Energitilsynets hjemmeside under publikationer.

Det danske engrosmarked for naturgas

2 Produktion, forbrug og eksport

Den danske produktion og forbrug af naturgas i 2012 har generelt været lavere end de foregående år, hvilket blandt andet skyldes, at 2012 har været et varmt år. Dette fremgår af antallet af graddage, hvor størstedelen af månederne har været varmere end normalåret, jævnfør tabel 1. Et lavere gradtal end normalåret indikerer, at måneden har været varmere end normalt. Det fremgår, at der i 3. kvartal 2012 især har været varmere i august end gennemsnitligt.

Danmark er fortsat nettoeksportør af naturgas, og i 3. kvartal 2012 har den danske eksport især været til det tyske marked. I juli var 2/3 af eksporten til Tyskland, mens den resterende eksport var nogenlunde ligeligt fordelt mellem Holland og Sverige. I august og september modtog det tyske marked cirka 50 procent af den danske eksport, mens resten blev fordelt mellem Holland og Sverige. Der blev importeret naturgas fra Tyskland i første halvdel af september 2012, hvilket beskrives nærmere i figur 10 *Flow i Ellund*.

Tabel 1: Produktion, forbrug og nettoeksport

Måned	Produktion	Forbrug	Lagertræk	Import	Nettoeksport	Eksport			Graddage (normalår)
				Tyskland		Holland	Sverige	Tyskland	
Januar 2012	567	417	85	18	235	95	154	4	446 (519)
Februar 2012	521	453	196	5	261	88	158	20	482 (486)
Marts 2012	491	299	-15	7	178	84	101	0	327 (444)
April 2012	506	261	-16	0	229	88	70	71	290 (311)
Maj 2012	503	174	-40	0	292	84	51	156	124 (154)
Juni 2012	433	149	-4	0	283	87	48	148	87 (58)
Juli 2012	407	99	-55	0	257	41	42	174	20 (22)
August 2012	360	118	-59	0	186	54	45	86	8 (18)
September 2012	341	143	-35	11	166	33	53	91	88 (91)

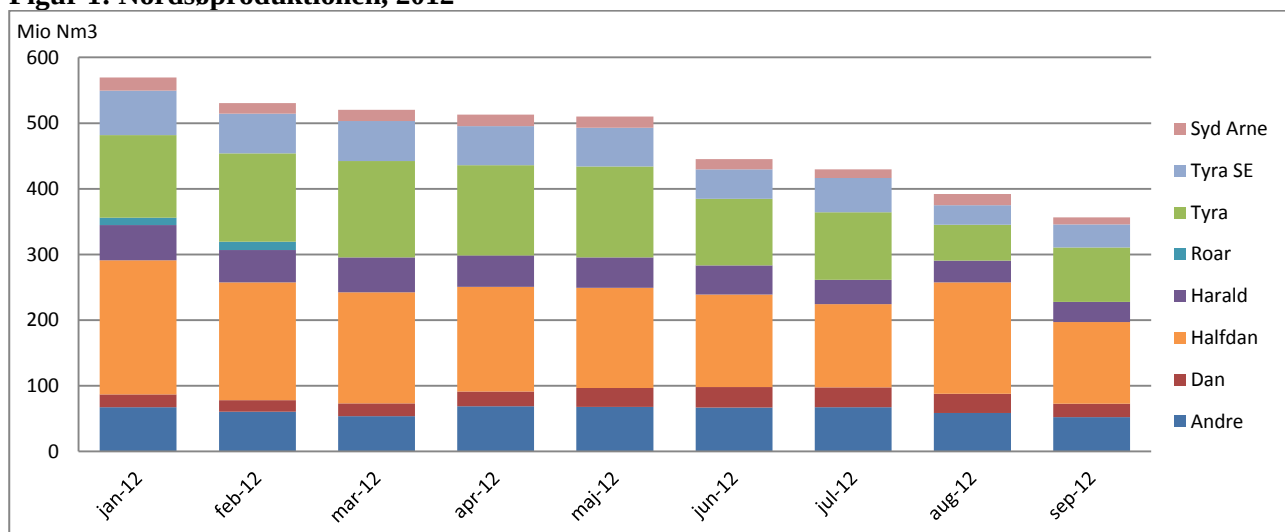
Kilde: Energistyrelsen, Teknologisk Institut.

Note: Viser produktion, forbrug, nettoeksport, import og eksport i 2012, opgjort i mio. Nm³. Feltet *Produktion* indeholder kun salgsgas. Feltet *Forbrug* er fratrullet eget forbrug og offshore, og består derfor af forbrug i Jylland, på Fyn og Sjælland. Feltet *Lagertræk* viser udtrækket fra gaslagrene i Danmark. Positiv værdi er et udtræk fra gaslagrene, mens en negativ værdi er lagring af gas. Feltet *Nettoeksport* er eksport til Tyskland, Holland og Sverige fratrullet import fra Tyskland. Feltet *Graddage* viser hvor koldt der har været. Der er inddraget EMO-graddage (skyggegraddage), hvilke er uafhængig af fyringssæsonen. Normalåret har 3112 EMO-graddage, og tallene i parentes viser månedens antal af graddage for et normalår.

Produktionen i den danske del af Nordsøen har været faldende i 2012, jævnfør figur 1. Det skyldes hovedsageligt fald i gasproduktionen hos felterne Tyra, Harald og Halfdan. I 3. kvartal 2012 har den gennemsnitlige månedlige produktion af naturgas fra de danske felter i Nordsøen været cirka 400 millioner Nm³ per måned, hvilket er et fald på cirka 30 og 20 procent af produktionen i forhold til 1. og 2. kvartal 2012.

Det er i 3. kvartal 2012 fortsat feltet Halfdan, der producerer den største mængde naturgas i den danske del af Nordsøen. Produktionen har været mellem 124 til 170 millioner Nm³ per måned, hvilket svarer til omkring 1/3 af den samlede danske produktion. Den næststørste produktion foregår på feltet Tyra, der i gennemsnit har leveret 1/5 af den danske gasproduktion fra Nordsøen.

Der var en lav produktion af naturgas i september 2012, hvilket blandt andet skyldes, at gasproduktionen fra Nordsøen i slutningen af august blev indstillet, da der var konstateret en lækage på Tyra Vest. Hændelsen stræk sig fra 31. august og indtil 7. september, hvor produktionen fra Nordsøen blev igangsat igen.

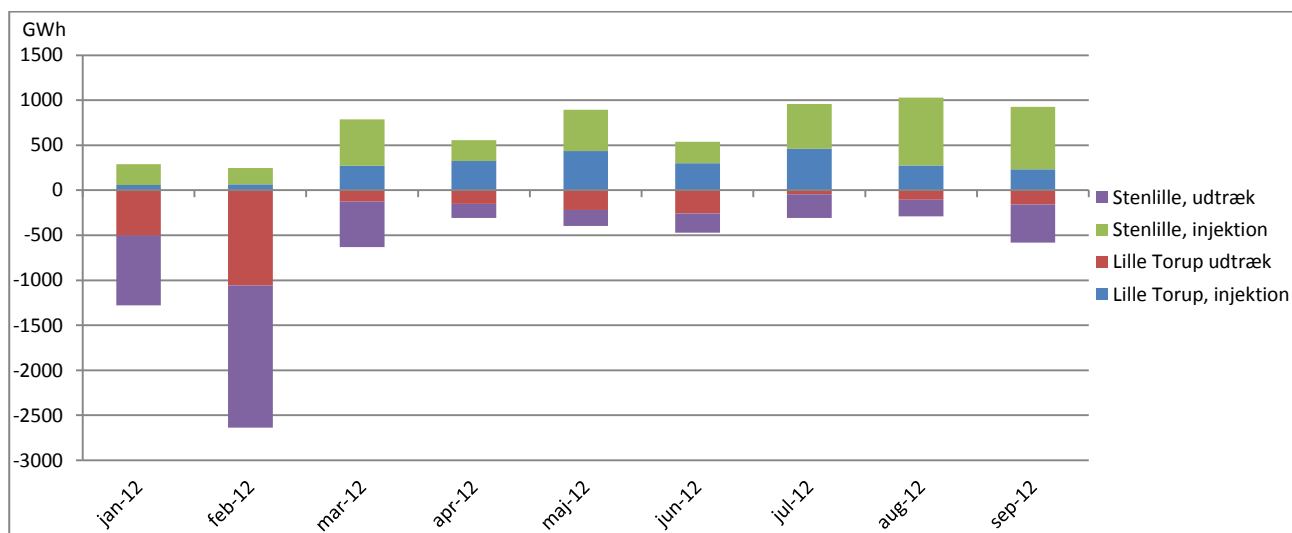
Figur 1: Nordsøproduktionen, 2012

Kilde: Energistyrelsen.

Note: Den samlede produktion af naturgas på danske felter i Nordsøen, 2012. Produktionen fra Igor og Sif indgår i Halfdan. Andre: Cecilie, Dagmar, Gorm, Kraka, Lulita, Nini, Regnar, Rolf, Siri, Skjold, Svend og Valdemar.

3 Lager

Det danske gasforbrug varierer med årstiderne, hvor der er størst forbrug om vinteren. 3. kvartal 2012 har hovedsagelig været præget af injektion i gaslagrene. Der var i juli 2012 en samlet injektion på cirka 960 GWh, hvilket er et fald på cirka 20 procent i forhold til året før. Der var i både august og september 2012 en samlet injektion på cirka 1030 og 930 GWh, hvilket er en stigning på over 50 procent i forhold til samme periode året før. Størstedelen af injektionen i 3. kvartal 2012 har været i DONG's gaslager Stenlille.

Figur 2: Udvikling i injektion og udtræk, 2012

Kilde: Dong Storage (Stenlille), Energinet.dk gaslager (Lille Torup).

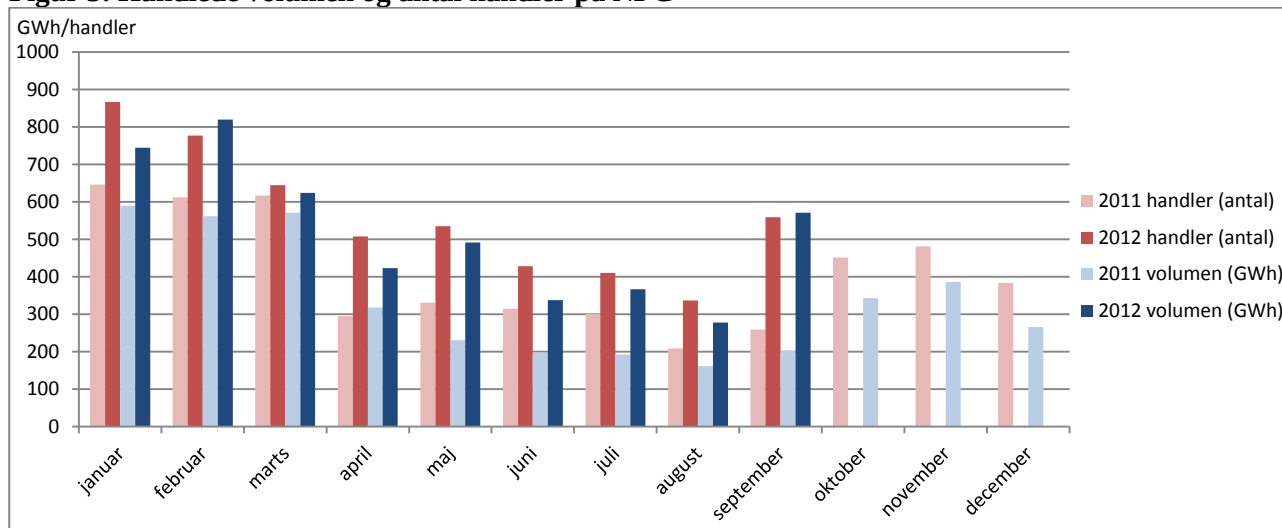
Note: Udviklingen i injektion og udtræk i 2012. Data er opgjort i GWh og er på månedsbasis.

4 Nord Pool Gas

Den danske gasbørs, Nord Pool Gas, er fortsat ind i 3. kvartal 2012 med en stigende aktivitet, jævnfør figur 3. Der blev foretaget væsentligt flere handler end samme kvartal året før, hvor der især i september 2012 har været handlet en masse på gasbørsen. Der blev foretaget 559 handler, hvilket er mere end en fordobling siden samme måned året før. Det skyldes især det forømtalte nedbrud i gasproduktionen i den danske del af Nordsøen, der medførte en større aktivitet på gasbørsen i starten af september. Hændelsen i Nordsøen har været med til at vise, at den danske gasbørs har fungeret efter hensigten.

Der har ligeledes været en stigning i den handlede volumen på gasbørsen, jævnfør figur 3. Den handlede volumen i 3. kvartal 2012 har for hver måned været højere end året før. I juli 2012 var den samlede handlede volumen på 366 GWh, hvilket er en stigning på 90 procent i forhold til juli året før. I august 2012 var stigningen på over 70 procent, mens der i september 2012 var en stigning i den handlede volumen på 182 procent i forhold til september 2011. Som tidligere nævnt formodes afslutningen af gasåret og nedbruddet i Nordsøen at have været medvirkende hertil. Generelt er udviklingen på gasbørsen, at der bliver foretaget flere handler med en større handlet volumen, og den gennemsnitlige handelskontrakt er nu omkring 40 MW.

