



ENERGITILSYNET

Sekretariatet for Energitilsynet

Overvågning af de danske engrosmarkeder for elektricitet og gas

Kvartalsrapport - 2.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	10
5.1 Prisudvikling i Danmark	10
5.2 Prisudvikling i Europa	11
6 Ellund	13
6.1 Flow i Ellund.....	13
6.2 Flaskehalse i Ellund	13
6.3 Afbrud i Ellund	14
7 To prisregimer.....	15
Det danske engrosmarked for elektricitet	
8 Produktion, forbrug og eksport	17
9 Day-ahead prisudvikling	20
9.1 Prisudvikling i Danmark	20
9.2 Prisudvikling i Europa	20
9.3 Følger danske spotpriser de højeste priser?	21
10. Systemydelser	23
11 Kapacitet	24
12 Flaskehalse	27
13 Markedskobling	29
Bilag	
14. Ordforklaring	32

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.

Det danske engrosmarked for naturgas

2 Produktion, forbrug og eksport

Gasforbruget varierer henover året med størst forbrug om vinteren. Generelt lagres naturgassen i sommerperioden, og anvendes i vinterperioden, hvor forbruget af naturgas er størst. Temperaturen i Danmark spiller en væsentlig rolle på gasforbruget, da koldere perioder vil betyde større efterspørgsel. Antallet af graddage er med til at indikere temperaturen i den enkelte måned, jævnfør tabel 1. Et højt gradtal indikerer, at det har været koldere og energiforbruget hermed har været højere.

Generelt har produktionen og forbruget af naturgas i 2012 været lavere end de foregående år, hvilket blandt andet skyldes en varmere periode. Dette fremgår af antallet af graddage, der har været lavere end normalåret for de fem første måneder af året, jævnfør tabel 1. I juni 2012 var der imidlertid 50 procent flere graddage end et normalår, hvilket indikerer en koldere juni måned end gennemsnitligt.

Den danske eksport af naturgas var nogenlunde ligeligt fordelt mellem Holland, Sverige og Tyskland i april, hvorimod Tyskland modtog størstedelen af den danske eksport i maj og juni.

Der har ikke været nogen import af naturgas fra Tyskland i 2. kvartal 2012, hvilket heller ikke har været tilfældet i samme kvartal 2011. Forbruget af naturgas er generelt lavt i 2. kvartal sammenlignet med 1. og 4. kvartal, hvor det ofte er koldere og efterspørgslen er højere.

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)

Kilde: Energistyrelsen, Teknologisk Institut.

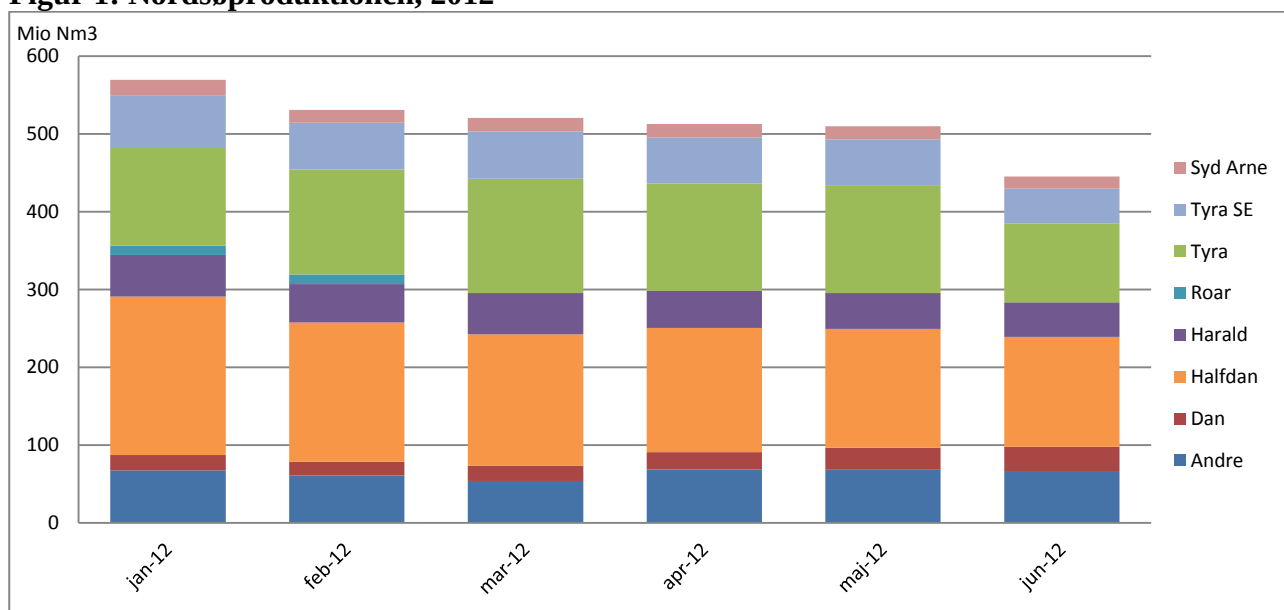
Note: Viser produktion, forbrug, nettoeksport, import og eksport i 2012, opgjort i mio. Nm³. Feltet *Produktion* indeholder kun salgsgas. Feltet *Forbrug* er fratrullet eget forbrug og offshore, og består derfor af forbrug i Jylland, på Fyn og Sjælland. Feltet *Lagertræk* viser udtrækket fra gaslagrene 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.

Den danske produktion af naturgas foregår i den danske del af Nordsøen, hvor felterne Halfdan, Tyra, Tyra SE og Harald leverer størstedelen af naturgassen, jævnfør figur 1. I 2. kvartal 2012 har produktionen af naturgas fra de danske felter i Nordsøen været cirka 450-500 millioner Nm³ per måned.

Feltet Halfdan, hvilket har inkluderet produktionen fra felterne Igor og Sif, fortsætter i 2. kvartal 2012 som feltet med den største månedlige produktion af naturgas. Produktionen har været nogenlunde stabil i april og maj, mens produktionen har været lavere i juni. Produktionen fra Nordsøen er

ofte nedadgående i sommerperioden, da efterspørgslen efter naturgas er lavere. Feltet Halfdan har produceret cirka 1/3 af den danske produktion gennem kvartalet. Den næststørste produktion fra de danske felter kommer fra feltet Tyra, der i gennemsnit har produceret cirka 22 - 27 procent af den danske produktion i 2. kvartal 2012. Der har ikke været produktion fra feltet Roar i 2. kvartal 2012, jævnfør figur 1. Det er som følge af et igangværende undersøgelsesprogram af rørledningen fra Roar til Tyra anlægget

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

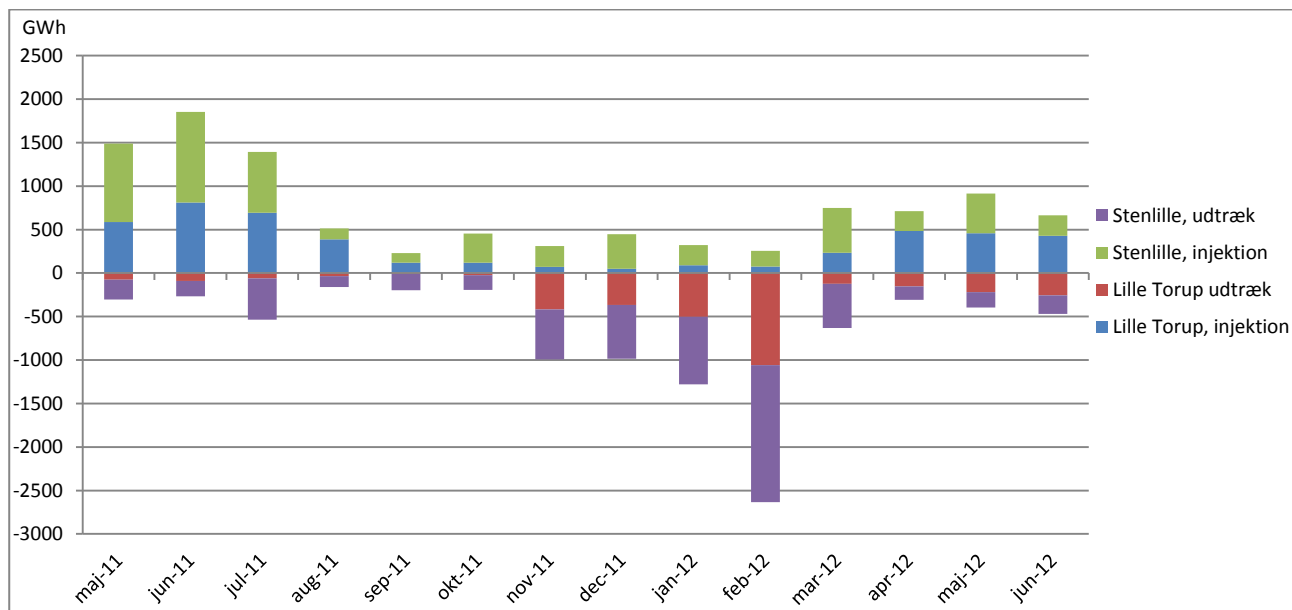
DONG Storage og Energinet.dk gaslager afholdte begge flere auktioner i 1. kvartal 2012 for lageråret 2012/2013. Generelt var efterspørgslen efter lagerkapacitet hos begge gaslagre lav sammenlignet med tidligere år. Flere af auktionerne for lageråret 2012/2013 endte ikke med at blive udsolgte, og det har derfor i 2. kvartal 2012 været muligt at købe overskydende kapacitet som First Come First Served (FCFS). For begge lagre blev volumenkapaciteten efterfølgende udsolgt, hvorimod begge lagre har haft sværere ved at sælge overskydende injektions- og udtrækskapacitet for lageråret 2012/2013.

Energinet.dk Gaslager har i forhold til deres vedligeholdelsesplan for gaslageret i lageråret 2012/2013 indført en kompensationsordning gældende fra den 1. maj 2012. Ordningen indebærer, at lagerkunder kompenseres, hvis de ikke allokeres den nominerede uafbrydelige kapacitet i forbindelse med restriktioner på gaslageret.

Den månedlige udnyttelse af injektion og udtræk i lagrene har ligeledes i 2. kvartal 2012 været på et beskedent niveau, jævnfør figur 2. Begge gaslagre havde i første måned af lagerår 2012/2013 begge en injektion af gas på cirka 457 GWh. Injektionen for gaslager Lille Thorup svarer nogenlunde til

sidste års niveau, hvorimod der kun blev injiceret cirka halvdelen af sidste års niveau for gaslager Stenlille. Det skyldes givetvis, at lageret allerede har været fyldt ved starten af nuværende lagerår, samt forskellige gasprisforhold. Injektionen har for begge gaslagre ligeledes været lav i juni 2012, hvor der blev injiceret 427 GWh i Lille Thorup og 237 GWh i Stenlille. Der blev i samme måned udtrukket sammenlagt 470 GWh fra gaslagrene, hvilket er et højt niveau for en sommermåned. Den større mængde udtræk kan til dels skyldes, at juni 2012 har været koldere end generelt for denne periode, jævnfør tabel 1.

Figur 2: Udvikling i injektion og udtræk siden lageråret 2011



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

Note: Udviklingen i injektion og udtræk fra lagerår 2011 – 2. kvartal 2012. Data er opgjort i GWh og er på månedsbasis.

Prisforskellen mellem sommer- og vintergaspriserne er indsnævret de seneste år, hvorved gevinsten ved at anvende gaslagrene er blevet mindre, hvilket kan være med til at forklare den lavere udnyttelse af gaslagrene. For en nærmere beskrivelse af sommer-vinter spread henvises der til markedsrapporten ”*Overvågning af de danske engrosmarkeder for elektricitet og naturgas – 1. kvartal 2012*”.

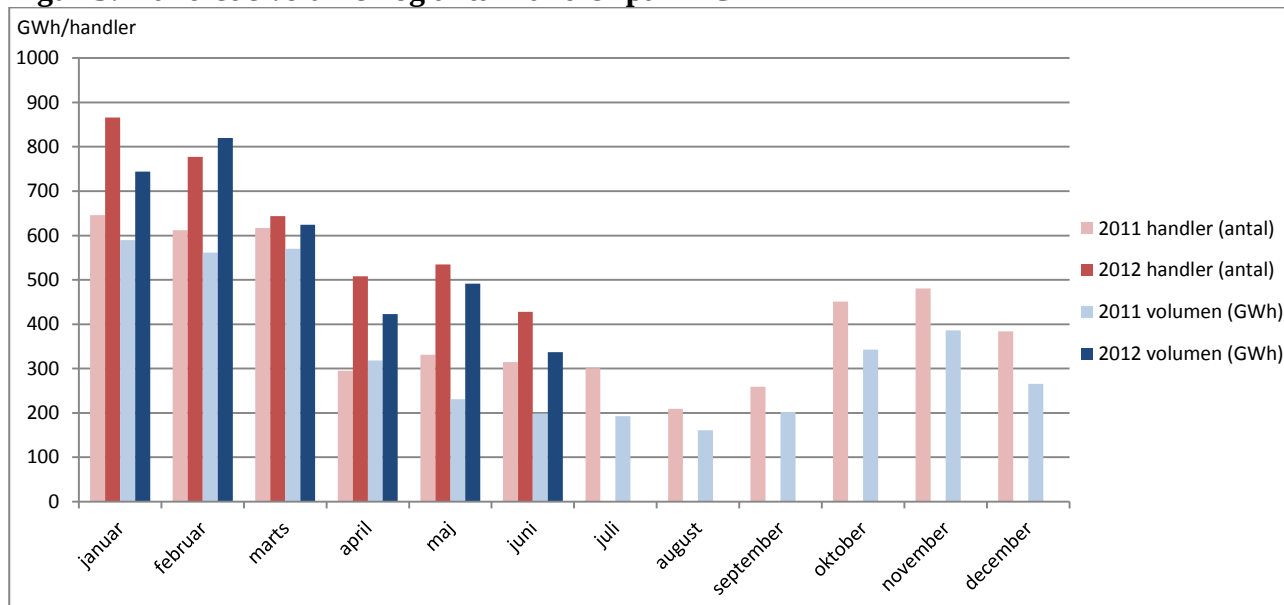
4 Nord Pool Gas

DONG Energy (herefter benævnt DONG) startede den 1. maj 2012 med rollen som Market Maker på månedsproduktet på Nord Pool Gas (herefter benævnt NPG). DONG er startet med en tremåneders prøveperiode, hvor DONG forpligter sig til at give købs- og salgsbud på en standard 30 MW kontrakt med et maksimum spread på 0,5 EUR/MW. DONGs nye rolle som Market Maker skulle gerne være med til at skabe større likviditet på gasbørsens månedsprodukt, og den tremåneders prøveperiode vil være med til at undersøge om markedet har interesse i at handle månedsproduktet.

Den positive udvikling for aktiviteten på gasbørsen fortsætter i 2. kvartal 2012, jævnfør figur 3. Der har i 2. kvartal 2012 været væsentlig flere handler end samme kvartal sidste år.

Den handlede volumen har ligeledes gennemløbet en positiv udvikling i 2. kvartal 2012. Den handlede volumen for hver måned har været højere end samme periode sidste år. I april 2012 var den samlede handlede volumen cirka 423 GWh, hvilket er en stigning på 33 procent i forhold til april året før. I maj og juni var den handlede volumen på henholdsvis 491 GWh og 337 GWh, hvilket er henholdsvis 113 og 70 procent højere end året før.

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 foregår stadig på Day ahead produktet, jævnfør figur 4. Det er både tilfældet for den handlede volumen og antallet af handler. I 2. kvartal 2012 har 76 – 87 procent af den handlede volumen på NPG været Day ahead kontrakter, mens det har været 81 – 87 procent for antal handler allokeret på produkt.

I kvartalet har cirka 9 – 18 procent af den handlede volumen på gasbørsen været Weekend produktet. Produktet har siden indførelsen i 2011 fået en stigende betydning for markedet, og i gennemsnit har 13 procent af den handlede volumen på NPG i 2012 været Weekend produktet. Selvom produktet i princippet er et Day ahead produkt med levering lørdag og søndag, er det positivt for markedet, at aktiviteten på gasbørsen bliver fordelt ud på flere produkter. Produktet har i 2012 gennemsnitlig stået for 7 procent af alle handler på NPG.

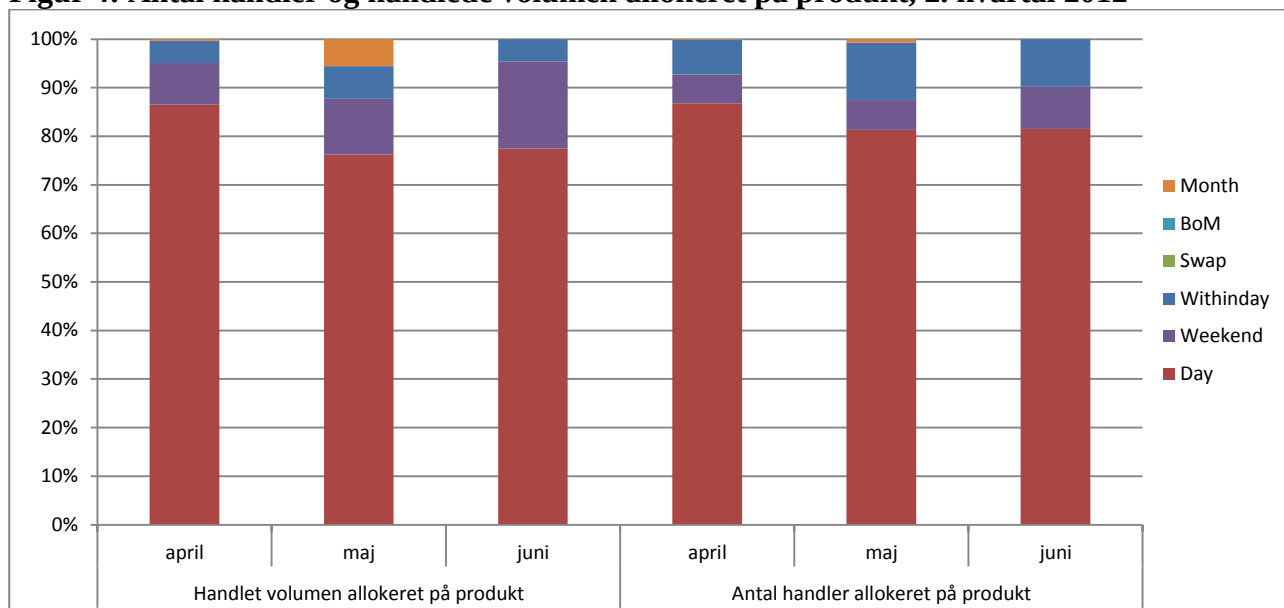
Produktet Withinday har i 2. kvartal 2012 udgjort 7 – 12 procent af alle handler på gasbørsen. Produktet har udgjort cirka 5 - 7 procent af den handlede volumen, hvilket er lavere end niveauet for antallet af handler. Dette er forventeligt, da der oftest handles flere mindre kontrakter indenfor døgnet.

Selvom DONG er startet som Market Maker på månedsproduktet har det ikke medført en større grad af handlen på produktet. Der blev foretaget fire handler på produktet i maj, alt imens deres indtræden som Market Maker ikke har medført en eneste handel i juni. De fire handler i maj bevir-

kede, at produktet stod for cirka 5,5 procent af månedens handlede volumen. Det er imidlertid nødvendigt at følge produktet henover en længere periode for at kunne vurdere om markedet har en interesse i at handle månedsproduktet. Det skyldes blandt andet, at DONG startede som Market Maker i sommerperioden, hvor aktiviteten på gasbørsen generelt er lavere.

Der har ikke været aktivitet på hverken produkterne Balance of Month eller Swap i 2. kvartal 2012. Selvom en større del af aktiviteten på NPG er flyttet fra Day ahead produktet til Weekend produktet, foregår langt størstedelen af al aktivitet stadig på Day ahead produktet. Den manglende aktivitet på de andre produkter bevirker, at disse produkter må betegnes illikvide.

Figur 4: Antal handler og handlede volumen allokeret på produkt, 2. kvartal 2012

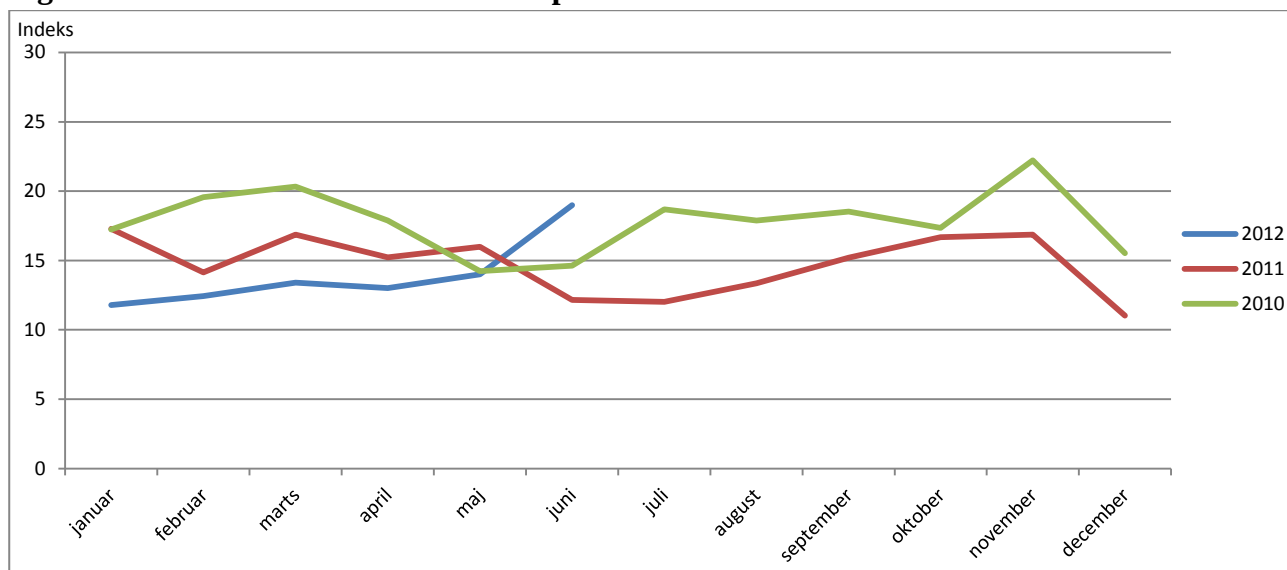


Kilde: Nord Pool Gas.

Note: Udviklingen i handlet volumen allokeret på produkt og antal handler allokeret på produkt i 2. kvartal 2012. Data er opgjort på månedsbasis som 100 % stablet søjler.

Herfindahl-Hirschman Indekset (HHI) måler koncentration/konkurrence på gasbørsen, jævnfør figur 5. En stigning i HHI indikerer et fald i konkurrencen, og indeks 100 vil være ensbetydende med monopol, alt imens indeks 0 er lig perfekt konkurrence. Ifølge US antitrust er markedet ikke-koncentreret ved et indeks lavere end 10, moderat-koncentreret ved indeks 10 – 18, og koncentreret ved et indeks over 18.

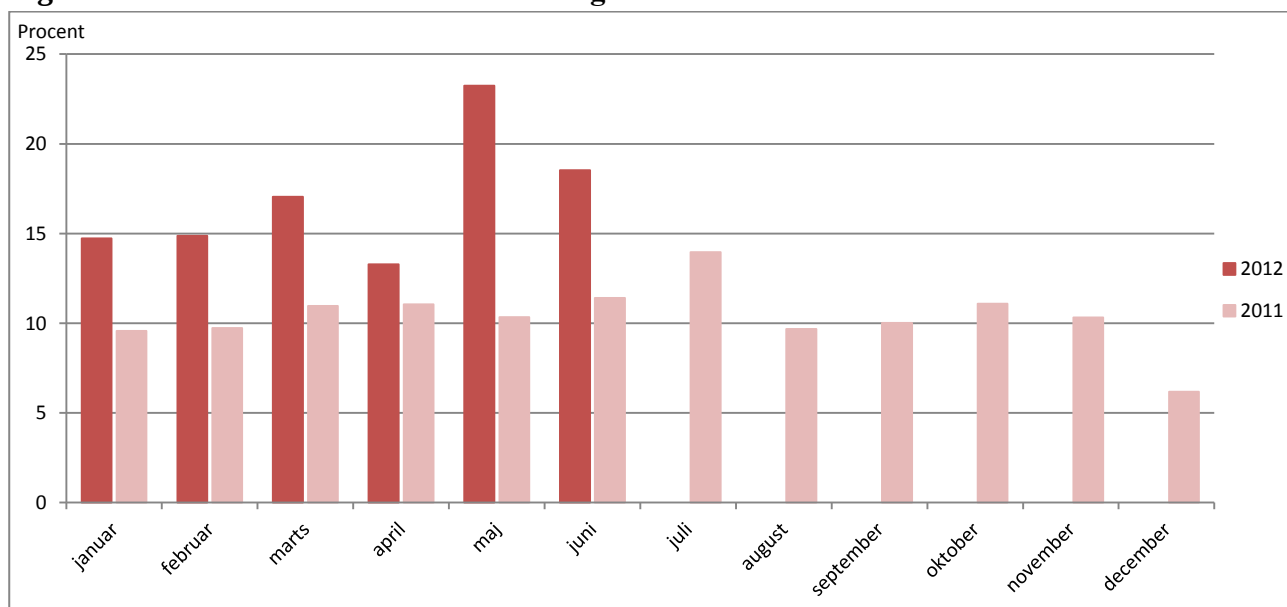
Gennem de første måneder af 2012 har indekset været omkring indeks 12 – 13, hvilket er lavere end de forgående års niveau. Nogenlunde samme trend har været gældende for marts, april og maj 2012. I juni 2012 er koncentrationen imidlertid steget, hvilket indikerer et fald i konkurrencen hos NPG. Koncentrationen er steget til et højere niveau, end hvad der var tilfældet i både 2010 og 2011, hvor der var færre aktører og mindre aktivitet på gasbørsen.

Figur 5: Herfindahl-Hirschman Indeks på NPG

Kilde: Nord Pool Gas.

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

Den fortsatte stigende aktivitet på gasbørsen har ligeledes bevirket, at NPG's markedsandel af det danske forbrug er vokset i forhold til sidste år, jævnfør figur 6. I april 2012 steg markedsandelen med cirka to procentpoint sammenlignet med samme måned året før. Andelen af det danske forbrug handlet på gasbørsen steg fra cirka 10 procent i maj 2011 til cirka 23 procent i maj 2012. Der blev handlet 491.280 MWh, hvilket er mere end det dobbelte af volumen handlet i maj 2011. I juni blev cirka 18 procent af det danske forbrug handlet på gasbørsen, sammenlignet med cirka 11 procent året før. NPG's gennemsnitlige andel af det danske forbrug i 2. kvartal 2012 var over 18 procent.

Figur 6: NPG's andel af det danske forbrug

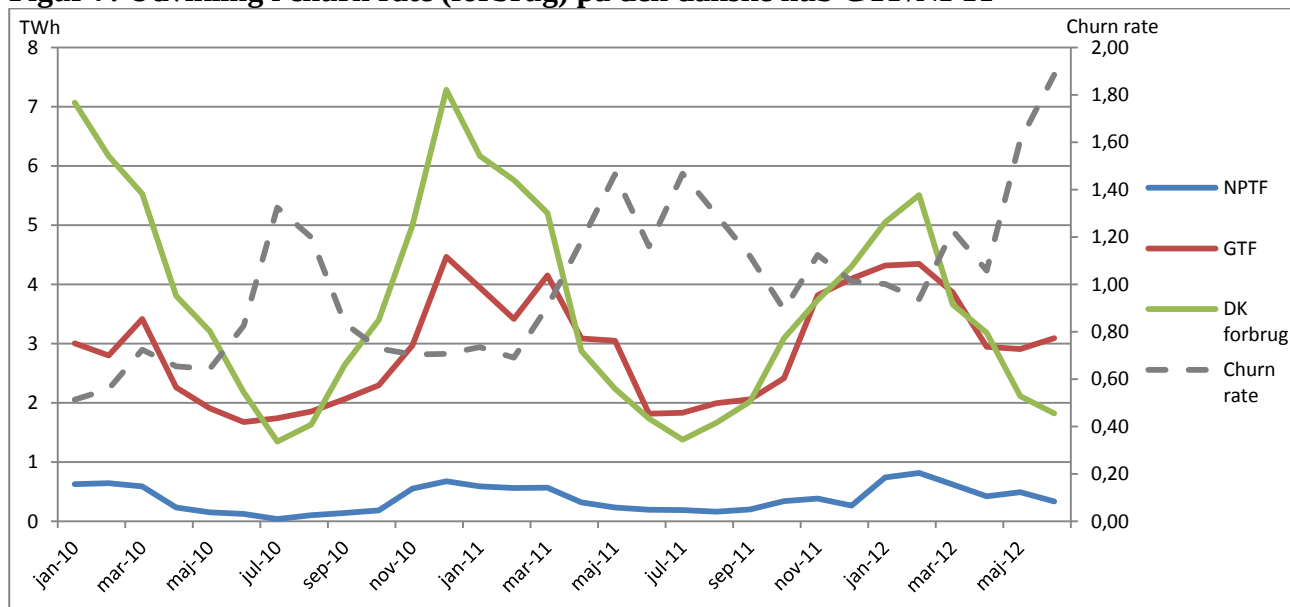
Kilde: Nord Pool Gas, Energinet.dk.