Figur 3: Handlede volumen og antal handler på NPG



Kilde: Nord Pool Gas.

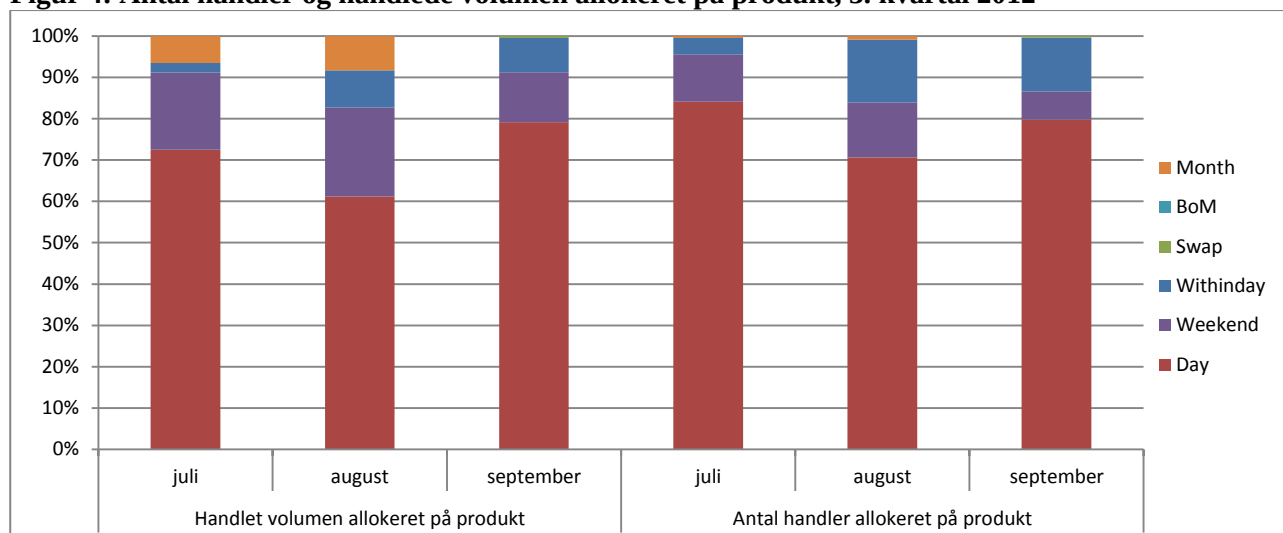
Note: Udviklingen i antallet af handler (antal) og handlede volumen i GWh på månedsbasis i 2011 og 2012.

Størstedelen af aktiviteten på NPG foregår stadig på Day ahead produktet, jævnfør figur 4. Dette er gældende både for antallet af handler og den handlede volumen. I 3. kvartal 2012 har cirka 60 – 80 procent af den handlede volumen været på Day ahead produktet, hvor niveauet var cirka 75 – 85 procent i 2. kvartal 2012. Den lavere andel skyldes især, at der er blevet handlet en større volumen på Weekend produktet i 3. kvartal 2012. Det må anses som positivt for markedet, at aktiviteten i større grad fordeles ud over flere produkter, selvom Weekend produktet i princippet er et Day ahead produkt med levering lørdag og søndag. Weekend produktet har for de tre første kvartaler af 2012 stået for 14 % af den samlede volumen på gasbørsen, og ser ud til at blive et endnu vigtigere produkt på gasbørsen.

Mellem 70 – 85 % af alle handler i 3. kvartal 2012 har været på Day ahead produktet, hvilket ligeledes er lavere end kvartalet før. Der er i stedet blevet foretaget flere handler på både Weekend produktet og Withinday produktet. Der har ikke været foretaget én eneste handel på BoM produktet, mens der blev foretaget to handler på Swap produktet i september, og disse produkter må derfor betegnes som illikvide.

Som nævnt i markedsrapporten for 2. kvartal 2012 startede DONG Energy som Market Maker på månedsproduktet d. 1. maj 2012. Henover en tre-måneders periode indsendte DONG Energy dagligt købs- og salgsbud på en standard 30 MW kontrakt for at skabe større likviditet på produktet. Der blev i perioden kun foretaget seks handler på produktet, og initiativet kan ikke anses som en succes. Det kan til dels skyldes, at DONG Energy startede i sommerperioden, hvor interessen for handel generelt er lav. Det er derfor positivt, at DONG Energy har valgt at genoptage rollen som Market Maker på produktet igen fra 1. oktober 2012.

Figur 4: Antal handler og handlede volumen allokeret på produkt, 3. kvartal 2012

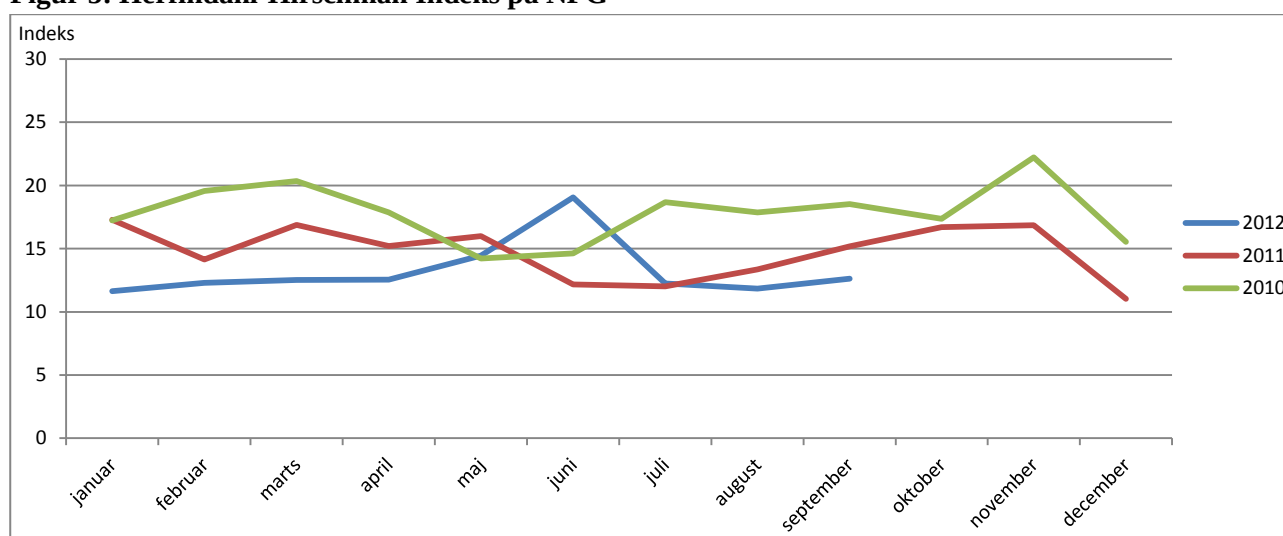


Kilde: Nord Pool Gas

Note: Udviklingen i handlet volumen allokeret på produkt og antal handler allokeret på produkt i 3. kvartal 2012. Data er opgjort på månedsbasis

Markedskoncentrationen på NPG måles ved hjælp af Herfindahl-Hirschmann Indekset (HHI), jævnfør figur 5. Det fremgår, at markedskoncentrationen på NPG i 3. kvartal 2012 kom tilbage på et mere passende niveau omkring indeks 12, efter at have været på indeks 19 i juni 2012. Et indeks mellem 10 – 18 indikerer, at det er et moderat-koncentreret marked, og målet vil være et ikke-koncentreret marked, hvilket er et indeks lavere end 10.

Figur 5: Herfindahl-Hirschman Indeks på NPG

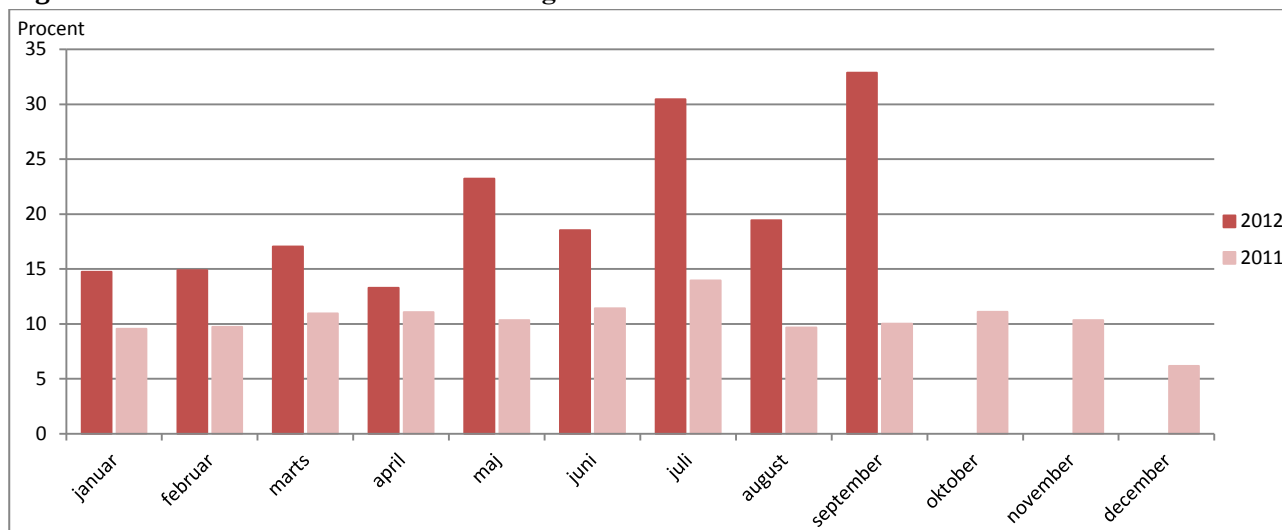


Kilde: Nord Pool Gas

Note: Herfindahl-Hirschman Indekset på NPG viser markedskoncentrationen fra 2010 og indtil september 2012. Indeks >10: ikke-koncentreret marked, indeks 10 – 18: moderat-koncentreret marked, indeks <10: koncentreret marked.

Den positive udvikling på gasbørsen afspejles ligeledes i gasbørsens andel af det danske forbrug, jævnfør figur 6. I juli 2012 havde NPG en markedsandel på 30 procent, hvilket er over en fordobling i forhold til samme måned året før. Andelen steg i august 2012 med knap 10 procentpoint i forhold til året før, og i september havde NPG en markedsandel på 32 procent af det danske forbrug. Samlet set har NPG's markedsandel i 3. kvartal 2012 været på cirka 28 procent af det danske forbrug. Udviklingen er med til at vise, at gasbørsen er blevet en vigtigere spiller på markedet, da en større del af forbruget handles henover børsen. Det skal have i mente, at NPG's andel af det danske forbrug ligeledes indeholder udenlandske aktørs handel, som for eksempel svenske virksomheder registreret på gasbørsen.

Figur 6: NPG's andel af det danske forbrug

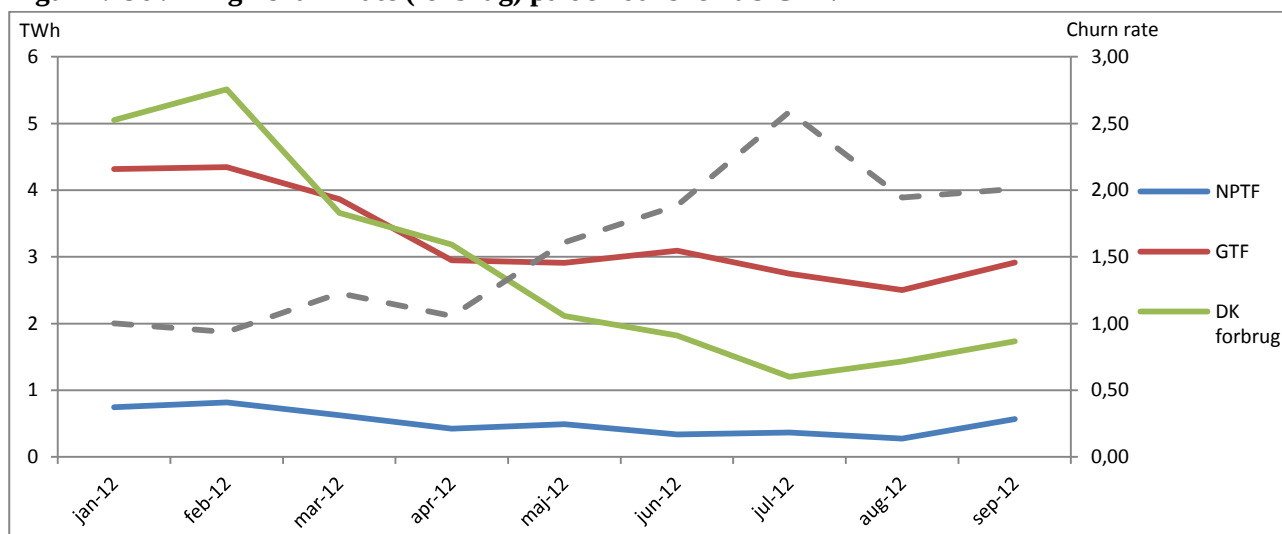


Kilde: Nord Pool Gas, Energinet.dk.

Note: NPG's andel af det danske forbrug i 2011 og 2012. Markedsandelen er beregnet som handlet volumen på NPG divideret med exitzonen.

Churn rate (forbrug) er en indikator for likviditeten på den danske gashub GTF/NPTF, hvilket har været opadgående for 3. kvartal 2012, hvilket til dels skyldes sæsonudsving. Den hidtil højeste churn rate var i juli 2012, hvor det lave danske gasforbrug medvirkede til den høje churn rate. Den danske gashub GTF/NPTF kan stadig ikke betegnes som likvidt, da det kræver en churn rate over 10.

Figur 7: Udvikling i churn rate (forbrug) på den danske hub GTF/NPTF



Kilde: Energinet.dk, Nord Pool Gas, SET's beregninger

Note: Udvikling i churn rate (forbrug) på den danske hub GTF/NPTF i 2012. Primær akse: Det danske forbrug og den handlede volumen på NPTF og GTF, opgjort i TWh. Sekundær akse: Churn rate (forbrug) = (NPTF + GTF) / DK forbrug.

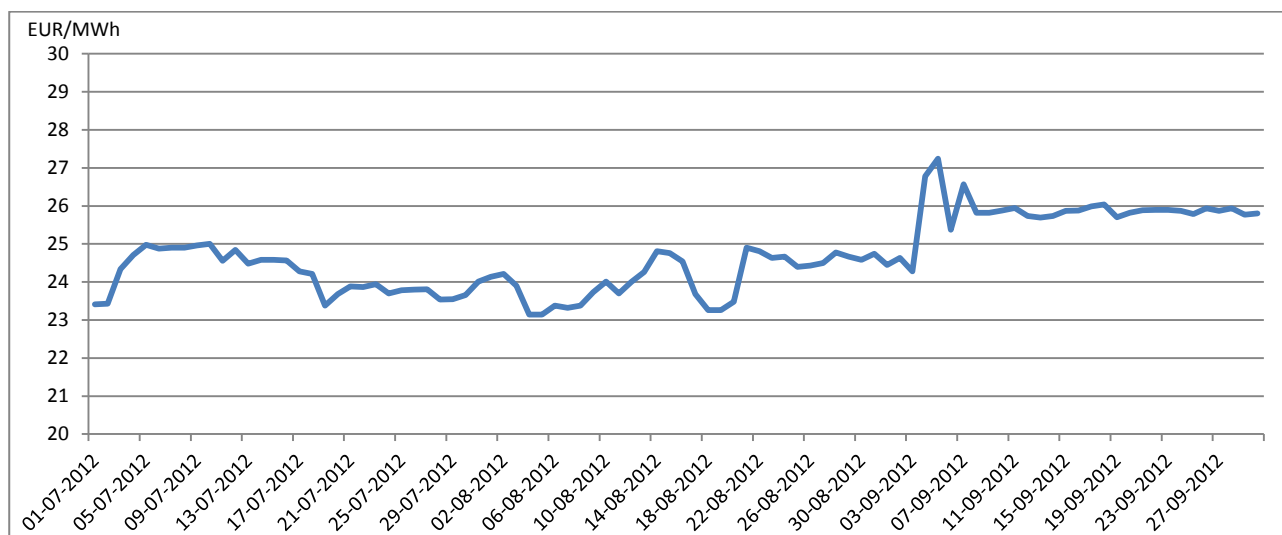
5 Day-ahead prisudvikling

5.1 Prisudvikling i Danmark

Gennemsnitsprisen for 3. kvartal 2012 var 24,7 EUR/MWh, hvilket er en stigning på 0,4 EUR/MWh i forhold til 2. kvartal 2012. Den daglige udvikling i spotprisen på NPG har i juli og august 2012 fastholdt nogenlunde samme prisniveau, jævnfør figur 8. Prisen har kun oplevet mindre udsving, og prisen har været mellem 23,14 og 25 EUR/MWh.

I september har den daglige pris været mellem 24,28 – 27,24 EUR/MWh. Starten af september måned var især præget af en prisstigning, da prisen steg fra 24,28 EUR/MWh d. 3. september til 26,78 EUR/MWh den efterfølgende dag. En af faktorerne for prisstigningen var nedbruddet i den danske del af Nordsøen, der bevirkede, at det danske forbrug i stedet skulle dækkes af gaslagrene, samt import fra Tyskland. Resten af måneden var gasprisen på NPG omkring 26 EUR/MWh.

Figur 8: Prisudvikling for spotprisen hos NPG, 3. kvartal 2012



Kilde: Nord Pool Gas.

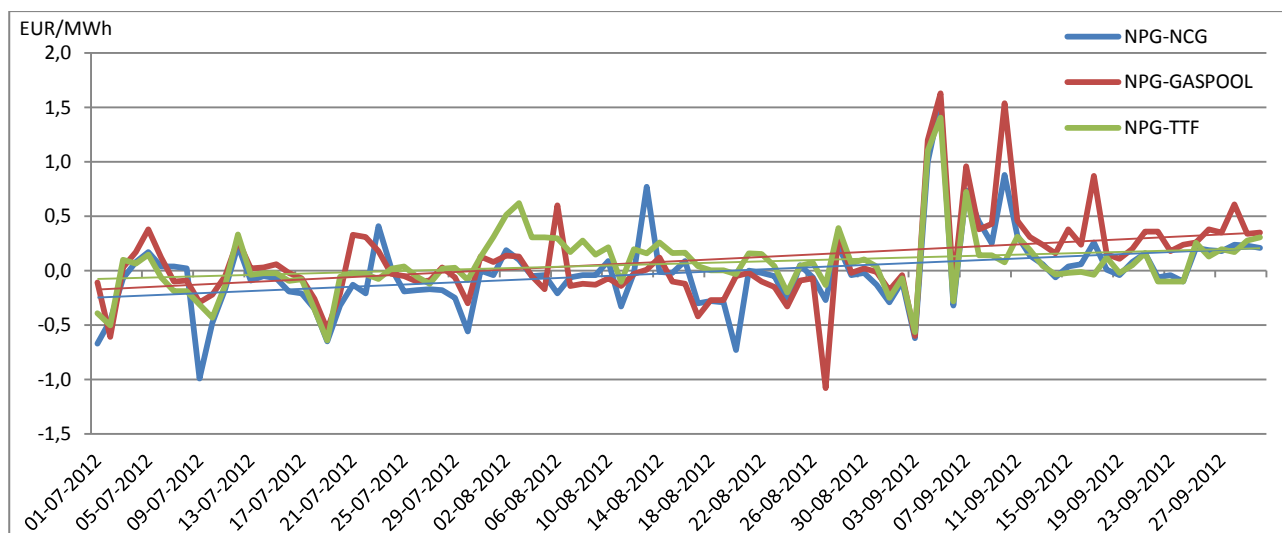
Note: Udviklingen i spotprisen hos Nord Pool Gas i 3. kvartal 2012. Mængderne er opgjort i EUR/MWh og er på dagsbasis.

5.2 Prisudvikling i Europa

Den daglige udvikling i prisforskelle for NPG i forhold til de tyske gashubs NCG og Gaspool, samt den hollandske gashub TTF viser, at de daglige spreads i spotpriserne har været indenfor + 1,63 EUR/MWh og – 1,08 EUR/MWh i 3. kvartal 2012. Den positive værdi indikerer, at NPG har været dyrest, men den negative viser, at spotprisen på NPG har været billigere.

Spotprisen hos NPG var generelt billigere end NCG, mens den var dyrere end både Gaspool og TTF i 3. kvartal 2012. NPG har ellers gennemsnitligt været billigere end Gaspool i både 1. og 2. kvartal 2012. De tyske gashubs lå på begge sider af den hollandske TTF, hvor NCG gennemsnitligt var dyrere, mens Gaspool var billigere.

En højere spotpris på NPG i starten af september hænger sammen med nedbruddet i den danske del af Nordsøen. Den dyrere gaspris på NPG disse dage er med til at vise, at tysk import og brugen af gaslagrene ikke blot kan benyttes som substitut for Nordsøproduktionen uden, at det påvirker prisen på gasbørsen.

Figur 9: Prisspreads mellem gasbørsen NPG og tyske/hollandsk gashubs

Kilde: Nord Pool Gas, NetConnect Germany, SET's beregninger.

Note: Udviklingen i prisspreads for NPG i forhold til den tyske gashub NCG EEX, NPG i forhold til den tyske gashub Gaspool EEX og NPG i forhold til den hollandske gashub TTF APX. Udviklingen er for 3. kvartal 2012, og mængderne er opgjort i EUR/MWh og er på dagsbasis. Negative værdier indikerer, at spotprisen på NPG har været billigere og positive værdier indikerer, at spotprisen på NPG har været dyrere. Der er indsat tendenslinjer for hver af de tre prisspreads.

I 3. kvartal 2012 har NPG haft den største priskorrelation med den hollandske TTF, jævnfør tabel 2. Generelt viser korrelation mellem NPG og TTF, at gaspriserne hos NPG følger udviklingen på den hollandske TTF.

I 3. kvartal 2012 var der i september den laveste priskorrelation mellem NPG og de tre nordvesteuropæiske hubs, hvilket hovedsageligt skyldes nedbruddet i Nordsøen. Nedbruddet fik en betydning for prisen på NPG, mens hændelsen ikke medførte samme prispåvirkning for hverken den hollandske gashub eller de to tyske gashubs. Det er med til at indikere, at det danske gasmarked er for småt til at kunne påvirke de udenlandske gashubs.

Tabel 2: Priskorrelation mellem NPG og nordvesteuropæiske hubs

Måned	NPG-NCG	NPG-Gaspool	NPG-TTF
Januar 2012	0,358	0,537	0,552
Februar 2012	0,977	0,985	0,988
Marts 2012	0,941	0,944	0,966
April 2012	0,473	0,482	0,732
Maj 2012	0,827	0,917	0,961
Juni 2012	0,378	0,533	0,339
Juli 2012	0,861	0,910	0,930
August 2012	0,915	0,910	0,961
September 2012	0,696	0,587	0,771

Kilde: Nord Pool Gas, NetConnect Germany, SET's beregninger.

Note: Pearson korrelationskoefficienter mellem priser for NPG og henholdsvis NCG EEX, Gaspool EEX og TTF APX på månedsbasis i 2012. Korrelationskoefficienterne kan have en værdi i intervallet -1 og 1. En koefficient på 1 er ensbetydende med priskorrelation på 100 procent.

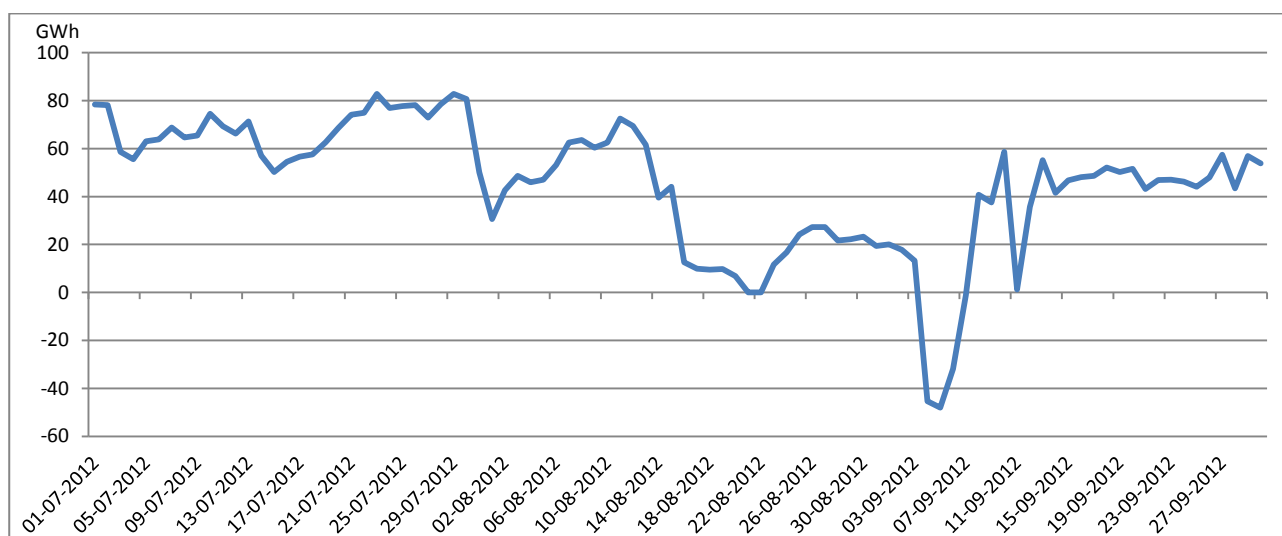
6 Ellund

6.1 Flow i Ellund

Danmark har eksporteret naturgas til Tyskland via punktet Ellund i størstedelen af 3. kvartal 2012, jævnfør figur 10. Der blev eksporteret mellem 50 – 80 GWh/dag i juli, mens eksporten har været mere svingende i august og september. Der var lav eksport over punktet Ellund fra d. 16 – 25. august, hvor der enkelte dage slet ikke var eksport til Tyskland. Den manglende eksport skyldes hovedsagelig, at DUC's eksportmængder mod punktet Nybro var reduceret i denne periode.