Note: Markedsandelen er beregnet som handlet volumen på NPG divideret med exitzonen.

For at undersøge likviditeten på den danske gashub GTF/NPTF inddrages markedets churn rate. Der anvendes i det følgende data både for GTF og NPTF for at kunne vurdere om det danske marked er likvidt. Churn rate anvendes ofte som en likviditetsindikator, og der anvendes ofte én af to metoder. Churn rate (physical throughput) beskriver antallet af gange som den samme mængde fysisk naturgas handles mellem aktørerne på hubben. Churn rate (forbrug) beskriver antallet af gange som gasforbruget i hubbens omkringliggende transmissionssystem handles mellem aktørerne på hubben. Churn rate (forbrug) anvendes i det følgende, da data er tilgængelig og kan beregnes eksakt. Som tommelfingerregel vil markedet være likvidt, hvis markedets churn rate er over 10.

Churn rate (forbrug) er beregnet som den handlede volumen på GTF og NPTF divideret med gasforbruget i exitzonen. Renses der for sæsonudsving har den handlede volumen på både GTF og NPFT været stigende gennem hele perioden, jævnfør figur 7. Udviklingen for churn rate (forbrug) har henover perioden været voksende. Det danske gasforbrug har gennem perioden været nedadgående, hvilket har medvirket til den positive udvikling for churn rate (forbrug). Denne churn rate er vokset fra 0,83 i juni 2010 til niveau 1,89 i samme måned i 2012. På årsbasis er likviditeten steget fra 0,7 i 2010 til 0,99 i 2011 og 1,17 i første halvår af 2012. Selvom likviditeten for den danske gashub GTF/NPTF har oplevet en positiv vækst, kan den danske gashub endnu ikke betegnes som likvid.

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



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

Note: 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

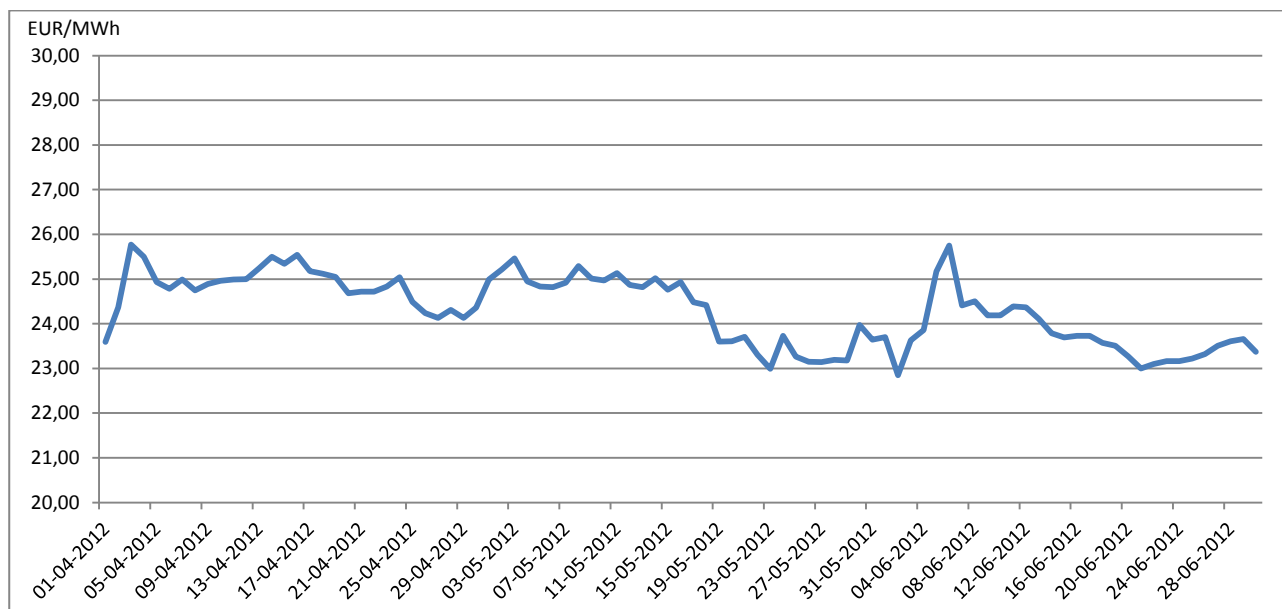
5.1 Prisudvikling i Danmark

Den daglige udvikling i spotprisen på NPG har i 2. kvartal 2012 fastholdt nogenlunde samme prisniveau, jævnfør figur 8. Kvartalet har kun oplevet mindre prisudsving, og kvartalet har ikke været præget af større prisudsving, som det blandt andet var tilfældet i 1. kvartal 2012, hvor prisen i enkelte dage var nær 40 EUR/MWh.

Spotprisen oplevede en mindre prisstigning i starten af juni, hvor prisen steg fra 22,85 EUR/MWh den 2. juni 2012 til 25,75 EUR/MWh onsdag den 6. juni 2012. En af faktorerne for prisstigningen var formentlig på grund af de engelske helligdage den 4. og 5. juni, hvor NPG for første gang gjorde det muligt for engelske kunder at handle på ellers lukkede helligdage. Det betød udvidet Day ahead handel den 1. juni (fem dages handel frem i tiden fremfor de normale tre dage). Selvom ændringen blev meldt ud i god tid af NPG, kan den ændrede situation have medført mere spredt handel i dagene, da aktørerne ikke har været vant til at kunne handle fem dage frem i tiden. Dette kan have været en årsag til prisstigningen den 6. juni, men det kan ikke udelukkes, at andre faktorer ligeledes har påvirket prisen.

Gennemsnitsprisen for 2. kvartal 2012 var 24,3 EUR/MWh. Generelt oplevede spotprisen et mindre fald gennem kvartalet, og faldt fra en gennemsnitlig spotpris på 24,8 i april, 24,3 i maj til 23,8 EUR/MWh i juni 2012. Den faldende efterspørgsel efter naturgas om sommeren, har givetvis været en faktor til lavere priser.

Figur 8: Prisudvikling for spotprisen hos NPG, 2. kvartal 2012



Kilde: Nord Pool Gas.

Note: Udviklingen i spotprisen hos Nord Pool Gas i 2. kvartal 2012. Mængderne er opgjort i EUR/MWh og er på dagsbasis.

5.2 Prisudvikling i Europa

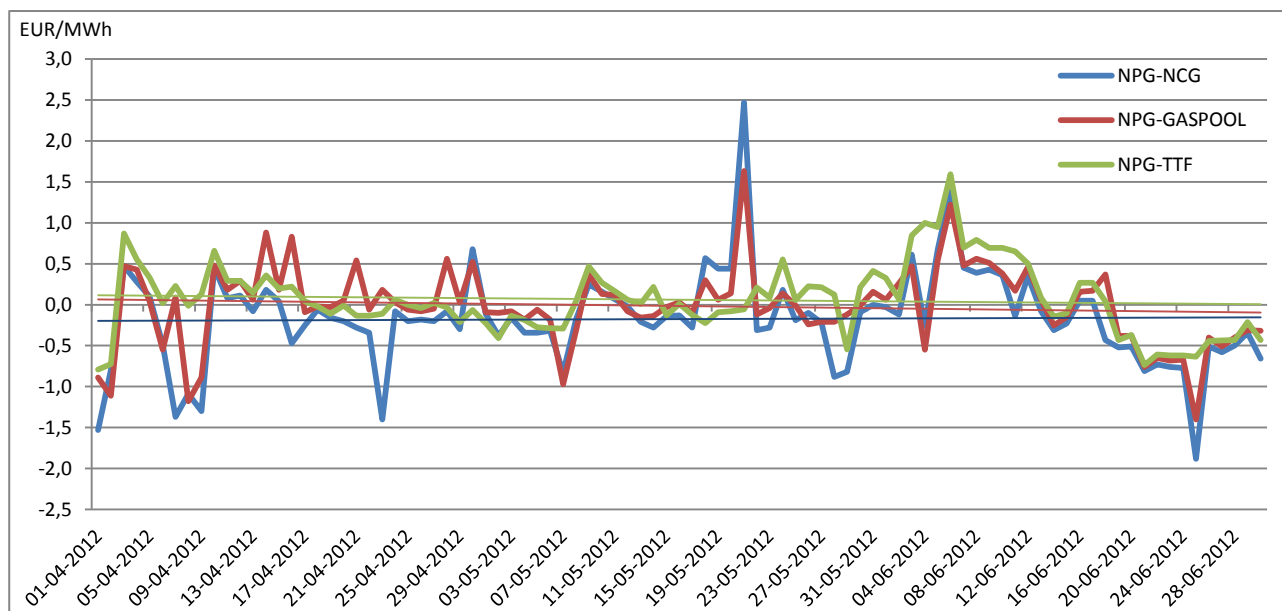
Udviklingen i prisdifferencer for gasbørsen NPG i forhold til de to tyske gashubs NCG og Gaspool, samt den hollandske gashub TTF viser, at de daglige spreads i spotpriserne har været indenfor +/- 2,5 EUR/MWh i 2. kvartal 2012.

Spotprisen hos NPG var generelt billigere end NCG i kvartalet, hvilket især var gældende i april, jævnfør figur 9. I forhold til den tyske gashub Gaspool var NPG generelt dyrere i april, men set over hele perioden har NPG været billigst i kvartalet. Den danske spotpris har i kvartalet været over prisen for den hollandske gashub TTF. Samlet set har gennemsnitprisen for NPG været over den hollandske gashub, men under de tyske priser hos NCG og Gaspool.

Den 21. maj var spotpriserne hos NCG og Gaspool lavere end både den hollandske og danske spotpris. NCG var 2,47 EUR/MWh lavere end NPG, mens prisdifferencen var 1,63 EUR/MWh for Gaspool. Den tyske gasbørs EEX forklarer, at der generelt blev handlet få mængder gas i Tyskland til en lav pris denne dag, hvilket skabte en lav pris på det tyske marked. De lavere priser i Tyskland den 21. maj må formodes at være grundet en særlig hændelse i Tyskland, da priserne kun var lave én enkelt dag, og det kun var tilfældet for de tyske gashubs.

En højere spotpris på den danske gasbørs den 6. juni i forhold til den hollandske gashub og de tyske gashubs hænger formentlig sammen med NPG's udvidelse af Day ahead handlen på grund af de engelske helligdage i starten af juni. Den tidligere mulighed for handel kan have betydet, at den danske spotpris blev handlet til en for høj pris i forhold til omkringliggende markeder.

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 2. 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 hvor høj grad spotprisen hos NPG og priserne hos de tyske gashubs og den hollandske gashub fluktuerer, kan undersøges ved hjælp af priskorrelationskoefficienter, jævnfør tabel 2. Korrelationskoefficienterne viser i hvor høj grad et prisudsving hos NPG falder sammen med et tilsvarende prisudsving hos en af de tre gashubs. Koefficienterne kan have en værdi i intervallet -1 til 1, hvor en værdi i nærheden af 1 indikerer, at der er stærk korrelation mellem prisområderne samt, at de er nært forbundne. En værdi nær 0 betyder, at priserne bevæger sig uafhængigt af hinanden, mens en værdi omkring -1 indikerer, at priserne konsekvent bevæger sig i modsatte retninger.

I 2012 har NPG haft den største priskorrelation med den hollandske gashub TTF, hvor korrelationen var 0,98 i 1. kvartal 2012 og 0,84 i 2. kvartal. Det viser, at der er en høj korrelation mellem priserne hos den danske gasbørs og den hollandske gashub.

Den laveste priskorrelation har været i forhold til den tyske gashub NCG, hvor korrelationskoefficienten var 0,75 i 2. kvartal. Det er gældende for NPG i forhold til alle tre gashubs, at den højeste priskorrelation i 2. kvartal var i maj måned, hvor koefficienterne i forhold til både Gaspool og TTF var over 0,9, jævnfør tabel 2.

Der er generelt høje priskorrelationskoefficienter mellem gasbørsen og de tre gashubs, hvilket viser stærke korrelationer mellem prisområderne samt, at prisdannelsen på markederne er nært forbundne.

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
1. kvartal 2012	0,961	0,965	0,977
April 2012	0,473	0,482	0,732
Maj 2012	0,827	0,917	0,961
Juni 2012	0,378	0,533	0,339
2. kvartal 2012	0,751	0,808	0,844

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. Korrelationskoefficienterne kan have en værdi i intervallet -1 og 1. En koefficient på 1 er ensbetydende med priskorrelation på 100 procent.

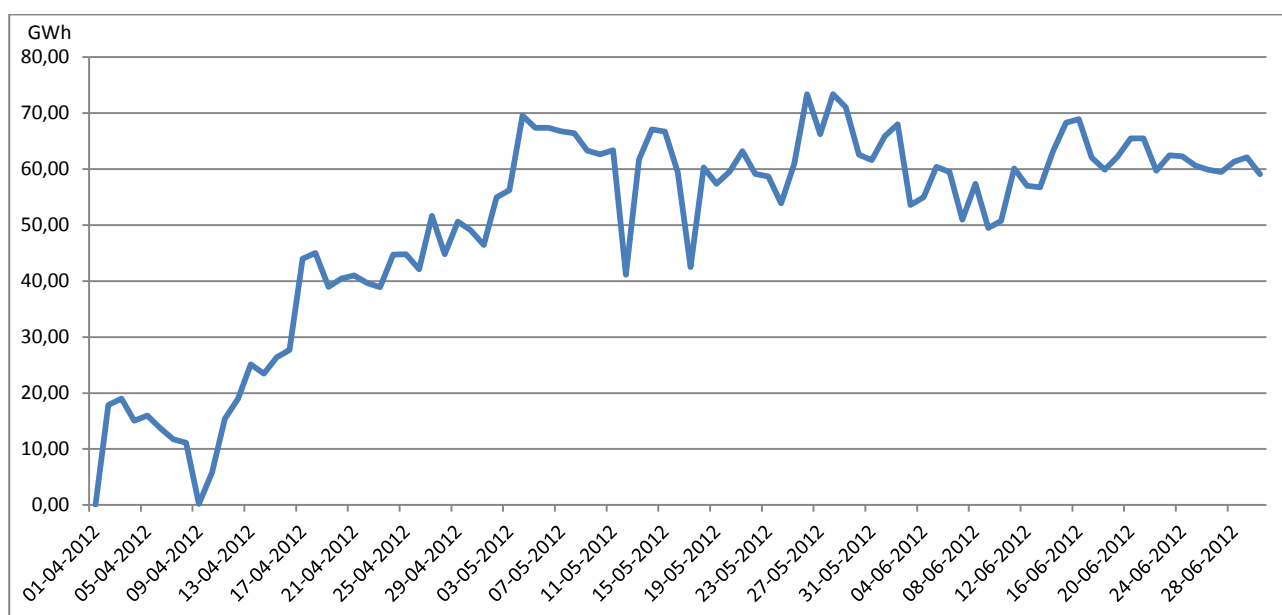
6 Ellund

6.1 Flow i Ellund

Der har været konstant eksport til Tyskland i 2. kvartal 2012, jævnfør figur 10. Eksporten er steget fra cirka 10 GWh i starten af april 2012 til cirka 60 GWh ved månedens afslutning. Det sydgående flow har efterfølgende fastholdt en nogenlunde daglig eksport på 60 GWh i resten af kvartalet.

Importen og eksporten af naturgas over punktet Ellund skyldes hovedsagelig prisniveauet i Danmark og omkringliggende markeder. Den danske spotpris på NPG har sammenlagt været billigere end de tyske engrospriser NCG og Gaspool gennem kvartalet, jævnfør figur 9. Dette kan givetvis være med til at forklare eksporten fra det danske til det tyske marked.

Figur 10: Flow i Ellund



Kilde: Energinet.dk.

Note: Udvikling i det faktiske flow i Ellund i 2. kvartal 2012. Værdierne er opgjort i GWh og er på dagsbasis. Positive værdier er eksport og negative værdier er import i Ellund.

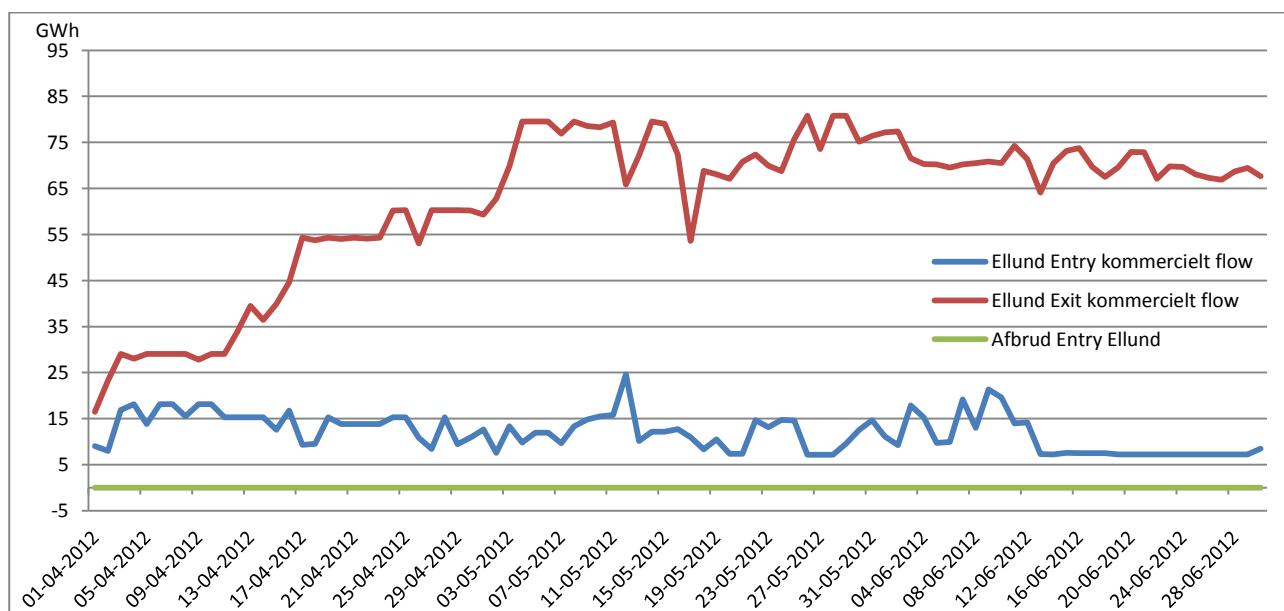
6.2 Flaskehalse i Ellund

Ellund Entry er det eneste Entry punkt i det danske transmissionssystem, hvor der kan forekomme flaskehalse. Flaskehalse og de efterfølgende afbrud i gasimporten forekommer oftest i perioder med lav gaseksport i Ellund Exit. Dette skyldes en lav fysisk transportkapacitet i Ellund Entry i forhold til den importerede volumen, der efterspørges af transportkunderne. Når den maksimale importkapacitet er nået, vil den resterende import fra Tyskland til Danmark ske virtuelt. Importen vil fratrækkes gaseksporten fra Danmark til Tyskland, hvorved den fysiske eksportmængde reduceres med størrelsen på den virtuelle import, kaldet backhaul import. Den importerende gasmængde vil derfor ikke kunne overstige den forholdsvise lave fysiske importkapacitet og gaseksporten til Tyskland. Overstiger efterspørgslen på naturgas dette niveau, vil leveringerne i Ellund Entry blive afbrudt.

Der har ikke været et eneste afbrud i Entry Ellund i 2. kvartal 2012, og det seneste afbrud i Entry Ellund var den 30. december 2011 med et afbrud på 0,025 GWh. Det sidste større afbrud i Ellund Entry var i januar 2011, hvor afbruddet var på 86 GWh. Dette var kort efter det blev muligt i oktober 2010 med fysisk import fra Tyskland til Danmark.

Efter tilfældet i januar 2011 har der været flere tilfælde med lavt niveau af gaseksport og højt niveau af gasimport uden afbrud i Ellund Entry. Dette var blandt andet tilfældet i 1. kvartal 2012, hvor gaseksporten flere gange var lavere end gasimporten uden det resulterede i afbrud. Importmuligheden fra Tyskland til Danmark har derfor muligvis reduceret sandsynligheden for afbrud i Ellund Entry, men det er stadigvæk svært at vurdere på nuværende tidspunkt. Det skyldes, at der efterfølgende ikke har været oplevet samme situation som i januar 2011, hvor der var for høj importefterspørgsel i forhold til importkapaciteten og gaseksporten, hvorved leveringerne blev afbrudt. Gennem det meste af 2. kvartal 2012 har der været en høj grad af gaseksport og lav grad af gasimport, og der har derfor ikke været udsigt til afbrud i Ellund Entry.

Figur 11: Flaskehalse i Ellund



Kilde: Energinet.dk.

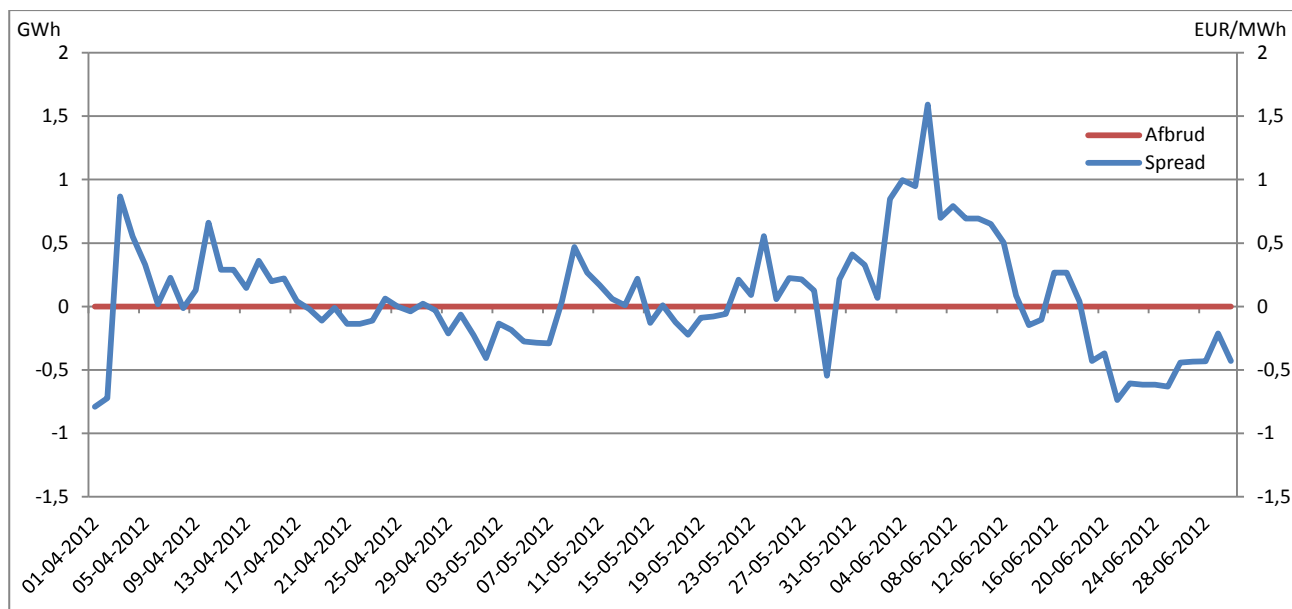
Note: Udviklingen i flaskehalse i Ellund i 2. kvartal 2012. Kommercielt flow er den gas, der er bestilt i gasrøret. Værdien af afbrud i Ellund Entry er blevet multipliceret med (-1), hvorved den vokser i modsat retning af det kommercielle flow.

6.3 Afbrud i Ellund

En lav gaseksport i Ellund Exit kan betyde afbrud i Ellund Entry, da planlagte gasleveringer fra Tyskland til Danmark vil blive annulleret på grund af forekomsten af flaskehalse. Flaskehalsene vil medføre, at det danske marked vil blive afskåret fra det tyske marked, så længe afbruddet varer. Ligevægten mellem udbud og efterspørgsel af naturgas vil hermed skulle ske i det danske transmissionssystem og dertil isolerede danske priser.

Der har i 2. kvartal 2012 ikke været et eneste afbrud i Ellund Entry, jævnfør figur 12. Det fremgår af figuren, at der er en lille prisforskel mellem NPG og TTF, når der ikke er afbrud. Prisforskellen omkring d. 6. juni er tidligere forklaret i afsnit 5.2.

Figur 12: Afbrud og NPG/TTF spread



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

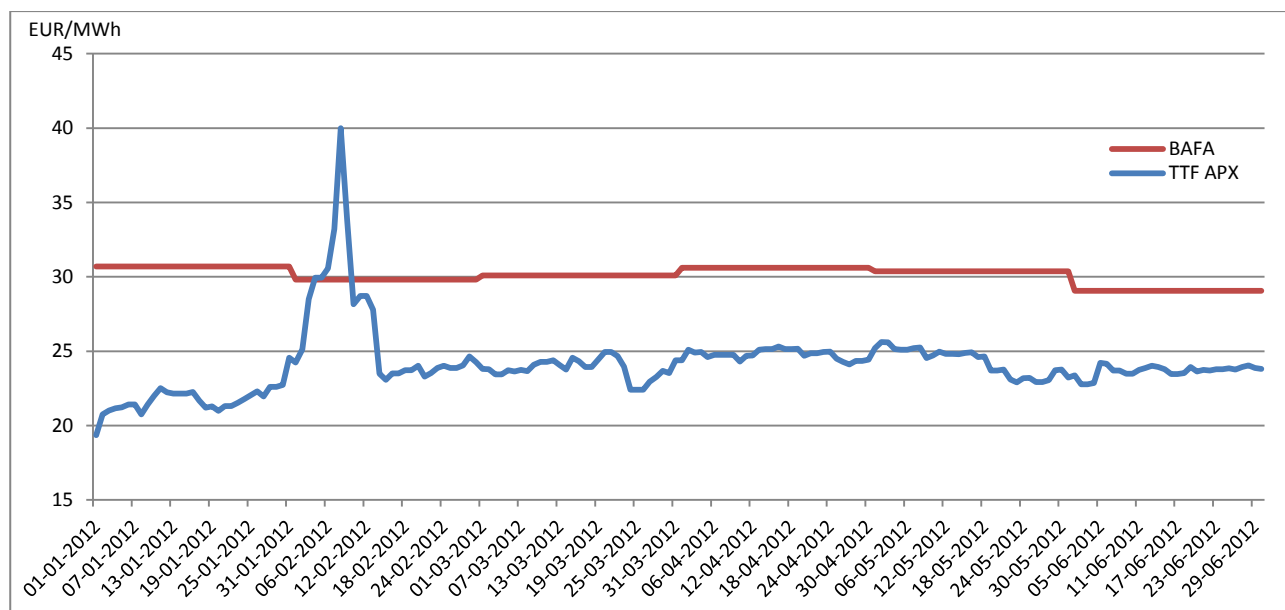
Note: Viser sammenhængen mellem afbrud i Ellund Entry og spreadet mellem Nord Pool Gas og TTF APX i 2. kvartal 2012. På primær akse fremgår afbrud i Ellund Entry opgjort i GWh. På sekundær akse vises spread opgjort i EUR/MWh.