Der var i slutningen af august konstateret en lækage på Tyra Vest, hvorved gasproduktionen fra Nordsøen blev indstillet. Hændelsen stræk sig fra 31. august og indtil 7. september, hvorefter produktionen fra Nordsøen blev igangsat igen. Energinet.dk vurderede ikke situationen som kritisk, da resten af systemet i Danmark kunne dække det danske forbrug i perioden. De første par dage efter hændelsen blev det danske forbrug dækket af gaslagrene Lille Thorup og Stenlille. Derudover betød hændelsen en stigende aktivitet på den danske gasbørs. Fra d. 4. september vendte flowretningen på punktet Ellund, således der blev importeret naturgas fra Tyskland, hvilket ligeledes fremgår af figur 10. Importen fra Tyskland varede indtil 7. september, hvor gasproduktionen i Nordsøen kom i gang igen, og forsyningssituationen blev normaliseret. D. 11. september var der igen reducerede gasmængder fra DUC mod punktet Nybro, hvilket bevirkede en lav eksport mod Tyskland. Resten af september var eksporten til Tyskland omkring 50 GWh/dag.

Figur 10: Flow i Ellund

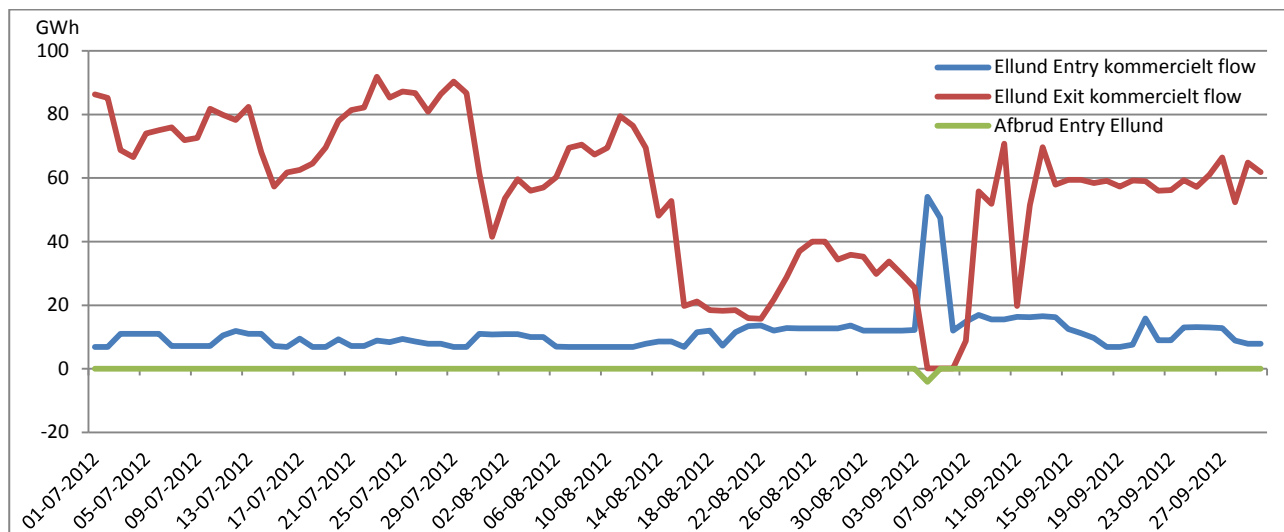


Kilde: Energinet.dk.

Note: Udvikling i det faktiske flow i Ellund i 3. kvartal 2012. Værdierne er GWh/dag. Positive værdier er eksport og negative værdier er import i Ellund.

6.2 Flaskehalse i Ellund

Der var i 3. kvartal 2012 bestilt kommercielt flow i retningen mod Tyskland med undtagelsen af starten af september, jævnfør figur 11. Nedbruddet i Nordsøen i starten af september betød, at der i stedet blev bestilt mere flow i retningen mod Danmark d. 4. og 5. september. Der var ingen gaseksport i Ellund Exit disse dage, og den lave fysiske transportkapacitet i Ellund Entry i forhold til den importerede volumen bevirkede, at der forekom en flaskehals d. 4. september. Der var samlet set et afbrud på cirka 4 GWh den pågældende dag, da planlagte gasleveringer blev annulleret på grund af flaskehalsen.

Figur 11: Flaskehalse i Ellund

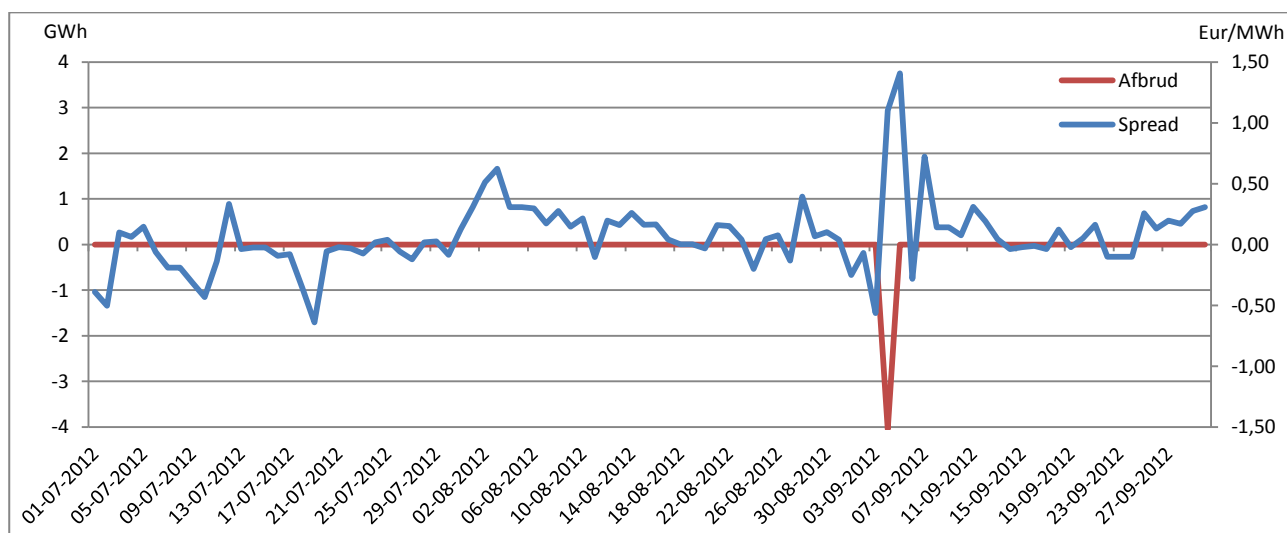
Kilde: Energinet.dk.

Note: Udviklingen i flaskehalse i Ellund i 3. kvartal 2012. Kommercielt flow er den gas, der er bestilt i gasrøret. Værdien af afbrud i Ellund Entry er blevet multipliceret med (-1), hvorved den vokser i modsat retning af det kommercielle flow.

6.3 Afbrud i Ellund

Flaskehalsen d. 4. september medførte, at det danske marked blev afskåret fra det tyske marked denne dag. Det var ikke muligt at imødekomme alle planlagte gasleveringer fra Tyskland til Danmark, og ligevægten i markedet skete i det danske system med dertilhørende danske isolerede priser.

Det fremgår, at afbruddet i planlagte gasleveringer fra Tyskland betød en større prisforskel mellem prisen på NPG og TTF både d. 4. – 5. september, jævnfør figur 12. Prisen på NPG var omkring 1,1 – 1,4 EUR/MWh højere end prisen på TTF disse dage.

Figur 12: Afbrud og NPG/TTF spread

Kilde: NetConnect Germany, Nord Pool Gas, Energinet.dk.

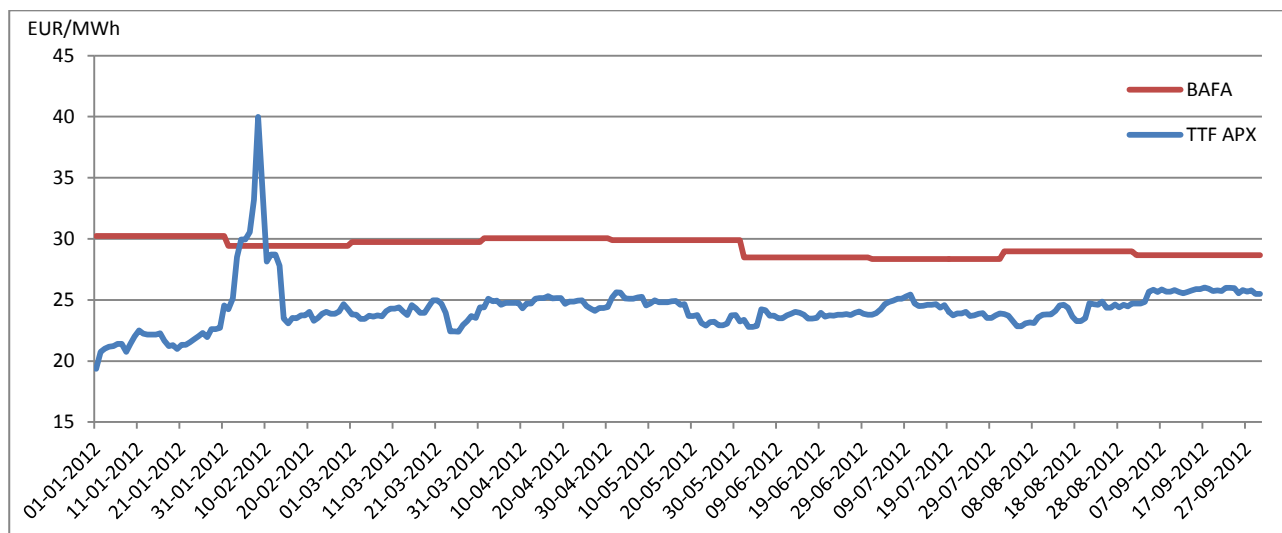
Note: Viser sammenhængen mellem afbrud i Ellund Entry og spredet mellem Nord Pool Gas og TTF APX i 3. kvartal 2012. På primær akse fremgår afbrud i Ellund Entry opgjort i GWh. På sekundær akse vises spread opgjort i EUR/MWh.

7 To prisregimer

BAFA indekset indeholder den faktiske pris på gasimport til Tyskland, og anvendes til at repræsentere prisen på olieindekseret naturgas, da størstedelen af den tyske import er olieindekseret Take-or-Pay kontrakter. Det skal imidlertid pointeres, at en større og større del af den tyske import er gået væk fra olieindekseret priser, hvilket givetvis synes at indikere en større interesse for langsigtede importaftaler, og/eller større interesse for markedsbaseret prisdannelse. Den hollandske gashub TTF anvendes til at repræsentere prisen på markedsbaseret prisdannelse.

Det fremgår, at prisen for BAFA og TTF er forskellig, men følger nogenlunde samme trend, jævnfør figur 13. Den største prisforskel var i august, hvor BAFA-indekset var omkring 4 EUR/MWh højere end prisen for TTF. Prisudviklingen indikerer, at det fortsat er mere favorabelt for gaskunder at lade gasprisen følge den markedsbaserede prisdannelse, men viser samtidig, at olieindekseret prisdannelse holder et mere stabilt niveau.

Figur 13: Udvikling i spotpriser og olieindekserede priser på gasmarkedet



Kilde: NetConnect Germany, Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA).

Note: Udviklingen i spotpriser og olieindekserede priser på gasmarkedet i 2012. BAFA indekset indgår på månedsbasis, og spotprisen for TTF APX indgår på dagsbasis. BAFA indekset opdateres med cirka to måneders forsinkelse.

Det danske engrosmarked for elektricitet

8 Produktion, forbrug og eksport

Forbruget af elektricitet varierer, ligesom det var tilfældet med naturgas, med årstiderne, hvor der er størst forbrug om vinteren. Produktionen og forbruget af elektricitet i 3. kvartal 2012 var generelt lavere end foregående år, hvilket blandet andet skyldes varmere vejr end generelt. Der var for alle tre måneder i 3. kvartal 2012 varmere end normalåret, hvor det især var gældende for august måned, jævnfør tabel 2.