7 To prisregimer

Gasprisen følger enten et olieindeks eller et naturgasindeks alt afhængig af kontrakttypen. Er gasprisen baseret på et olieindeks bestemmes prisen af olieprisen og eksogene faktorer på oliemarkedet. Følger gasprisen en markedsbaseret prisdannelse vil gasprisen bestemmes af udbud og efterspørgsel på gashubs. Gassen der indkøbes på gashubs følger den markedsbaserede prisdannelse.

BAFA indekset indeholder importpriserne på gas til det tyske marked og offentliggøres månedsvis. Størstedelen af den tyske import er olieindekserede Take-or-Pay kontrakter, hvorved BAFA indekset repræsenterer hovedsageligt olieindekseret prisdannelse. Den hollandske gashub TTF anses som prisdannende i Europa og følger en markedsbaseret prisdannelse.

Prisen for de to prisregimer er forskellig, men følger nogenlunde samme trend, jævnfør figur 13. Den olieindekserede prisdannelse fortsætter med at ligge over den markedsbaserede pris i 2. kvartal 2012, og prisforskellen har i 2. kvartal været mellem 5,5 – 7,5 EUR/MWh. Prisforskellen indikerer, at det er mere favorabelt for gaskunder at lade gasprisen følge den markedsbaserede prisdannelse frem for den olieindekserede prisdannelse.

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

Ligesom det var tilfældet med gas, varierer forbruget af elektricitet henover året med størst forbrug om vinteren. Temperaturen spiller en væsentlig rolle på forbruget i Danmark, da koldere perioder vil betyde større efterspørgsel. Antallet af graddage er med til at indikere temperaturen i den enkelte måned, jævnfør tabel 2. Et højt graddtal indikerer, at det har været koldere og energiforbruget hermed har været højere.

Produktionen og forbruget af elektricitet i 2012 har været lavere end de foregående år, hvilket blandt andet skyldes varmere vejr, da temperaturen betyder meget for især elforbruget i boliger. I de fem første måneder af 2012 har temperaturen været varmere end normalåret, jævnfør tabel 2. I juni 2012 var der 50 procent flere graddage end normalåret, og måneden har derfor været koldere end gennemsnitligt.

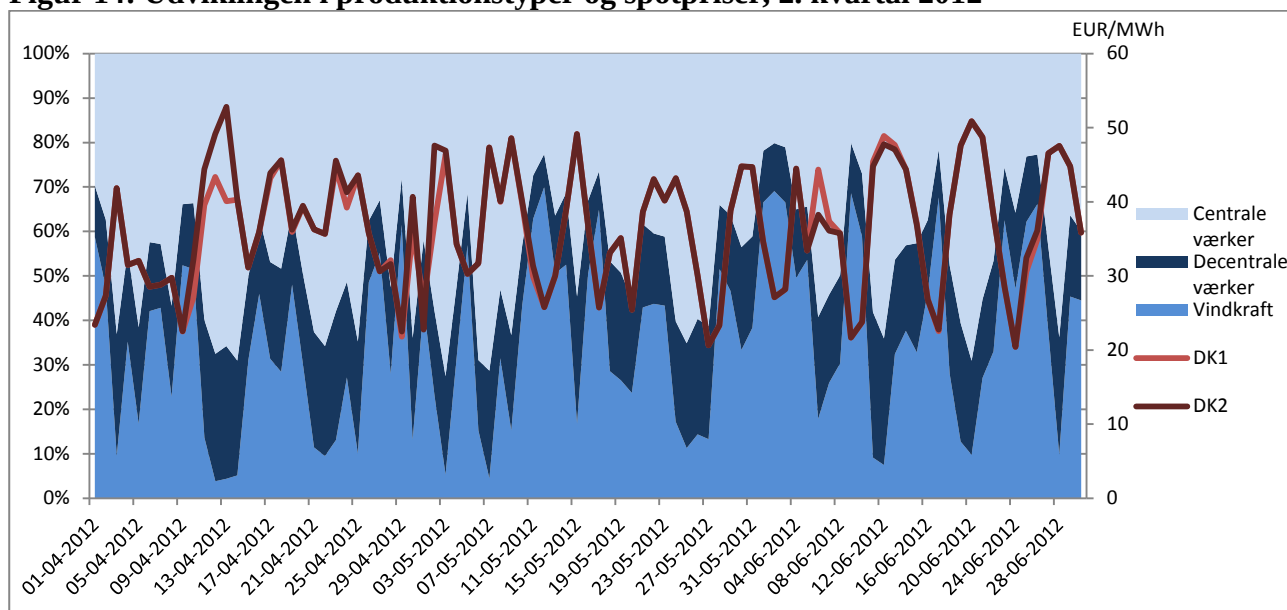
Tabel 2: Produktion, forbrug og produktionstyper

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)

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.

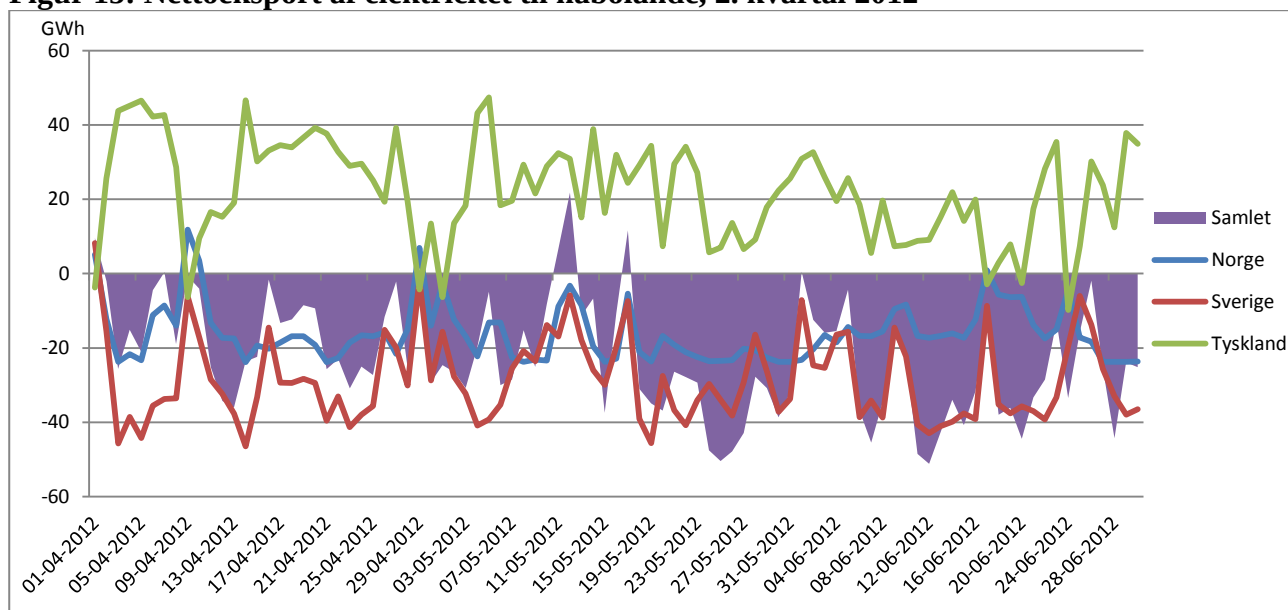
Forholdet mellem produktion af elektricitet fra centrale værker, decentrale værker og vindkraft i Danmark viser, at vindkraft i enkelte dage af 2. kvartal 2012 står for op mod 70 % af den danske produktion, mens andelen andre dage er under 5 %, jævnfør figur 14. Der var blandt andet lav vindproduktion omkring den 10 – 14. april, hvilket kan have været en faktor til stigende spotpriser disse dage. Det bemærkes samtidig, at der var en prisforskel på op mod 12 EUR/MWh mellem DK1 og DK2. Storebæltsforbindelsen var ude af drift på grund af planlagt vedligeholdelse omkring d. 10 – 13. april, hvilket formodes at være en årsag til prisforskellen. Generelt er forholdet mellem produktionen af vindkraft og spotpriserne i Danmark, at spotprisen stiger ved lav vindproduktion, jævnfør figur 14. Det skyldes den relativt lave marginalpris for vindproduktion i forhold til termisk produceret el.

Figur 14: Udviklingen i produktionstyper og spotpriser, 2. 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).

2. kvartal 2012 har været præget af nettoimport fra Sverige og Norge, der er blevet eksporteret videre til Tyskland, jævnfør figur 15. Det er meget normalt at importere elektricitet til Danmark fra Sverige og Norge og eksportere videre til Tyskland i sommerperioden, da de nordiske vandmagasiner er fyldte, hvilket gør strømmen billig. De marginale produktionsomkostninger er højere i Tyskland, hvilket gør det attraktivt at eksportere den billige el baseret på vandkraft fra Norden til Tyskland.

Figur 15: Nettoeksport af elektricitet til nabolande, 2. kvartal 2012

Kilde: Energinet.dk.

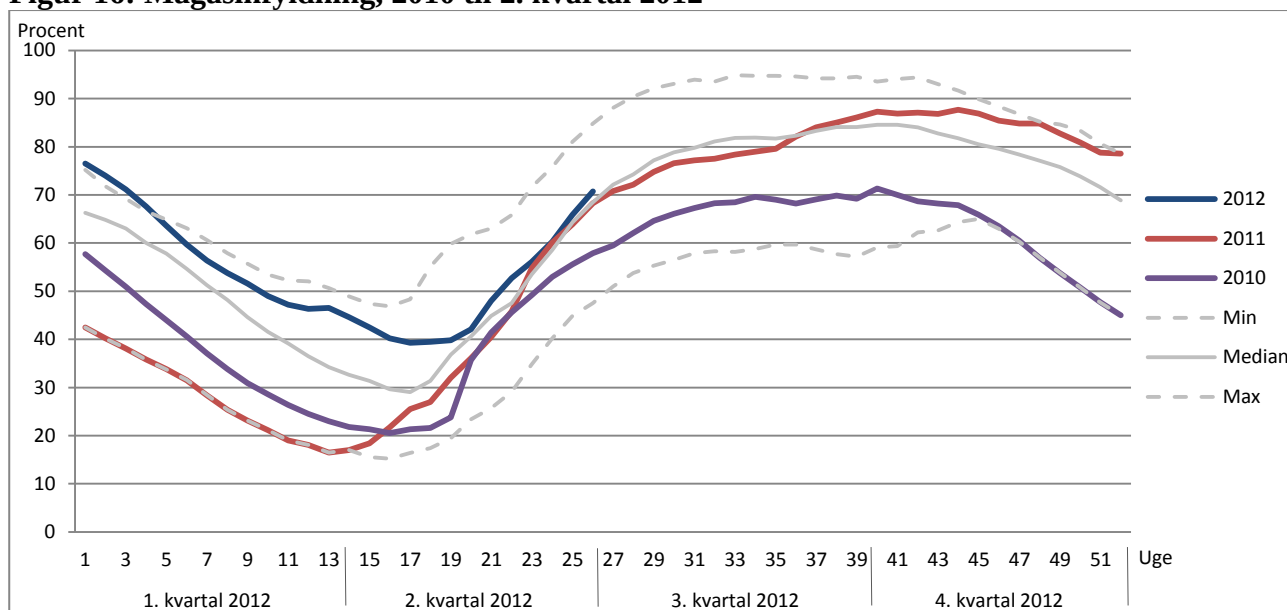
Note: Nettoeksport af elektricitet til Sverige, Norge og Tyskland, 2. kvartal 2012. Negative værdier viser en nettoimport af elektricitet fra det pågældende land. Data er på dagsbasis og opgjort i GWh.

Danmarks geografiske placering mellem de nordiske lande og Tyskland har betydning for de danske elpriser, der blandt andet påvirkes af produktionsforholdene i nabolandene. Magasinfyldningen af vandreservoirs i Norge, Sverige og Finland spiller en væsentlig betydning for elpriserne. Når der er meget vand i vandreservoirerne kan der produceres billig el, og den billige elektricitet fra de nordiske lande eksporteres i sydgående retning. Ved manglende nedbør og dermed en lav grad af fyldning af vandreservoirs i Norden vil prisen på el være påvirket af faktorer som brændselspriser og CO₂-kvoter, da kul- og atomkraftværker hermed vil producere mere el.

Generelt har der været en høj grad af fyldning i de nordiske vandreservoirs i 2012. Fyldningsgraden var i 1. kvartal ekstra høj, og lå et stykke over niveauerne for 2010, 2011 samt medianværdien. Fyldningsgraden var endda højere end det maksimale niveau, der har været i perioden 1990- 2011.

I 2. kvartal 2012 har beholdningerne i de norske, svenske og finske vandmagasiner været over gennemsnittet for årstiden. I uge 14, den første uge i kvartalet, lå fyldningsgraden på 44,6 procent mod medianen på 32,6 procent, mens fyldningsgraden har nået et mere gennemsnitligt niveau gennem kvartalet. I den sidste uge af kvartalet var fyldningsgraden 70,7 procent sammenlignet med medianen på 68,5 procent. Den høje fyldningsgrad har haft en stor betydning for elpriserne gennem kvartalet.

Figur 16: Magasinfyldning, 2010 til 2. kvartal 2012



Kilde: Nord Pool Spot.