Tabel 2: Produktion, forbrug og produktionstyper

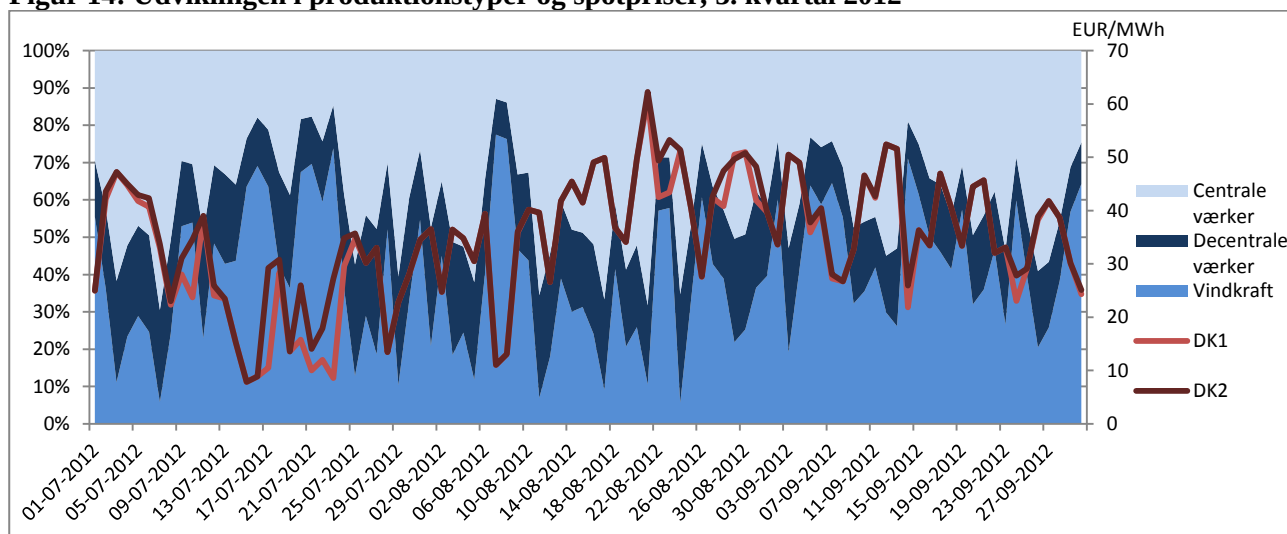
Måned	Produktion, GWh	Nettoforbrug, GWh	Produktion fordelt på produktionstyper			Graddage
			Centrale værker, %	Decentrale værker, %	Vindkraft, %	
Januar 2012	3489	3157	49 %	18 %	33 %	446 (519)
Februar 2012	3460	3068	53 %	20 %	27 %	482 (486)
Marts 2012	2667	2895	42 %	17 %	40 %	327 (444)
April 2012	2223	2615	48 %	20 %	33 %	290 (311)
Maj 2012	1905	2573	44 %	17 %	39 %	124 (154)
Juni 2012	1727	2487	39 %	17 %	44 %	87 (58)
Juli 2012	1346	2373	35 %	21 %	44 %	20 (22)
August 2012	1387	2573	42 %	21 %	37 %	8 (18)
September 2012	2041	2562	39 %	16 %	46 %	88 (91)

Kilde: Energinet.dk.

Note: *Produktion*: Summen af centrale værker, decentrale værker og vindproduktion i Danmark. Produktionen er reelt større, da tallene i tabellen for hhv. centrale værker er ex. Skærbækværket, Studstrupværket, Herningværket, decentrale værker er ex. mindre fjernvarmeanlæg, gartnerier o.l. Vindproduktionen er inklusiv havmøller. *Nettoforbrug*: Summen af forbruget i DK1 og DK2 fratrukket transmissionstab. *Produktion fordelt på produktionstyper*: Den procentvise fordeling af elproduktionen fra centrale værker, decentrale værker og vindproduktion i Danmark. På grund af afrunding summer andelen ikke i alle tilfælde til 100 %. *Graddage*: Viser hvor koldt der har været. Der er inddraget EMO-graddage (skyggegraddage), hvilke er uafhængig af fyringssæsonen. Normalåret har 3112 EMO-graddage, og tallene i parentes viser månedens antal af graddage for et normalår.

Forholdet mellem produktion fra centrale værker, decentrale værker og vindmøller viser, at vindkraften i Danmark i visse dage stod for op imod 75 procent af produktionen, mens den i andre dage kun bidrog med 5 procent af produktionen, jævnfør figur 14.

Det fremgår ligeledes, at spotpriserne i DK1 og DK2 har været særlig lave i dage med meget vindproduktion. Dette var blandt andet tilfældet omkring midten af juli og starten af august. Det bemærkes, at spotprisen i DK1 som oftest har været lavere end spotprisen i DK2 ved en høj vindproduktion i Danmark. Det skyldes blandt andet, at størstedelen af den danske vindproduktion er placeret i Jylland.

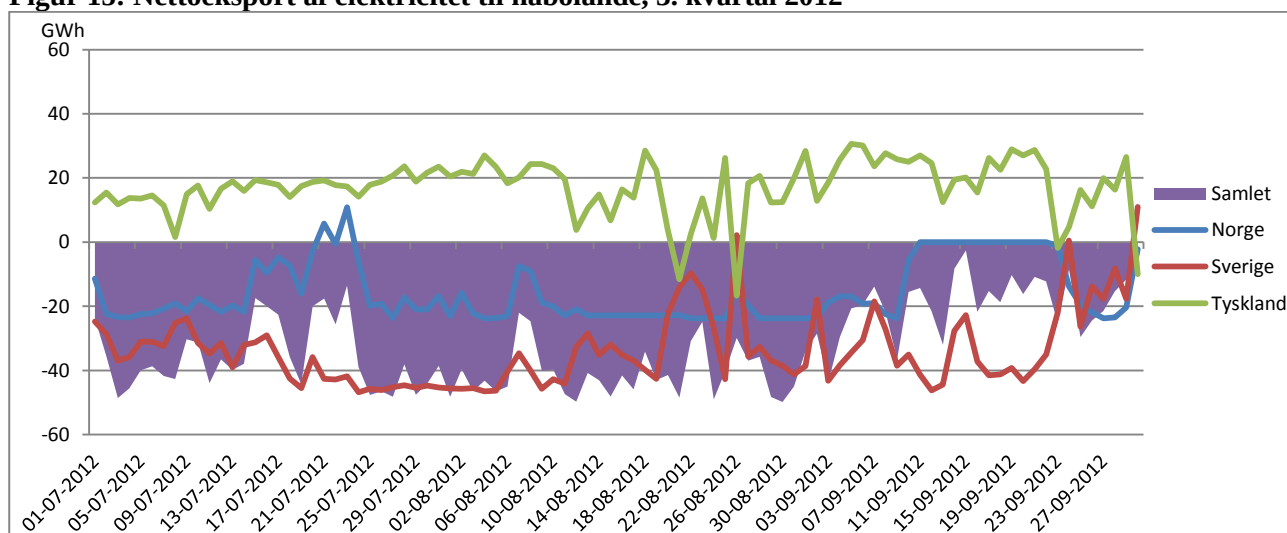
Figur 14: Udviklingen i produktionstyper og spotpriser, 3. kvartal 2012

Kilde: Energinet.dk

Note: Primær akse: Forholdet mellem produktion af elektricitet fra centrale værker, decentrale værker og vindkraft i Danmark. Centrale værker er eksklusiv Skærbækværket, Studstrupværket og Herningværket. Decentrale værker er eksklusiv mindre fjernvarmeanlæg, gartnerier o.l. Vindkraft er inklusiv havmøller. Sekundær akse: Daglig udvikling i spotpriserne for DK1 (Jylland/Fyn) og DK2 (Sjælland).

Der har gennem 3. kvartal 2012 været nettoimport fra Sverige og Norge, hvilket er blevet eksporteret videre til Tyskland. Der blev importeret væsentlig mere elektricitet i 3. kvartal 2012 end samme periode i 2011. Udviklingen i nettoimporten afspejles i magasinfyldningen i de nordiske vandkraftmagasiner, der medfører billig elektricitet, der eksporteres mod Tyskland, hvor de marginale produktionsomkostninger er højere.

I uge 33 (13. – 19. august 2012) satte Norge en ny rekord for el-eksport for en enkelt uge, da der blev eksporteret 655 GWh. Rekorden skyldes godt fyldte vandmagasiner og betydelig tilstrømning, hvorved en stor eksport af elektricitet ud af landet var nødvendig. Der var derfor fuld eksport til både Danmark og Holland.

Figur 15: Nettoeksport af elektricitet til nabolande, 3. kvartal 2012

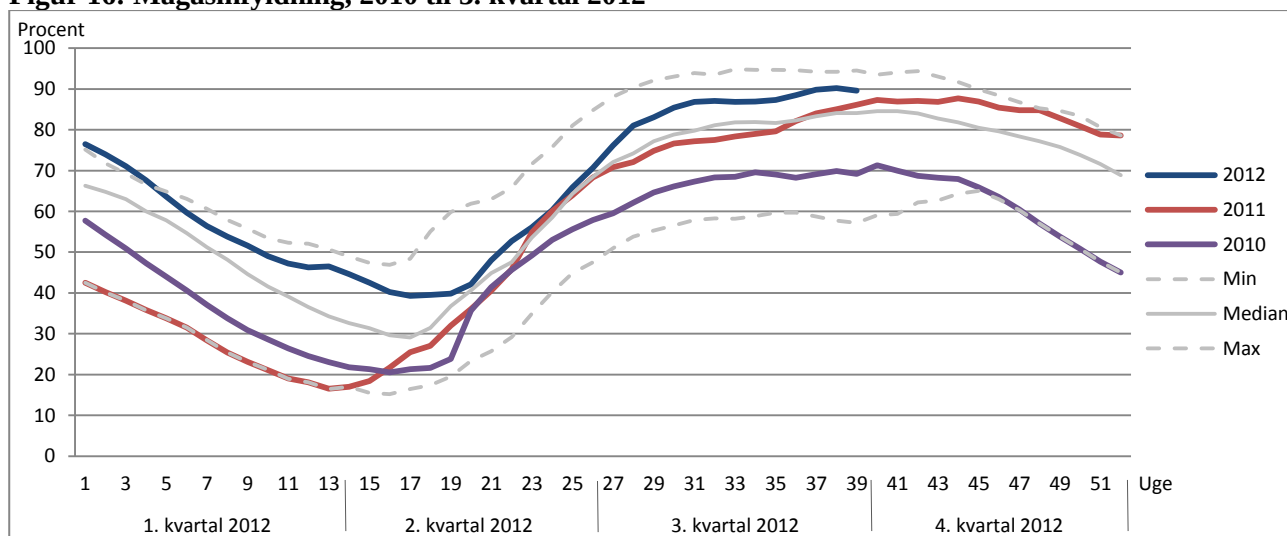
Kilde: Energinet.dk.

Note: Nettoeksport af elektricitet til Sverige, Norge og Tyskland, 3. kvartal 2012. Negative værdier viser en nettoimport af elektricitet fra det pågældende land. Data er på dagsbasis og opgjort i GWh.

Der var i 3. kvartal en høj grad af fyldning i de nordiske vandmagasiner, og fyldningen var over gennemsnitsniveauet i hele kvartalet. Den megen nedbør i løbet af sommeren medvirkede til, at fyldningsgraden i midten af august var omkring 87-88 procent mod et gennemsnit for årstiden på cirka 81-82 procent for de svenske, finske og norske vandkraftmagasiner. Nedbøren førte til høj vandstand i vandmagasinerne og lave priser i industriferien, hvor elforbruget er forholdsvis lavt. Den høje fyldningsgrad har haft en stor betydning for elpriserne gennem kvartalet.

Vandkraftmagasinerne nåede givetvis sit niveau i slutningen af 3. kvartal 2012, hvorefter fyldningsgraden forventes at falde i takt med et stigende elforbrug, eftersom det bliver koldere.

Figur 16: Magasinfyldning, 2010 til 3. kvartal 2012



Kilde: Nord Pool Spot.

Note: Magasinfyldning af vandreservoirs i Norden (Norge, Sverige og Finland) fra 2010 til 3. kvartal 2012. Værdierne *minimum*, *maksimum* og *median* er for perioden 1990 – 2011. Data er på ugebasis og er opgjort i procent af det maksimale niveau.

9 Day-ahead prisudvikling

9.1 Prisudvikling i Danmark

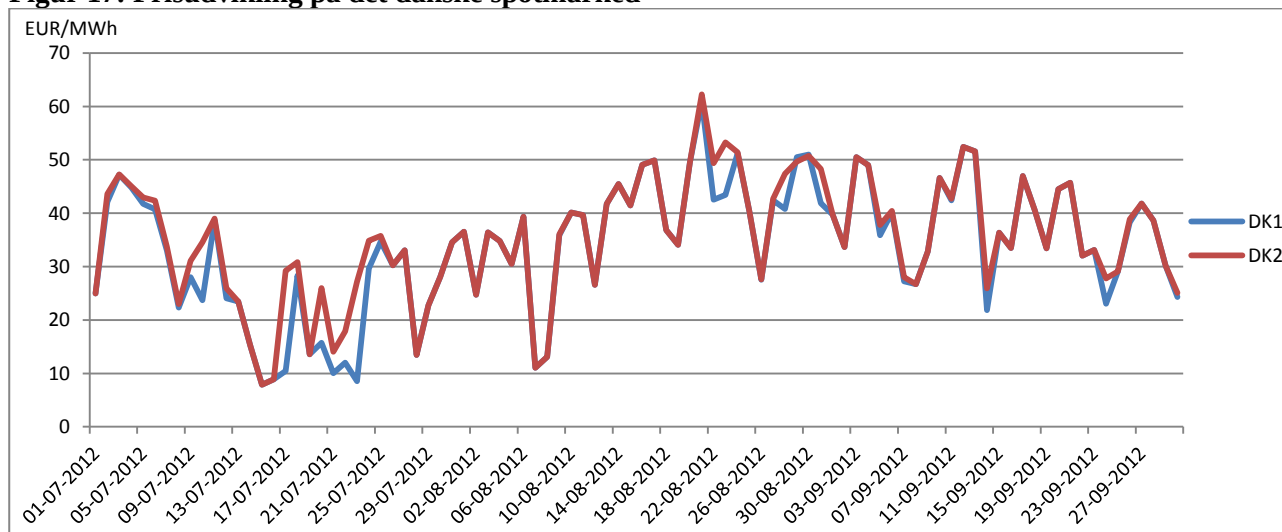
Spotpriserne i Vestdanmark (DK1) og Østdanmark (DK2) er ofte forskellige, hvor den højeste pris som udgangspunkt er i DK2. Spotprisen i DK2 følger i høj grad udviklingen på det svenske marked, hvorimod DK1 er præget af den høje andel af vindproduktionen i landsdelen, samt importen af elektricitet fra Norge, hvilke begge er faktorer til billig elektricitet.

Der har i 3. kvartal 2012 været store udsving i spotpriserne i Danmark, jævnfør figur 17. Den laveste pris var d. 15. juli, hvor prisen i Danmark var 7,85 EUR/MWh, hvilket ligeledes var gældende i Sverige, Norge og Finland. Prisen i Danmark var hermed lig systemprisen i Norden, der er den ubegrænsede ligevægtspris på det nordiske elmarked, hvor der ikke tages hensyn til kapacitetsbegrænsninger. Den højeste pris var d. 21. august, hvor prisen i henholdsvis DK1 og DK2 var 60,96 og 62,27 EUR/MWh, hvor især lav vindproduktion og begrænsning på udlandsforbindelserne til Sverige og Norge lå til grund herfor.

Der har været enkelte prisudsving mellem DK1 og DK2 gennem kvartalet. Der var blandt andet prisforskelle i perioden 20 – 24. juli, hvor prisen i DK1 var mellem 4 – 18 EUR/MWh billigere end DK2. Prisforskellene skyldes hovedsageligt, at der var vedligeholdelse på Storebæltsforbindelsen disse dage, hvorved en mindre mængde elektricitet kunne eksporteres fra DK1 til DK2, jævnfør figur 24.

Spotprisen i DK1 var gennemsnitligt billigere end DK2 gennem kvartalet med henholdsvis 2,84 EUR/MWh i juli, 0,99 EUR/MWh i august og 0,45 EUR/MWh i september.

Figur 17: Prisudvikling på det danske spotmarked



Kilde: Nord Pool Spot

Note: Prisudvikling på spotmarkedet for DK1 og DK2, 3. kvartal 2012. Data er på dagsbasis og opgjort i EUR/MWh.

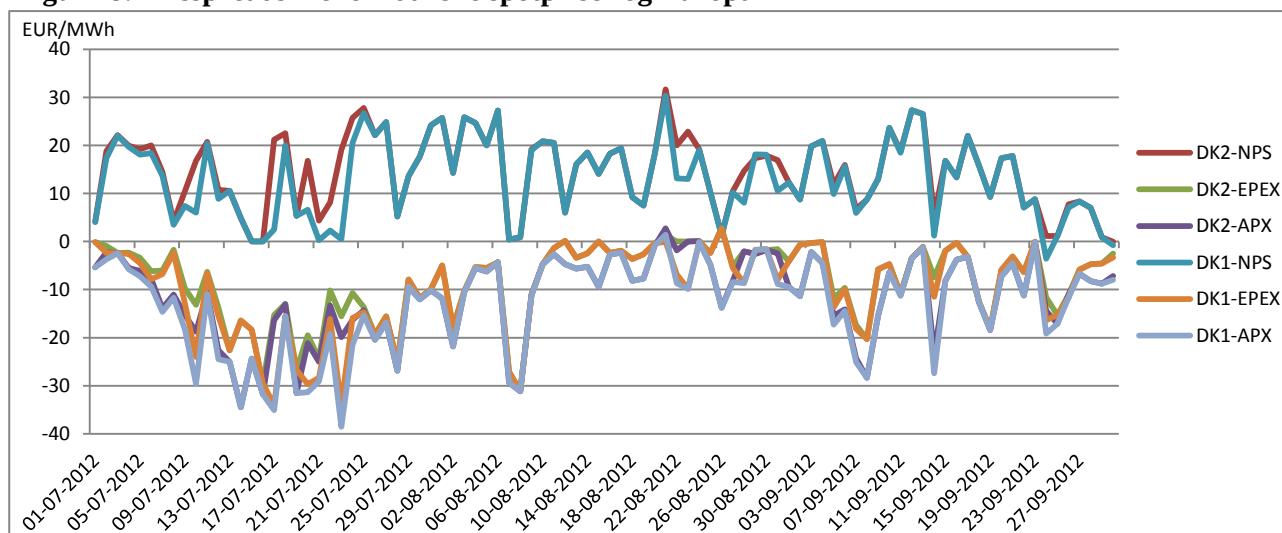
9.2 Prisudvikling i Europa

Udviklingen i prisforskellene for de danske spotpriser i forhold til systemprisen for NPS, den hollandske engrospris APX og den tyske engrospris EPEX viser, at de daglige prisforskelle har været op til omkring +/- 40 EUR/MWh i 3. kvartal 2012, jævnfør figur 18.

De danske spotpriser har gennem det meste af kvartalet været billigere end både den hollandske og tyske engrospris. Dette var især tilfældet i juli, hvor de danske priser gennemsnitligt var 12 – 19 EUR/MWh billigere end APX og EPEX, jævnfør figur 18.

De danske spotpriser har gennem kvartalet været over systemprisen for NPS, hvor prisforskellene har været op til 32 EUR/MWh. Prisforskellene mellem de danske spotpriser og systemprisen skyldes især, at systemprisen har været ekstra billig på grund af velfyldte vandreservoirer i Sverige, Norge og Finland samt, at elkablerne mellem Danmark og resten af Norden ikke har været tilstrækkelige til at skabe ens priser. Danmark har gennem kvartalet været transitland for den billige strøm fra vandkraftmagasinerne i Norden til det centraleuropæiske marked, og de danske spotpriser har været på et niveau mellem Sverige/Norge og Tyskland/Holland.

Figur 18: Prisspreads mellem danske spotpriser og Europa



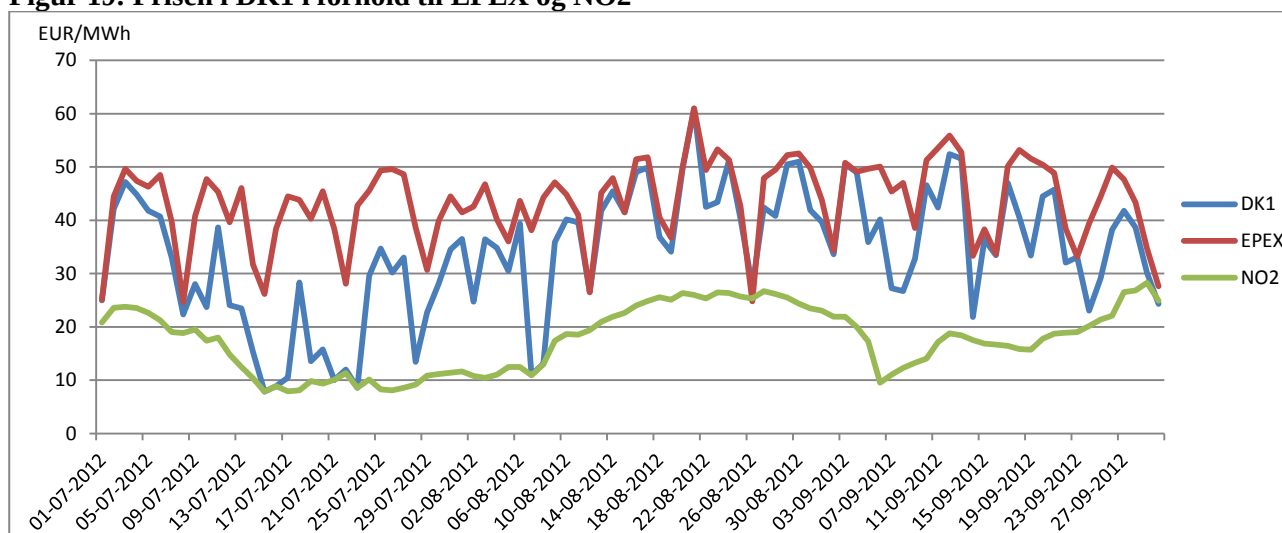
Kilde: Nord Pool Spot, Energinet.dk, APX NL, SET's beregninger.

Note: Udviklingen i prisspreads for DK1/DK2 i forhold til systemprisen for NPS (kaldet NPS), DK1/DK2 i forhold til den hollandske engrospris APX NL (kaldet APX), samt DK1/DK2 i forhold til den tyske engrospris EPEX GER (kaldet EPEX). Udviklingen er for 3. kvartal 2012, og mængderne er opgjort i EUR/MWh og er på dagsbasis. Negative værdier indikerer, at spotprisen hos DK1/DK2 har været billigere og positive værdier indikerer, at spotprisen hos DK1/DK2 har været dyrere.

9.3 Følger danske spotpriser de højeste priser?

Det fremgår, at prisen i NO2 var ekstra lav i forhold til både DK1 og EPEX i 3. kvartal 2012, jævnfør figur 19. Der har været godt fyldte vandmagasiner og betydelig vandtilstrømme, hvilket har medført ekstra lave norske priser. Selvom der har været masser af import fra Norge, har prisen i DK1 ikke kunne følge prisen i Norge. Det fremgår, at prisen i DK1 gennem kvartalet generelt har fulgt den højeste pris, EPEX, jævnfør figur 19.

Figur 19: Prisen i DK1 i forhold til EPEX og NO2

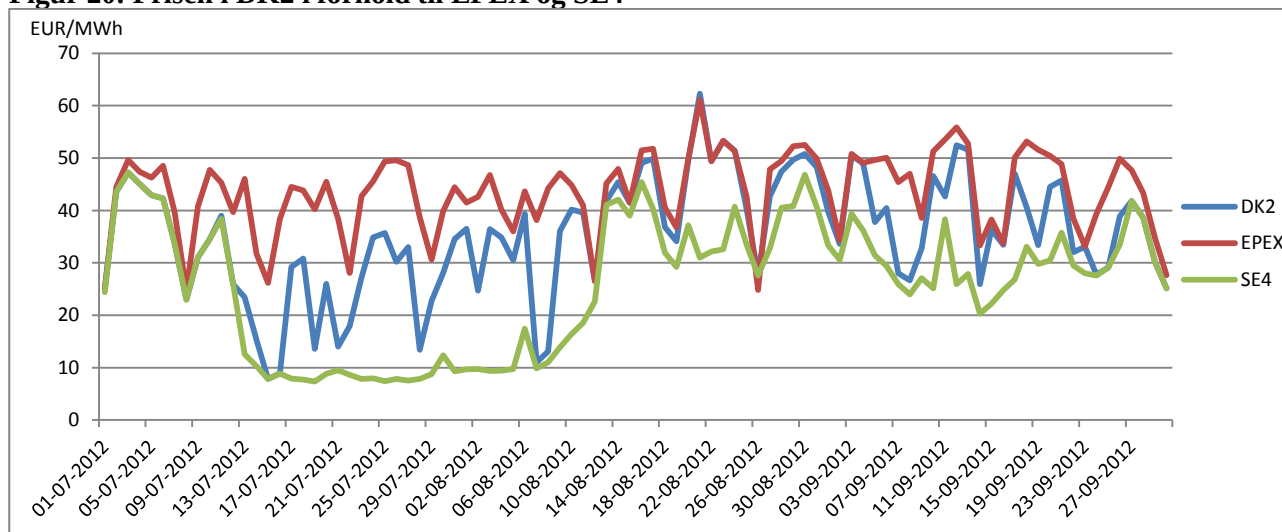


Kilde: Nord Pool Spot, EPEX Spot

Note: Prisudvikling for den danske pris DK1, den tyske pris EPEX og den norske pris NO2 i 3. kvartal 2012. Data er på dagsbasis og opgjort i EUR/MWh

Den svenske områdepris SE4 har været lavere end både den danske områdepris DK2 og den tyske pris EPEX, hvilket især var fra midten af juli og en måned frem, jævnfør figur 20. Det fremgår, at prisen i DK2 hovedsageligt har fulgt den højeste pris gennem kvartalet.