Note: Magasinfyldning af vandreservoirs i Norden (Norge, Sverige og Finland) fra 2010 til 2. 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

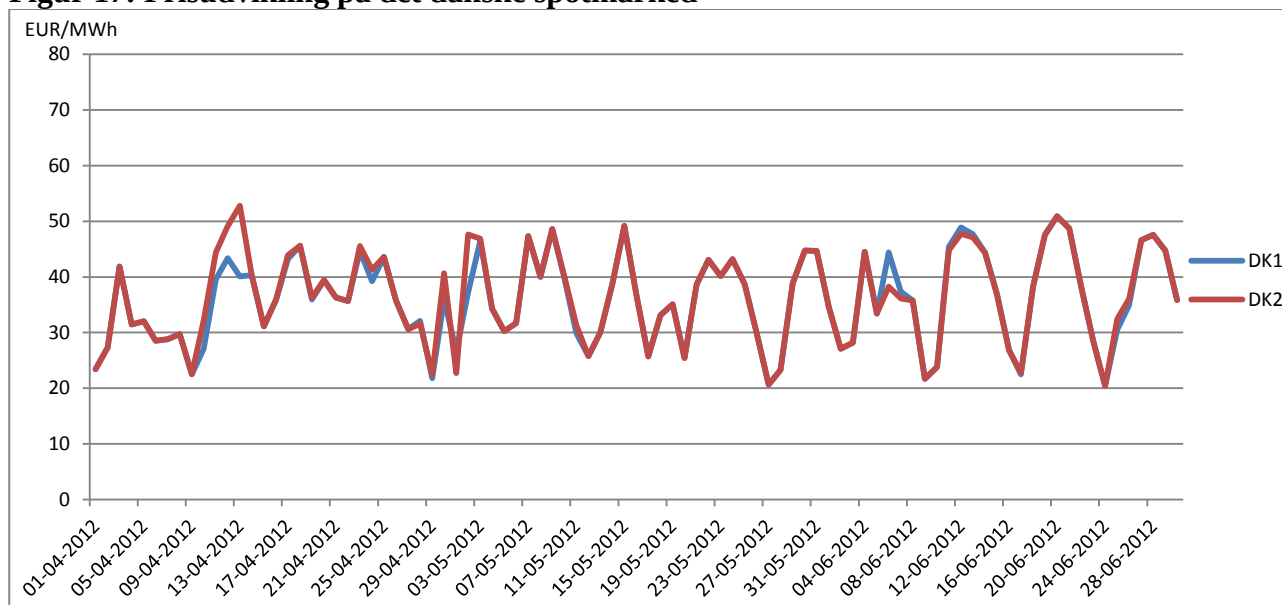
Der er ofte forskel i spotpriserne mellem DK1 og DK2, hvor den højeste pris ofte er i DK2. Spotprisen i DK2 følger i større grad udviklingen på det svenske marked, og risikoen for udfald i atomkraftproduktionen i Sverige er med til at skabe højere priser. Derudover vil meget vind som regel betyde, at priserne i DK1 – hvor der er mange vindmøller – er billigere end i DK2 på grund af den lave marginalpris for vindproduktion.

Der har ikke været større bemærkelsesværdige prisudsving i Danmark i 2. kvartal 2012, som det var tilfældet i 1. kvartal 2012, hvor spotprisen nåede over 100 EUR/MWh. De daglige spotpriser i DK1 og DK2 har gennem 2. kvartal været mellem cirka 20 – 53 EUR/MWh, jævnfør figur 17.

Der har været enkelte mindre prisudsving mellem DK1 og DK2 gennem kvartalet. Faktorer som lav dansk vindproduktion og lav eller afbrud i handelskapaciteten kan være med til at forklare prisforskellene mellem DK1 og DK2 i midten af april, starten af maj og starten af juni, jævnfør figur 14.

Den gennemsnitlige spotpris for DK1 var billigere end DK2 i april og maj, hvorimod DK2 var billigst i juni. Prisen i DK2 var 36,99 EUR/MWh, mens spotprisen var 37,21 EUR/MWh i DK1.

Figur 17: Prisudvikling på det danske spotmarked



Kilde: Nord Pool Spot.

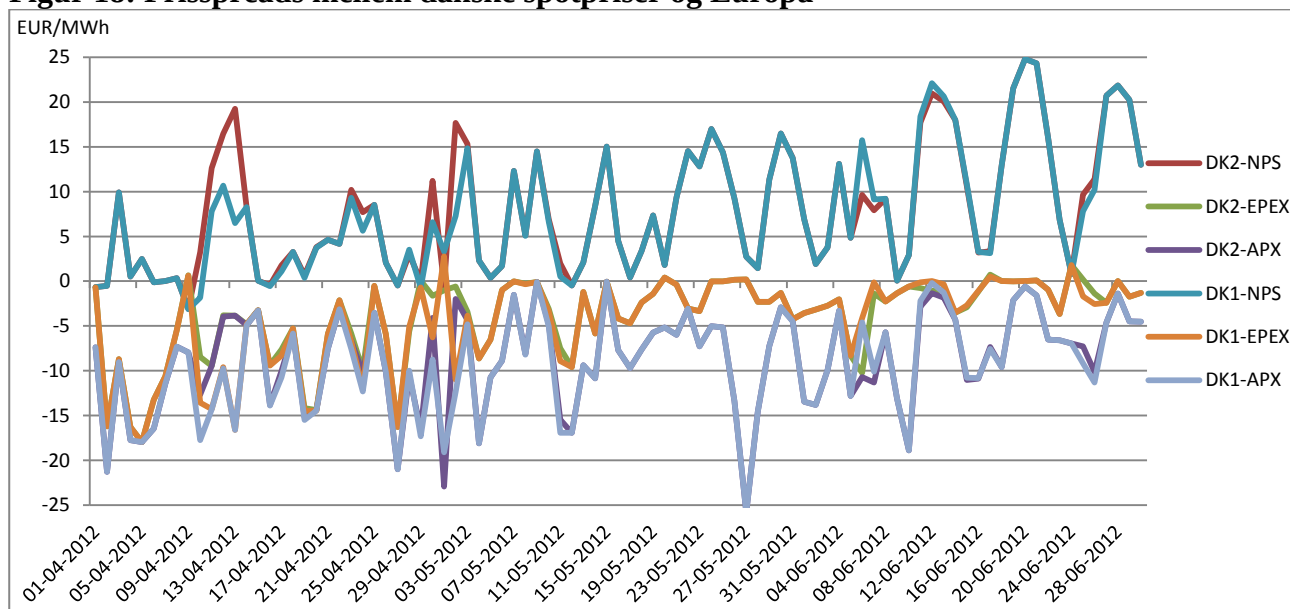
Note: Prisudvikling på spotmarkedet for DK1 og DK2, 2. kvartal 2012. Data er på dagsbasis og opgjort i EUR/MWh.

9.2 Prisudvikling i Europa

Udviklingen i prisforskelle for de danske spotpriser i forhold til systemprisen for NPS, den hollandske engrospris APX og den tyske engrospris EPEX viser, at de daglige spreads i priserne har været op til +/- 25 EUR/MWh i 2. kvartal 2012. Prisforskellene har været lavere end 1. kvartal, hvor de daglige spreads var i intervallet -35 til 42 EUR/MWh. Der har imidlertid været flere tilfælde af prisforskelle i 2. kvartal.

Spotpriserne i DK1 og DK2 har gennem det meste af kvartalet været billigere end den hollandske og den tyske engrospris. Dette var især gældende i april 2012, jævnfør figur 18. De danske spotpriser har i kvartalet været over systemprisen for NPS, hvor prisforskellen har været op til 25 EUR/MWh. Forskellen skyldes faktorer som planlagt vedligeholdelse og magasinfyldning i Norden. Priserne i Norge, Sverige og Finland har været ekstra lave, da der har været meget tilførsel af vand i magasinerne, hvilket giver billig elektricitet. Selvom Danmark importerer mest muligt elektricitet fra de andre nordiske lande, har der ikke været nok overføringskapacitet til at skabe ens priser. Derudover har planlagt vedligeholdelse på blandt andet Skagerrak-forbindelsen medført et lavere flow af elektricitet fra Norge til Danmark. Samlet set har de danske spotpriser i kvartalet været på et niveau mellem Sverige/Norge og Tyskland/Holland, hvor APX og EPEX har været dyrere, mens systemprisen for NPS har været billigere.

Figur 18: Prisspreads mellem danske spotpriser og Europa



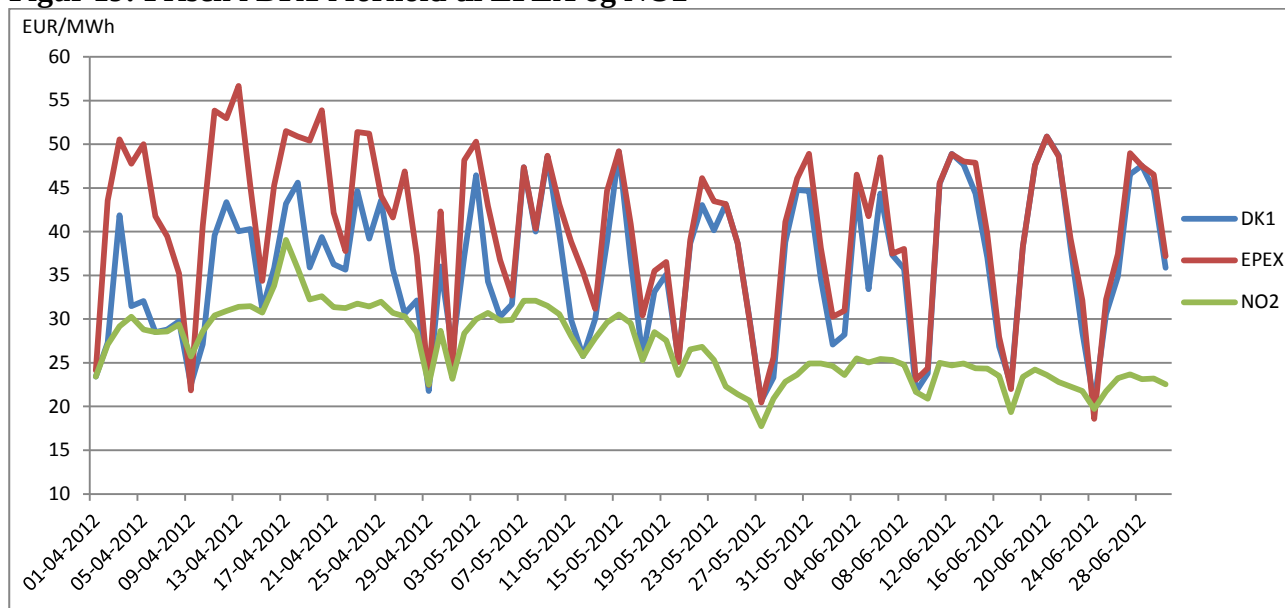
Kilde: Nord Pool Spot, Energinet.dk, APX NL, SET's beregninger.

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 2. 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 undersøges om, der er tegn på, at priserne i de forholdsvis aflukkede prisområder DK1 og DK2 konsekvent følger den højeste spotpris på de omkringliggende markeder i de tilfælde, hvor den indbyrdes variation priserne imellem ændres.

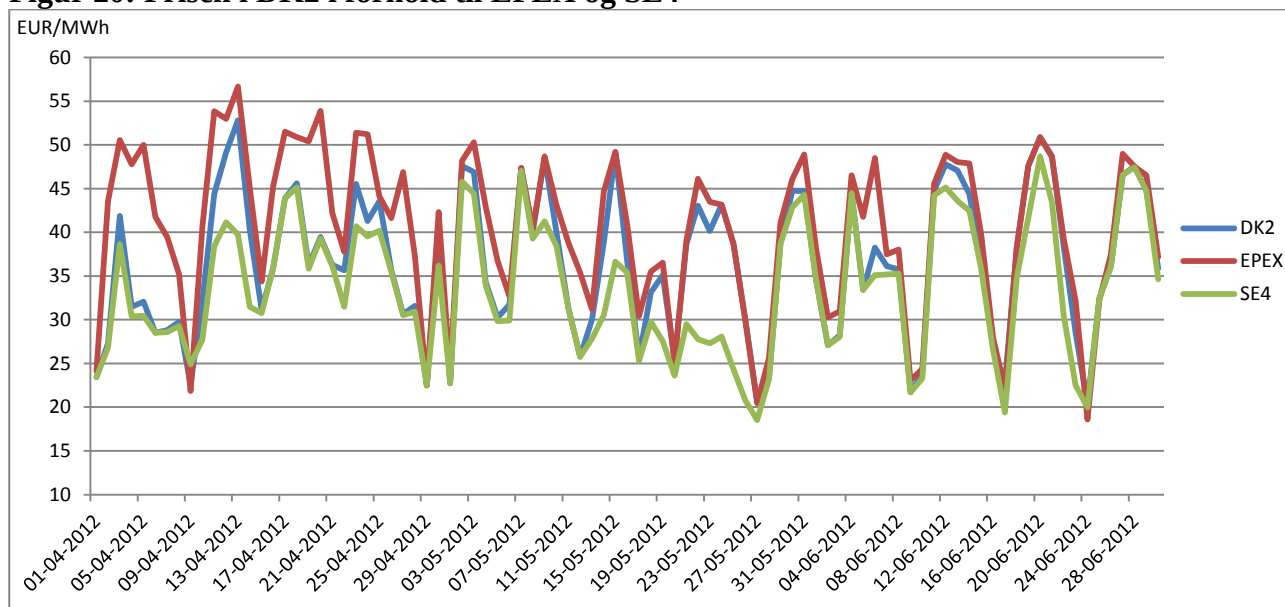
Gennem 2. kvartal 2012 har prisen for NO2 var ekstra lav i forhold til både DK1 og EPEX, da der har været godt fyldte vandmagasiner og betydelig vandtilstrømme, hvilket har betydet ekstra lave norske priser. Selvom der har været en høj grad af import fra Norge, har prisen i DK1 ikke kunne følge den lave norske pris. Prisen i DK1 har gennem kvartalet konsekvent 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 2. kvartal 2012. Data er på dagsbasis og opgjort i EUR/MWh

Den svenske områdepris SE4 har i 2. kvartal 2012 generelt været lavere end både den danske områdepris DK2 og den tyske pris EPEX, jævnfør figur 20. Prisen i DK2 har gennem kvartalet fulgt den højeste pris, men ikke konsekvent.

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 2. kvartal 2012. Data er på dagsbasis og opgjort i EUR/MWh

10. Systemydelser

En grundlæggende egenskab ved elektricitet er, at det ikke kan lagres. Derfor skal elproduktionen og elforbruget hele tiden være i balance, således der ikke opstår strømsvigt. I Danmark er Energinet.dk den systemansvarlige virksomhed, der er ansvarlig for forsyningssikkerheden og sikrer, at elnettet til enhver tid er i balance. Til dette formål køber Energinet.dk systemydelser for at sikre sig adgang til de ressourcer, der er nødvendige for at sikre stabil og sikker drift af elsystemet.

Der findes imidlertid forskellige systemydelser for DK1 og DK2, da Danmark er opdelt i to forskellige synkronområder for frekvens, hvor DK1 tilhører det centraleuropæiske synkronområde, mens DK2 tilhører det nordiske synkronområde (Norge, Sverige, Finland og DK2). De grundlæggende hovedgrupper for systemydelser i DK1 er primær reserve, sekundær reserve (LFC) og manuelle reserver. I DK2 er hovedgrupperne den hurtige frekvensstyrede driftsforstyrrelsesreserve, den lidt langsommere frekvensstyrede normaldriftsreserve og manuelle reserver.