Figur 20: Prisen i DK2 i forhold til EPEX og SE4



Kilde: Nord Pool Spot, EPEX Spot

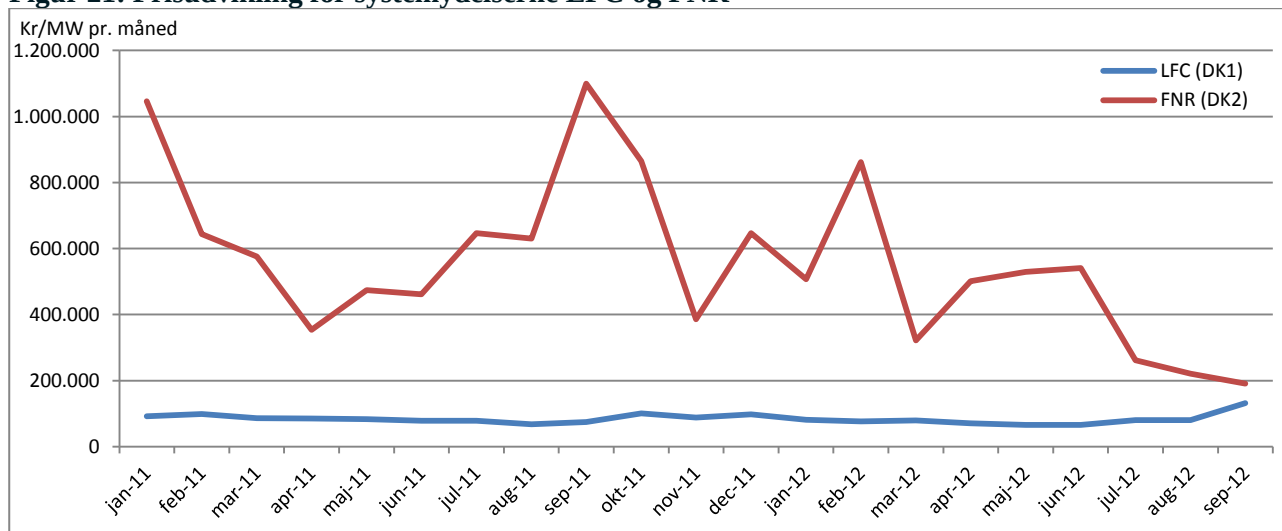
Note: Prisudvikling for den danske pris DK1, den tyske pris EPEX og den svenske pris SE4 i 3. kvartal 2012. Data er på dagsbasis og opgjort i EUR/MWh

10. Systemydelser

Den gennemsnitlige pris for +/- 1 MW pr. måned af systemydelsen LFC har i både juli og august fastholdt nogenlunde samme niveau som første halvdel af 2012. Prisen steg derimod med over 60 procent fra august til september, og der er intet i spotprisen, der bidrager med forklaring herpå.

Det blev muligt for den danske TSO Energinet.dk at indkøbe en større mængde FNR i Sverige fra juli 2012, hvilket har haft en betydelig effekt på prisen for FNR i Danmark. Fra en gennemsnitlig pris i juni på 540.879 DKK/MW faldt prisen til henholdsvis 261.832 i juli 2012, 220.944 i august 2012 og 190.867 DKK/MW i september 2012. Det svenske indkøb af FNR har medvirket til, at prisforskellen mellem FNR og LFC er faldet markant, jævnfør figur 21.

Figur 21: Prisudvikling for systemydelserne LFC og FNR



Kilde: Energinet.dk

Note: Prisen på +/- 1 MW per måned, opgjort i kr./MW. LFC er den sekundære reserve i DK1, købes månedligt og er en symmetrisk ydelse. FNR er den frekvensstyrede normaldriftsreserve i DK2, hvor der dagligt separat købes op- og nedregulering. For sammenlignelighedens skyld summeres rådighedsbetalingen for op- og nedregulering sammen til per måned.

11 Kapacitet

D. 1. september 2012 blev den nominelle transmissionskapacitet på den dansk-tyske grænse i retningen fra Tyskland mod Vestdanmark hævet fra 950 MW til 1500 MW, hvorved en øget mulighed for import af elektricitet blev mulig. Derudover hæves eksportkapaciteten fra de nuværende 1500 MW til 1780 MW d. 1. oktober 2012.

Det er positivt, at kapaciteten på den dansk-tyske grænse hæves, således der er mulighed for en større konkurrence henover landegrænserne. Det er hertil vigtigt, at en forøget nominel transmissionskapacitet ligeledes medfører en større handelskapacitet, således konkurrence styrkes.

Tabel 3: Nominel transmissionskapacitet

Forbindelse	Retning	Nominel transmissionskapacitet
DK1-DK2	Fra DK1	590 MW
	Til DK1	600 MW
DK1-NO2	Fra DK1	1000 MW
	Til DK1	1000 MW

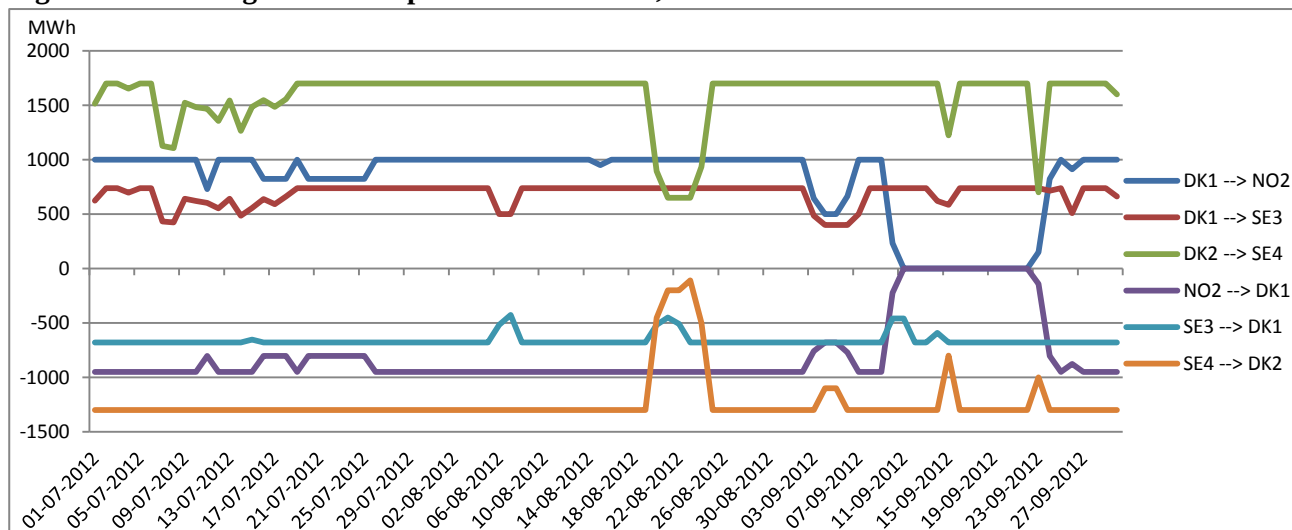
DK1-SE3	Fra DK1 Til DK1	740 MW 680 MW
DK2-SE4	Fra DK2 Til DK2	1700 MW 1300 MW
DK1-GER	Fra DK1 Til DK1	1500 MW 950 MW / 1500 MW*
DK2-GER	Fra DK2 Til DK2	585 MW 600 MW

Kilde: Energinet.dk, Nord Pool Spot.

Note: Nominel transmissionskapacitet er den maksimale tilgængelige kapacitet. Handelskapacitet er den kapacitet, der stilles til rådighed for spotmarkedet. *Den nominelle transmissionskapacitet på forbindelsen fra Tyskland til Vestdanmark blev hævet d. 1. september 2012 fra 950 MW til 1500 MW.

På de danske udlandsforbindelser til henholdsvis Sverige og Norge har niveauet af handelskapacitet i 3. kvartal været relativt stabilt sammenlignet med 2. kvartal, da der har været færre tilfælde med begrænset handelskapacitet på udlandsforbindelserne. På Kontiskan forbindelsen (DK1-SE3) har handelskapaciteten i størstedelen af kvartalet været lig den nominelle transmissionskapacitet. På Skagerrak forbindelsen (DK1-N02) var der en længerevarende periode i september, hvor der ikke var kapacitet tilgængelig for markedet, hvilket skyldes planlagt vedligeholdelse. På Øresundsforbindelsen (DK2-SE4) var det årlig vedligeholdelse af forbindelsen i slutningen af august, der var årsag til den begrænsede handelskapacitet.

Figur 22: Udvikling i handelskapaciteten til Norden, 3. kvartal 2012



Kilde: Energinet.dk.

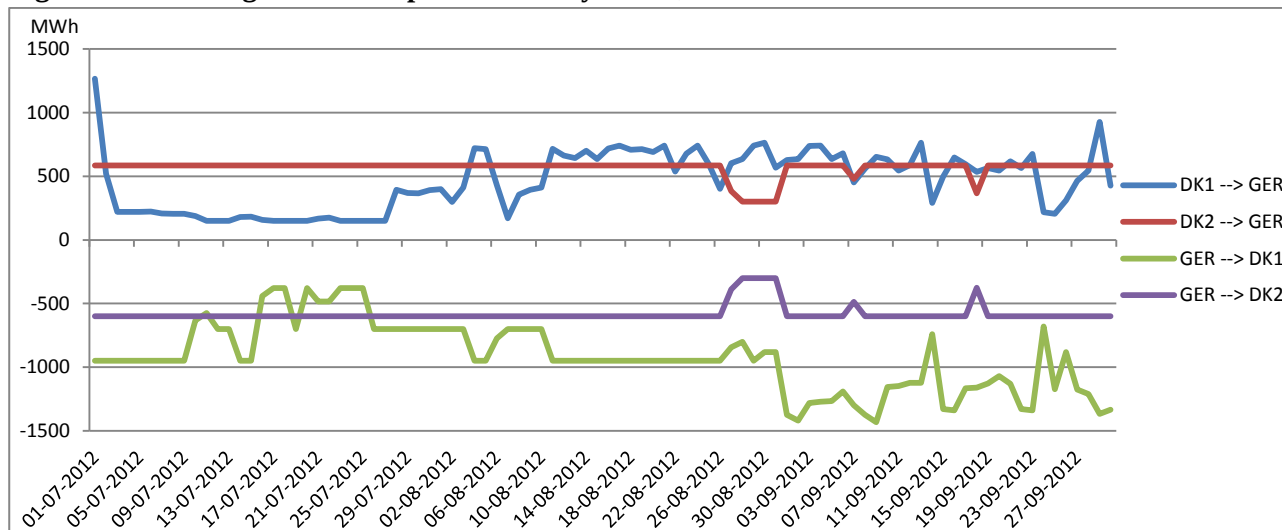
Note: Daglig udvikling i handelskapaciteterne for danske udlandsforbindelser. De daglige handelskapaciteter er et gennemsnit af de timelige handelskapaciteter. Positive værdier er eksporthandelskapaciteten og negative værdier er importhandelskapaciteter.

På Kontek forbindelsen (DK2-GER) har handelskapaciteten i størstedelen af kvartalet været lig den nominelle transmissionskapacitet, jævnfør figur 23. I slutningen af august var handelskapaciteten reduceret til 300 MW i begge retninger, da der var planlagt vedligeholdelse på forbindelsen.

Handelskapaciteten på forbindelsen DK1-GER har igen i 3. kvartal 2012 haft et ustabilt forløb, hvor der ofte har været begrænset kapacitet til rådighed for markedet. I retningen fra Danmark mod Tyskland er den nominelle transmissionskapacitet lig 1500 MW, men der har gennemsnitligt kun været 16 procent af kapaciteten tilgængelig for markedet i juli og cirka 40 procent i august og september, jævnfør 23. I retningen fra Tyskland mod Danmark har der i gennemsnit været 74 procent i juli, 92 procent i august og 80 procent i september af den maksimale importkapacitet tilgængelig for markedet. Selvom der har været planlagt vedligeholdelse på forbindelsen, er det problematisk, at handelskapaciteten på forbindelsen stadig er så lav sammenlignet med de andre danske udlandsforbindelser.

Den nominelle transmissionskapacitet i retningen fra Tyskland mod Danmark blev hævet d. 1. september fra 950 MW til 1500 MW. Det fremgår, at det har medført en større kapacitet tilgængelig for markedet, men gennemsnitligt har handelskapaciteten kun været 80 procent af det maksimale niveau, jævnfør figur 23.

Figur 23: Udvikling i handelskapaciteten til Tyskland, 3. kvartal 2012

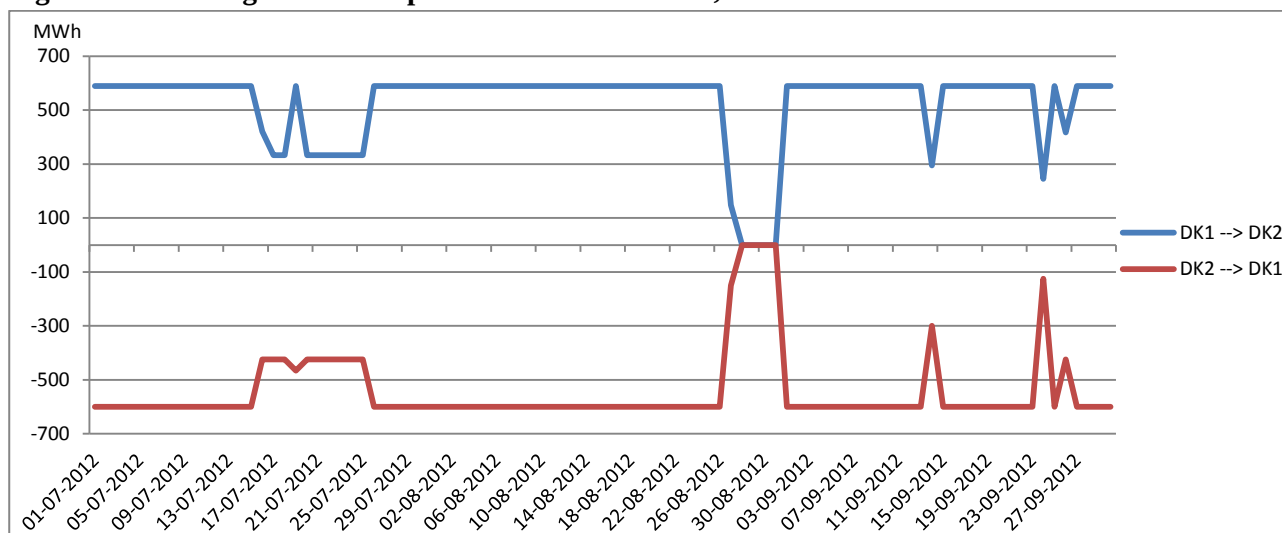


Kilde: Energinet.dk.

Note: Daglig udvikling i handelskapaciteterne for danske forbindelser til Tyskland. De daglige handelskapaciteter er et gennemsnit af de timelige handelskapaciteter. Positive værdier er eksporthandelskapaciteten og negative værdier er importhandelskapaciteter

På Storebæltsforbindelsen har den maksimale kapacitet i størstedelen af kvartalet været til rådighed for markedet, jævnfør figur 24. Der har i gennemsnit været mellem 85 og 95 procent af den maksimale kapacitet tilgængelig i begge retninger, og forbindelsen har kun været præget af få vedligeholdelser. Fra d. 28 – 31. august var der ingen handelskapacitet på forbindelsen, da der var planlagt årlig vedligeholdelse, jævnfør figur 24.

Figur 24: Udvikling i handelskapaciteten over Storebælt, 3. kvartal 2012



Kilde: Energinet.dk.

Note: Daglig udvikling i handelskapaciteterne for overføringsforbindelsen over Storebælt. De daglige handelskapaciteter er et gennemsnit af de timelige handelskapaciteter. Handelskapaciteten fra DK2 til DK1 er multipliceret med (-1), således den røde linje vokser nedad.

12 Flaskehalse

Der har i 3. kvartal 2012 været færrest flaskehalse på Storebæltsforbindelsen, og prisen var ens mellem DK1 og DK2 i 83 – 92 procent af tiden. Ved forekomst af flaskehalse har spotprisen især været højest i DK2, jævnfør tabel 4.

På udlandsforbindelserne til Sverige og Norge har der generelt været færre timer med ens priser i 3. kvartal end det var tilfældet i første halvdel af året. Det skyldes især, at der ikke kunne sendes tilstrækkelig strøm fra de velfyldte svenske og norske vandreservoirs til det danske marked til at kunne udligne prisforskellene. Der var kun ens priser mellem det danske marked og de svenske og norske priszoner, som Danmark er koblet sammen med, i 16 – 55 procent af tiden i 3. kvartal. I juli var prisen ens mellem både DK1-NO2 og DK2-SE4 i 55 procent af tiden, hvorimod prisen kun ens i 16 procent af tiden mellem DK1-NO2 måneden efter. Der har kun været få timer, hvor de danske priser har været billigere end de svenske og norske priser i 3. kvartal, jævnfør tabel 4.

I forhold til de danske udlandsforbindelser til Tyskland har priserne været ens i 15 – 51 procent af tiden, hvor der har været flest timer med ens priser mellem DK2 og det tyske marked. Ved prisforskellene mellem de danske prisområder og Tyskland har spotpriserne som oftest været højest i Tyskland, jævnfør tabel 4.

Tabel 4: Flaskehalse på forbindelserne

Forbindelse	Flaskehalsehåndtering	Prisforskel	Juli 2012	August 2012	September 2012
DK 1 – DK2	Market Splitting	DK2 < DK1	0 t. (0 %)	12 t. (2 %)	5 t. (1 %)
		DK2 > DK1	129 t. (17 %)	79 t. (11%)	51 t. (7 %)
		DK2 = DK1	615 t. (83 %)	653 t. (88 %)	664t. (92 %)
DK1 – NO2	Market Splitting	NO2 < DK1	329 t. (44 %)	626 t. (84%)	659 t. (73 %)
		NO2 > DK1	5 t. (1 %)	2 t. (0 %)	11 t. (1 %)
		NO2 = DK1	410t. (55 %)	116 t. (16 %)	50 t. (26 %)
DK1 – SE3	Market Splitting	SE3 < DK1	480 t. (65 %)	517 t. (69 %)	365 t. (51 %)
		SE3 > DK1	0 t. (0 %)	3t. (0 %)	28 t. (4 %)
		SE3 = DK1	264 t. (35 %)	224 t. (30 %)	327 t. (45 %)
DK2 – SE4	Market Splitting	SE4 < DK1	335 t. (45 %)	536 t. (72 %)	356 t. (49 %)
		SE4 > DK1	0 t. (0 %)	0 t. (0 %)	0 t. (0 %)
		SE4 = DK1	409t. (55 %)	208 t. (28 %)	364 t. (51 %)
DK1 – GER	Market Coupling og eksplicitte auktioner	GER < DK1	32 t. (4 %)	52 t. (7 %)	33 t. (5 %)
		GER > DK1	597 t. (80 %)	378 t. (51%)	448 t. (62 %)
		GER = DK1	115 t. (15 %)	314 t. (42 %)	239 t. (33 %)
DK2 – GER	Market Coupling	GER < DK2	32t. (4 %)	58 t. (8 %)	47 t. (7 %)
		GER > DK2	522t. (70 %)	310 t. (42 %)	443 t. (62 %)
		GER = DK2	190 t. (26 %)	376 t. (51 %)	230 t. (32 %)

Kilde: Nord Pool Spot, APXENDEX, SETs egne beregninger.

Note: På grund af afrunding summer andelen ikke i alle tilfælde til 100 %. Eksempel på aflæsning: På storebæltsforbindelsen (DK1 – DK2) var prisen lavere i DK2 end DK1 i 0 % af tiden i juli, mens prisen var højere i DK2 end DK1 i 17 % af tiden. I 83 % af tiden var der ingen flaskehalse på forbindelsen, da prisen var ens i DK2 og DK1. Flaskehalsene på forbindelsen bliver håndteret som *market splitting*.

Ved prisforskelle forekommer der flaskehalsindtægter til TSO'erne, hvor flaskehalsindtægten er prisforskellen mellem de to prisområder multipliceret den fysiske udveksling. Der er færrest flaskehalsindtægter på Storebæltsforbindelsen, hvilket hænger sammen med, at priserne i DK1 og DK2 i størstedelen af tiden er ens.

Det fremgår, at der på de danske udlandsforbindelser til Sverige og Norge er flest flaskehalsindtægter på Skagerrak forbindelsen (DK1-NO2), hvor årsagen især skyldes store prisforskelle ved flaskehalse. Prisforskellen har som oftest været mellem 10 – 30 EUR/MWh, men har i enkelte timer været over 59 EUR/MWh.

På de danske udlandsforbindelser til Tyskland er der som oftest flest flaskehalsindtægter på forbindelsen mellem DK1 og Tyskland, da der normalt er færre timer med ens priser end det er tilfældet på forbindelsen

mellem DK2 og Tyskland. Der har i 3. kvartal været flaskehalsindtægter på over 2 millioner Euro per måned på både forbindelsen DK1-GER og DK2-GER, jævnfør tabel 5. Flaskehalsindtægterne for årsauktioner på forbindelsen DK1-GER har holdt et nogenlunde stabilt niveau, mens flaskehalsindtægterne for månedsauktionen har været mere svingende.

Tabel 5: Flaskehalsindtægter

Forbindelse	April 2012	Maj 2012	Juni 2012	Juli 2012	August 2012	September 2012
DK1 – DK2	63.981	27.426	119.948	549.095	261.588	87.640
DK1 – NO2	2.789.761	6.368.087	6.668.332	7.324.648	12.991.409	4.942.967
DK1 – SE3	1.018.693	1.517.818	4.067.357	6.029.569	5.602.937	3.621.316
DK2 – SE4	2.173.038	3.604.082	1.591.773	8.783.372	9.401.586	6.994.337
DK2 – GER	3.401.376	1.192.533	369.620	5.503.873	2.251.736	2.821.240
DK1 - GER	5.586.489	1.994.767	1.418.563	2.178.361	2.009.700	2.587.681
DK1 – GER: Månedsauktion	665.520	796.992	707.040	48.992	324.432	33.408
DK1 – GER: Årsauktion	717.120	741.024	717.120	741.024	741.024	717.120

Kilde: Energinet.dk

Note: Flaskehalsindtægter per overføringsforbindelse, opgjort i EUR.

13 Markedskobling

På Storebæltsforbindelsen (DK1-DK2) har der været korrekt planlagt flow ved flaskehalse, dvs. fra lavprisområdet til højprisområdet, i 3. kvartal 2012. I størstedelen af tilfældene med flaskehalse har prisen været højest i DK2, og flowet har været planlagt fra lavprisområdet DK1 til højprisområdet DK2. I cirka halvdelen af tilfældene med flaskehalse i august og september har der ikke været planlagt flow, hvilket i alle tilfælde skyldes planlagt vedligeholdelse på Storebæltsforbindelsen.

Der har ikke været problemer med Skagerrak forbindelsen (DK1-NO2) i 3. kvartal 2012, da tilfældene med forkert planlagt flow ved prisforskelle har været på grund af ramping. Ramping-betingelserne gjorde det hermed ikke muligt at planlægge 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.

På udlandsforbindelserne til Sverige (Øresundsforbindelsen og Konti-Skan forbindelsen) har der været planlagt korrekt flow ved størstedelen af tilfældene med prisforskelle, jævnfør tabel 6. Der har i få tilfælde været planlagt flow i den forkerte retning ved prisforskelle, hvilket i alle tilfælde har været grundet ramping. Derudover har det i tilfældene med manglende planlagte flow ved prisforskelle været på grund af planlagt vedligeholdelse på forbindelserne.

På forbindelsen mellem DK1 og Tyskland har der i op til 10 procent af tiden i august været planlagt forkert flow ved prisforskelle, dvs. fra højprisområdet til lavprisområdet, jævnfør tabel 6. Tilfældene skyldes, at der eksisterer volumenkobling på forbindelsen, hvor EMCC beregner spotpriser og planlagt flow på forbindelsen. Efterfølgende genberegner NPS spotpriserne fra EMCC, hvilket i flere tilfælde har betydet andre spotpriser, hvilket kan medføre, at det planlagte flow bliver fra højprisområdet til lavprisområdet. Det samme har været gældende på Kontek forbindelsen (DK2-GER), hvor volumenkobling på forbindelsen har bevirket, at der ofte ved prisforskelle har været planlagt flow fra højprisområdet til lavprisområdet, jævnfør tabel 6.

Tabel 6: Planlagt handel på overføringsforbindelserne ved flaskehalse

Forbindelse	Planlagt flow ved prisforskelle	Juli 2012		August 2012		September 2012	
		Procent – antal timer		Procent – antal timer		Procent – antal timer	
DK1 – DK2	Korrekt flow	100 %	129 t.	47 %	43 t.	57 %	32 t.
	Forkert flow	0 %	0 t.	0 %	0 t.	0 %	0 t.
	Manglende flow	0 %	0 t.	53 %	48 t.	43 %	24 t.
DK1 – NO2	Korrekt flow	99 %	331 t.	100 %	626 t.	52 %	346 t.
	Forkert flow	1 %	3 t.	0 %	2 t.	1 %	6 t.
	Manglende flow	0 %	0 t.	0 %	0 t.	47 %	318 t.
DK1 – SE3	Korrekt flow	100 %	480 t.	100 %	519 t.	97 %	383 t.
	Forkert flow	0 %	0 t.	0 %	1 t.	1 %	3 t.
	Manglende flow	0 %	0 t.	0 %	0 t.	2 %	7 t.
DK2 – SE4	Korrekt flow	100 %	335 t.	98 %	525 t.	100 %	356 t.
	Forkert flow	0 %	0 t.	0 %	0 t.	0 %	0 t.
	Manglende flow	0 %	0 t.	2 %	11 t.	0 %	0 t.
DK1 – GER	Korrekt flow	95 %	596 t.	91 %	390 t.	93 %	446 t.
	Forkert flow	5 %	31 t.	10 %	40 t.	6 %	30 t.
	Manglende flow	0 %	2 t.	0 %	0 t.	1 %	5 t.
DK2 - GER	Korrekt flow	92 %	512 t.	89 %	326 t.	90 %	440 t.
	Forkert flow	4 %	21 t.	9 %	28 t.	6 %	30 t.
	Manglende flow	4 %	21 t.	50 %	14 t.	4 %	20 t.

Kilde: Energinet.dk, SETs 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.