Selvom det er to forskellige synkronområder med forskellige systemydelser, er det stadig relevant og muligt at sammenholde blandt andet LFC og FNR, da produkterne kræver nogenlunde samme ydelse, og har nogenlunde ens omkostningsstruktur.

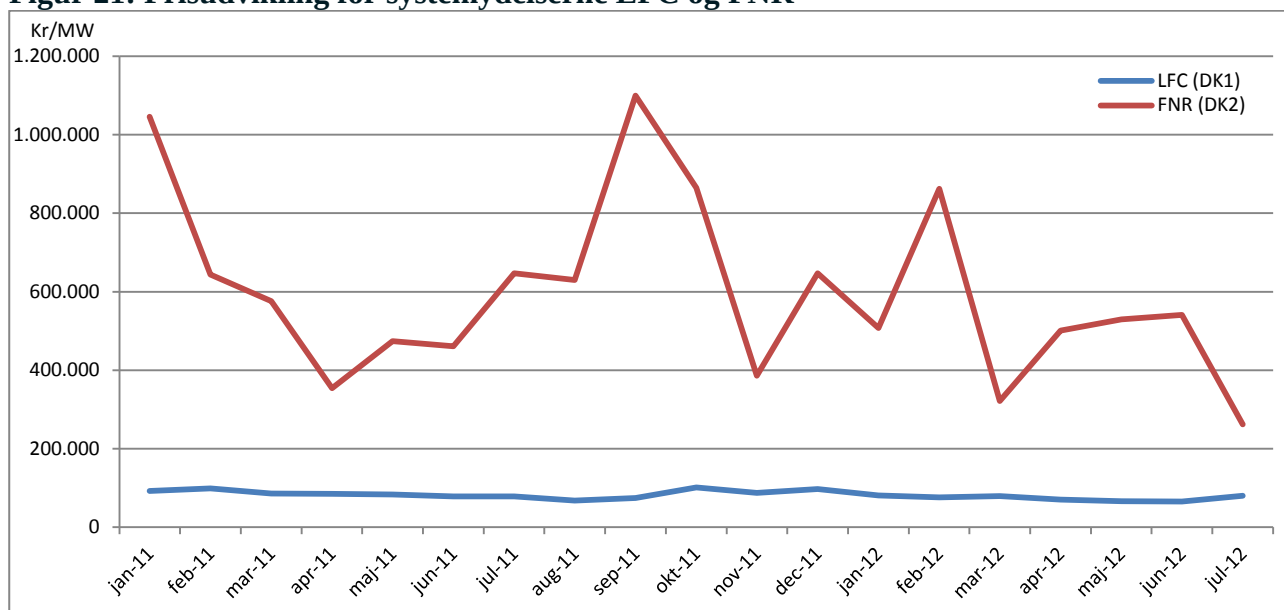
Den sekundære reserve LFC, Load Frequency Control, købes månedligt i DK1, og er en symmetrisk ydelse, hvor aktørerne både skal kunne levere op- og nedregulering.¹⁾ Den langsomme FNR i DK2 købes gennem daglige auktioner, hvor opregulering og nedregulering købes separat til hver sin pris.²⁾ Der er forskel på markedsstørrelserne mellem DK1 og DK2, da der i 2012 skal indkøbes +/- 90 MW af den sekundære reserve i DK1, mens andelen er 23 MW af den frekvensstyrede normaldriftsreserve i DK2.

Den gennemsnitlige pris for +/- 1 MW per måned har for LFC i en længerevarende periode været under 100.000 kr./MW pr. måned, jævnfør figur 21. I 2012 har prisen for ydelsen endda været lavere og har været mellem cirka 65.000 og 80.000 kroner per MW.

Prisen for systemydelsen FNR har haft et noget anderledes prisforløb. Prisen for FNR har i perioden fra januar 2011 og indtil juli 2012 på flere tidspunkter været over 1.000.000 kroner for +/- 1 MW. I 2012 har prisen for ydelsen været mellem cirka 260.000 og 860.000 kroner, hvor den laveste pris på 260.000 var i juli 2012, hvilket var mere end halvering af prisen i forhold til måneden før. Den lave pris skyldes blandt andet, at Energinet.dk fik mulighed for at købe en større mængde FNR i Sverige, hvilket blev købt til en billigere pris.. SET vil undersøge prisfastsættelsen for LFC i DK1 og FNR i DK2 nærmere.

¹ LFC har to formål: 1) Bringe frekvensen tilbage til 50 Hz, ved at frigøre den primære reserve, hvis den er blevet aktiveret. 2) Bringe ubalancen på Tysklandsforbindelsen tilbage til den aftalte plan.

² FNR sikrer ved frekvensafvigelser, at balancen mellem produktion og forbrug genskabes, så frekvensen er nær 50 Hz.

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

Nominel 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, grundet tilbageholdelse af reserver, revision, havari eller administration af forbindelse. Der forekommer forskellige nominelle transmissionskapaciteter for de forskellige overføringsforbindelser, jævnfør tabel 3.

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

Kilde: Energinet.dk, Nord Pool Spot.

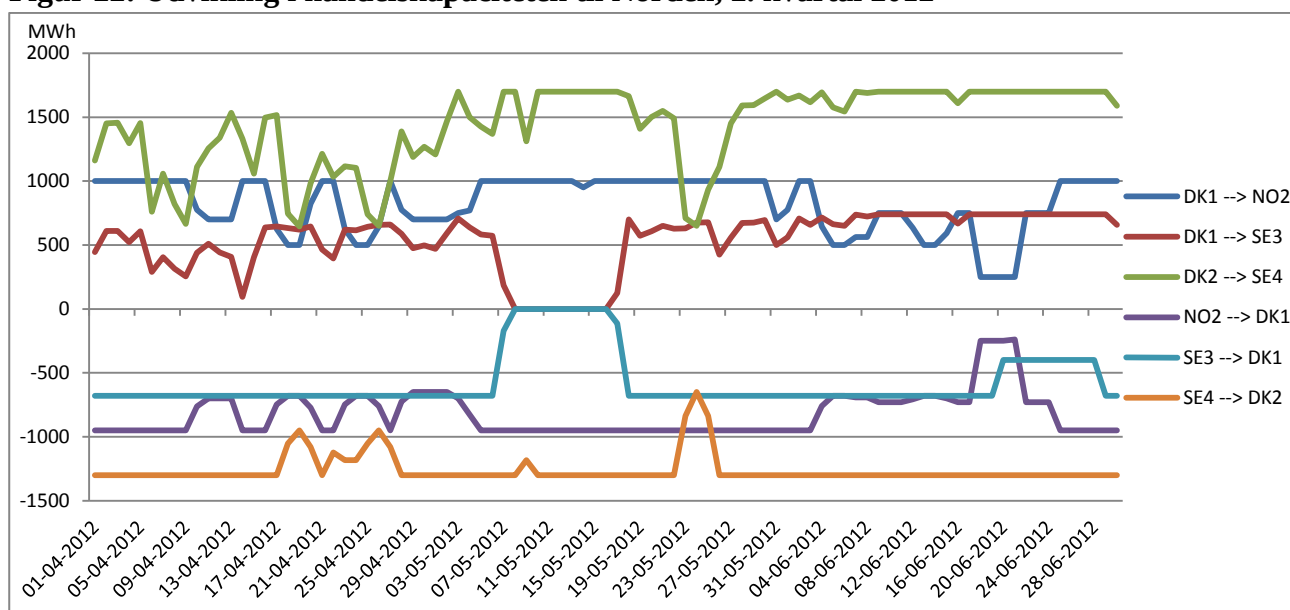
Note: Nominel transmissionskapacitet er den maksimale tilgængelige kapacitet. Handelskapacitet er den kapacitet, der stilles til rådighed for spotmarkedet.

For de danske udlandsforbindelser til henholdsvis Sverige og Norge har handelskapaciteten gennem 2. kvartal 2012 været svingende, jævnfør figur 22. Der har gennem kvartalet været reduceret handelskapacitet på forbindelsen Skagerrak mellem DK1 og NO2 i begge retninger. Det skyldes blandt

andet levetidsvurdering, årlig revision og nedspuling af kabel, hvilket har været foretaget af Energinet.dk og Statnett.

Der har især i 2. kvartal 2012 været begrænset handelskapacitet på forbindelserne mellem Danmark og Sverige. På Kontiskan forbindelsen mellem DK1 og SE3 har årlig revision betydet, at handelskapaciteten har været 0 MW i dele af maj måned. På forbindelsen har den begrænsede handelskapacitet især været i retningen fra DK1 til SE3, da Svenske Kraftnät i denne retning har haft reduceret kapaciteten i både april, maj og juni som følge af risiko for overbelastning. Det samme har været gældende for Øresundsforbindelsen i retningen fra DK2 til SE4.

Figur 22: Udvikling i handelskapaciteten til Norden, 2. kvartal 2012



Kilde: Energinet.dk.

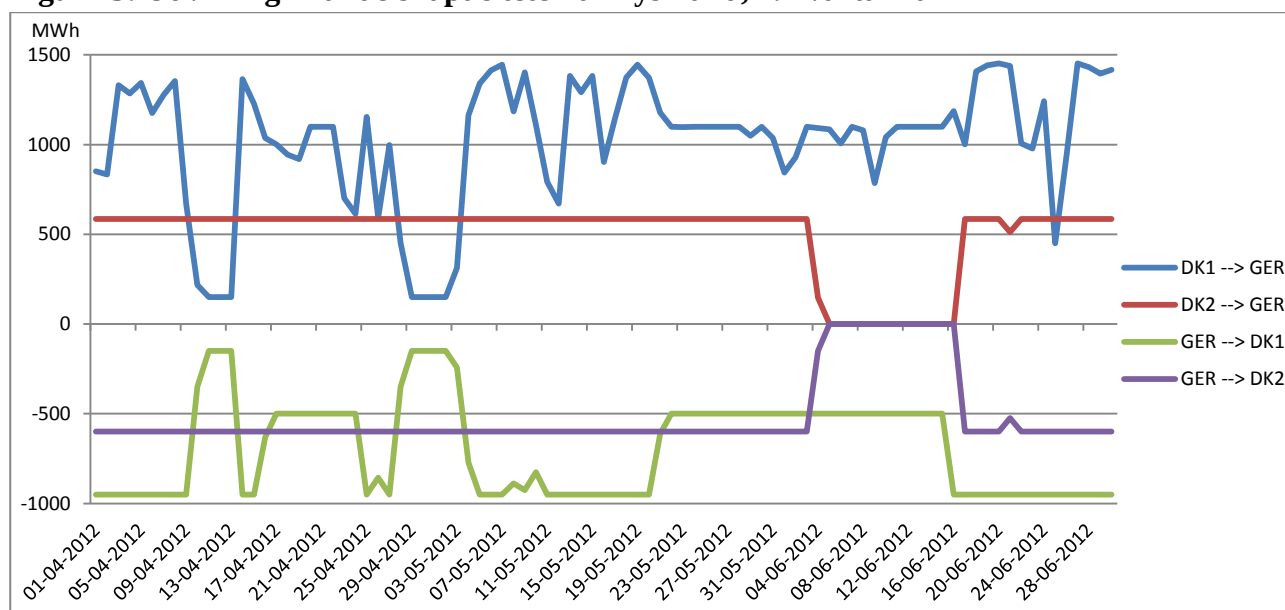
Note: Daglig udvikling i handelskapaciteterne for danske udlandsforbindelser. De daglige handelskapaciteter er et gennemsnit af de timelige handelskapaciteter. Positive værdier er eksporthandelskapaciteten og negative værdier er importhandelskapaciteter

Handelskapaciteten for forbindelsen DK2-GER har i både april og maj været lig den maksimale kapacitet, der kan udveksles mellem de to prisområder. Handelskapaciteten har været 585 MWh pr. time fra DK2 til Tyskland, og 600 MWh pr. time fra Tyskland til DK2. I store dele af juni har handelskapaciteten været lig nul, da der har været planlagt vedligeholdelse af forbindelsen. Generelt er handelskapaciteten nogenlunde stabil på denne forbindelse, hvorimod dette ikke er tilfældet på forbindelsen DK1-GER, jævnfør figur 23.

Handelskapaciteten på forbindelsen DK1-GER har gennem 2. kvartal 2012 haft et ustabilt forløb. I retningen fra DK1 til Tyskland har handelskapaciteten i april og maj været cirka 60 – 70 procent af den nominelle transmissionskapacitet. I den modsatte retning har den tilgængelige kapacitet i april og maj været cirka 70 – 75 procent af den maksimale kapacitet på forbindelsen. Der har ikke været nedbrud på forbindelsen, og de lave handelskapaciteter med store udsving skyldes planlagt vedligeholdelse og diverse ombygninger af 400 kV og 220 kV-forbindelserne over den dansk-tyske grænse. Ombygningerne skyldes, at den tyske TSO TenneT GmbH og den danske TSO Energinet.dk er i gang med at udvide kapaciteten på forbindelsen med DK1 og Tyskland.

Den nominelle transmissionskapacitet forventes per 1. september 2012 i retningen fra Tyskland til DK1 at være 1500 MW mod i dag 950 MW. I modsatte retning forventes den nominelle transmissionskapacitet at ændres fra 1500 MW til 1780 MW per 1. oktober 2012. Sekretariatet for Energitilsynet (herefter SET) ser positivt på denne udvikling, da det styrker den danske forsyningsikkerhed, da en stigende andel af den danske produktion af elektricitet vil være baseret på vindkraft. SET har tidligere været i dialog med Energinet.dk og Bundesnetzagentur om denne forbindelse, da der hyppigt har været begrænsninger på forbindelsen, især i sydgående retning. SET vil fortsat være opmærksom overfor udviklingen på denne forbindelse, og blandt andet holde øje med om en forøgelse af transmissionskapaciteten vil få en betydning for de hyppige begrænsninger på forbindelsen.

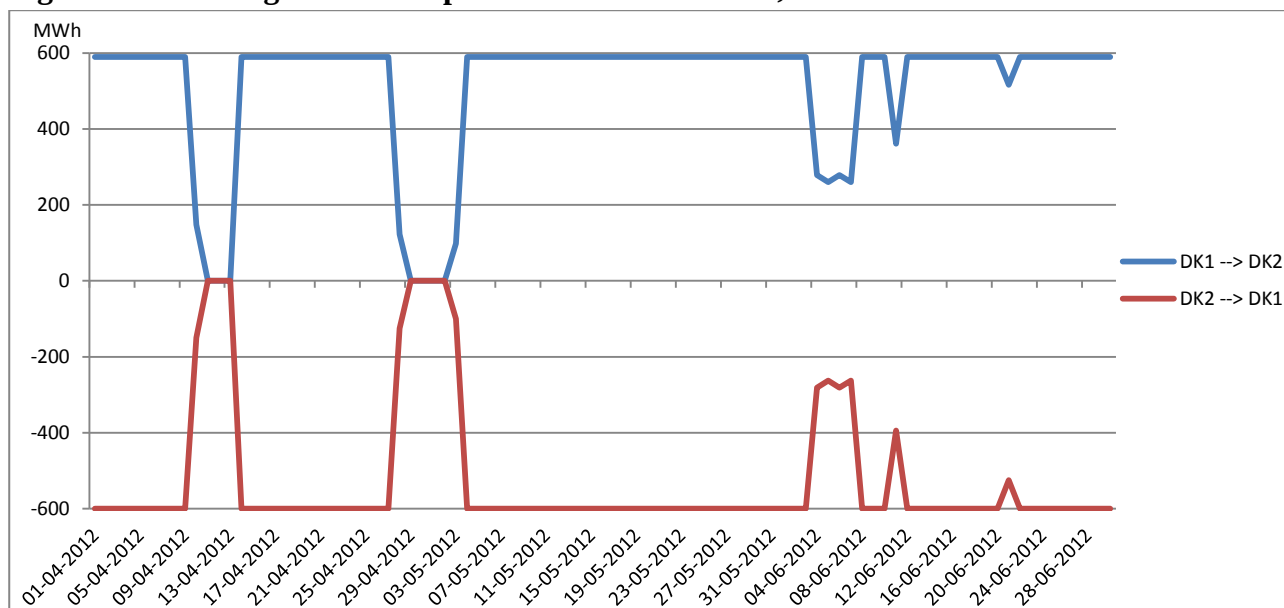
Figur 23: Udvikling i handelskapaciteten til Tyskland, 2. kvartal 2012



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 mellem DK1 og DK2 har handelskapaciteten i størstedelen af tiden været lig den nominelle transmissionskapacitet, jævnfør figur 24. Kapaciteten fra DK1 til DK2 har i hovedparten af kvartalet været lig den maksimale kapacitet på 590 MWh/h, og i retningen DK2 til DK1 har kapaciteten oftest været lig de maksimale 600 MWh/h. Storebæltsforbindelsen har haft syv dage, hvor handelskapaciteten har været lig nul. Forbindelsen har i disse tilfælde været ude af drift på grund af planlagt vedligeholdelse.

Figur 24: Udvikling i handelskapaciteten over Storebælt, 2. kvartal 2012

Kilde: Energinet.dk.

Note: Daglig udvikling i handelskapaciteten 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

Begrænsningerne i transmissionskablerne, der forbinder prisområderne, medfører flaskehalse på transmissionskablerne, da efterspørgslen kan overstige handelskapaciteten i transmissionssystemet. En prisforskel mellem to prisområder er ensbetydende med flaskehals, og antallet af timer med flaskehals på de forskellige forbindelser varierer væsentligt, jævnfør tabel 4.

Ud af alle forbindelser i det danske transmissionssystem, hvor der kan eksistere flaskehals, er der færrest flaskehals på storebæltsforbindelsen mellem DK1 og DK2. Der har i størstedelen af tiden internt i Danmark ikke været flaskehals, da spotpriserne har været ens mellem 82-93 procent af tiden. Ved flaskehals i april og maj har spotprisen oftest været højest i DK2, mens det ikke har været tilfældet i juni, hvor prisen var højest i DK1 i fem procent af tiden og kun to procent af tiden i DK2. Sammenlignet med 1. kvartal har DK1 været dyrere end DK2 i langt flere tilfælde i 2. kvartal.

I forhold til udlandsforbindelserne til Sverige og Norge har spotpriserne i 2. kvartal 2012 været ens i langt færre timer end det var tilfældet i 1. kvartal 2012. Der var ens priser på forbindelsen DK1-NO2 i 26 – 43 procent af tiden i 2. kvartal sammenlignet med 52 – 70 procent i 1. kvartal. På forbindelsen DK1 – SE3 var det 68 – 82 procent i 1. kvartal og kun 40 – 54 procent i 2. kvartal, og på forbindelsen DK2 – SE4 i 70 – 91 procent af tiden i 1. kvartal sammenlignet med 60 – 79 procent i 2. kvartal. Priserne i Sverige og Norge har gennem perioden været lavere end priserne i Danmark, hvilket skyldes faktorer som fyldte vandreservoirer i Sverige og Norge, der gør strømmen billigere.

De danske spotpriser har kun i få timer været billigere end de svenske og norske priser, jævnfør tabel 4.

I april og maj har der eksisteret en lav grad af ens priser på udlandsforbindelserne til Tyskland sammenlignet med udlandsforbindelserne til Sverige og Norge. Priserne har i denne periode oftest været højest i Tyskland, hvilket ligeledes var tilfældet i 1. kvartal 2012. Priserne og flaskehalsene i juni 2012, har imidlertid været anderledes. For begge forbindelser gælder, at priserne mellem Danmark og Tyskland har været ens i over 50 procent af tiden.

Tabel 4: Flaskehalse på forbindelserne

Forbindelse	Flaskehalsehåndtering	Prisforskel	April 2012	Maj 2012	Juni 2012
DK 1 – DK2	Market Splitting	DK2 < DK1	39 t. (5 %)	27 t. (4 %)	36 t. (5 %)
		DK2 > DK1	91 t. (13 %)	45 t. (6 %)	15 t. (2 %)
		DK2 = DK1	590 t. (82 %)	672 t. (90 %)	669 t. (93 %)
DK1 – NO2	Market Splitting	NO2 < DK1	382 t. (53 %)	489 t. (66 %)	528 t. (73 %)
		NO2 > DK1	32 t. (4 %)	3 t. (0 %)	6 t. (1 %)
		NO2 = DK1	306 t. (43 %)	252 t. (34 %)	186 t. (26 %)
DK1 – SE3	Market Splitting	SE3 < DK1	307 t. (43 %)	389 t. (52 %)	425 t. (59 %)
		SE3 > DK1	22 t. (3 %)	19 t. (3 %)	5 t. (1 %)
		SE3 = DK1	391 t. (54 %)	336 t. (45 %)	290 t. (40 %)
DK2 – SE4	Market Splitting	SE4 < DK1	211 t. (29 %)	297 t. (40 %)	150 t. (21 %)
		SE4 > DK1	15 t. (2 %)	0 t. (0 %)	0 t. (0 %)
		SE4 = DK1	494 t. (69 %)	447 t. (60 %)	570 t. (79 %)
DK1 – GER	Market Coupling og eksplicitte auktioner	GER < DK1	59 t. (8 %)	93 t. (13 %)	81 t. (11 %)
		GER > DK1	610 t. (85 %)	539 t. (72 %)	243 t. (34 %)
		GER = DK1	51 t. (7 %)	112 t. (15 %)	396 t. (55 %)
DK2 – GER	Market Coupling	GER < DK2	67 t. (9 %)	97 t. (13 %)	85 t. (12 %)
		GER > DK2	596 t. (83 %)	534 t. (72 %)	268 t. (37 %)
		GER = DK2	57 t. (8 %)	133 t. (15 %)	367 t. (51 %)

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 5 % af tiden i januar, mens prisen var højere i DK2 end DK1 i 13 % af tiden. I 82 % af tiden var der ingen flaskehalse på forbindelsen, da prisen var ens i DK2 og DK1. Flaskehalsene på forbindelsen bliver håndteret som *market splitting*.

I den nordiske model får eksporterende producenter og importører den pris, der er gældende i deres eget prisområde. Ved flaskehalse beregnes flaskehalsindtægten som prisforskellen mellem prisområde A og prisområde B multipliceret den fysiske udveksling. En stor prisforskel og en stor fysisk udveksling på forbindelsen vil betyde en stor flaskehalsindtægt.

Storebæltsforbindelsen er normalt den forbindelse med de færreste flaskehalsindtægter, da priserne i store dele af tiden er ens på denne forbindelse. Det højeste niveau af flaskehalsindtægter i 2. kvartal 2012 på forbindelsen var i juni, selvom måneden havde flest timer med ens pris, jævnfør tabel 5. Det indikerer, at der ved flaskehalsene var store prisforskel og/eller stor fysisk udveksling på forbindelsen.

På de danske forbindelser til Sverige og Norge var der i 2. kvartal 2012 generelt flere flaskehalsindtægter end 1. kvartal 2012, hvilket ligeledes stemmer overens med antallet af flaskehalse, der var langt højere i 2. kvartal. Der har især på forbindelsen DK1 – NO2 været mange flaskehalsindtægter, hvor årsagen især har været store prisforskelle ved flaskehalse. Prisforskellen per time har ofte været mellem 20 – 30 EUR/MWh og har i enkelte timer været over 45 EUR/MWh. Det er desuden

forbindelsen med flest flaskehalsindtægter i 2. kvartal 2012, hvor det i 1. kvartal var forbindelsen DK1 – GER.

På de danske forbindelser til Tyskland har flaskehalsindtægterne i 2. kvartal været nedadgående, hvilket skyldes, at der har været færre timer med flaskehalse. Flaskehalsindtægterne for årsauktion og månedsauktion mellem DK1 og Tyskland har holdt nogenlunde stabile niveauer i 2. kvartal 2012.

Tabel 5: Flaskehalsindtægter

Forbindelse	Januar 2012	Februar 2012	Marts 2012	April 2012	Maj 2012	Juni 2012
DK1 – DK2	301.262	2.091.960	16.229	63.981	27.426	119.948
DK1 – N02	2.818.856	2.200.653	2.200.643	2.789.761	6.368.087	6.668.332
DK1 – SE3	485.728	2.019.681	1.373.796	1.018.693	1.517.818	4.067.357
DK2 – SE4	868.203	410.157	2.238.136	2.173.038	3.604.082	1.591.773
DK2 – GER	2.464.925	3.403.653	3.608.528	3.401.376	1.192.533	369.620
DK1 – GER	3.488.770	4.009.702	5.808.823	5.586.489	1.994.767	1.418.563
DK1 – GER: Månedsauktion	1.148.736	463.536	574.750	665.520	796.992	707.040
DK1 – GER: Årsauktion	741.024	693.216	740.028	717.120	741.024	717.120

Kilde: Energinet.dk

Note: Flaskehalsindtægter per overføringsforbindelse, opgjort i EUR.

13 Markedskobling

Ved prisforskelle mellem to prisområder ønskes der flow af elektricitet fra lavprisområdet til højprisområdet for at minimere prisforskellen. Det er ikke altid tilfældet, og i stedet opleves der jævnligt planlagt handel fra højprisområdet til lavprisområdet. For at vurdere markedskoblingen for danske overføringsforbindelser sammenlignes spotpriser med den planlagte handel, da disse udarbejdes før driftstimen. I selve driftstimen kan der forekomme ændringer af flowets retning grundet intraday handel eller Energinet.dk's udveksling af regulerkraft mellem prisområder.

På det nordiske marked forsøger Nord Pool Spot at optimere flowet mellem prisområderne. Al handelskapacitet i de nordiske prisområder tildeles Nord Pool Spot for implicitte auktioner, og ved flaskehalse er der market splitting. På forbindelserne mellem Norden og Centralvesteuropa forsøger EMCC via volumenkobling at koble de to markeder sammen. Volumenkoblingen blev indført i november 2010, og er en midlertidig markedskoblingsløsning, der forventes afløst af priskobling i starten af 2013. Priskobling er en mere optimal løsning, da den kun kræver én prisberegning baseret på én fælles prisberegningsskema. Priskobling er med til at mindske risikoen for fejlberegninger, hvilket ofte er tilfældet ved den nuværende volumenkobling, hvor elstrømmene bestemmes af EMCC, mens priserne bestemmes af NPS og EPEX.

Der har ikke været problemer med koblingen mellem DK1 og DK2 i 2. kvartal 2012, jævnfør tabel 8. Der har ikke været et eneste tilfælde af flaskehalse, hvor der har været planlagt handel fra højprisområdet til lavprisområdet. Ved størstedelen af flaskehalse i april har der været manglende flow, hvilket skyldes planlagt vedligeholdelse på Storebæltsforbindelsen. Det samme gør sig gældende i maj. I juni har der været planlagt handel fra lavprisområdet til højprisområdet i alle tilfælde af flaskehalse.

På forbindelsen DK1 – NO2 har der været korrekt flow i 99 procent af tilfældene med prisforskelle. I de resterende timer har der været planlagt handel den forkerte retning, hvilket for alle af tilfældene skyldes ramping-betingelsen. Der var blandt andet ramping-begrænsning den 2. april 2012 i timen 5 – 6, hvor der var planlagt handel fra højprisområdet DK1 til lavprisområdet NO2. Den forrige time var der eksport på 714,9 MW til NO2, og ramping-betingelsen om maksimalt at ændre flowet med 600 MW fra én til den næste betød, at der var eksport til NO2 på 114,9 MW i timen 5 - 6. Flowet blev hermed ændret med det maksimal mulige, hvilket begrænsede eksporten til 114,9 MW og gjorde flaskehalsindtægten lavest mulig. Ramping-betingelsen gjorde det ikke muligt at importere elektricitet fra NO2 til DK1, selvom priserne i områderne indikerede dette.

For Kontiskan forbindelsen mellem DK1 og SE3 har der været planlagt handel den korrekte retning i 949 ud af 1167 timer med flaskehalse. Der var ni tilfælde af forkert flow på grund af ramping-betingelsen. I de resterende 209 timer har der været manglende flow, hvor størstedelen af det manglende flow i april skyldes sumbegrænsning mellem DK1 og Norden – det såkaldte snit B. Det manglende flow i maj skyldes vedligeholdelse og nedbrud i forbindelsen, mens tilfældene i juni skyldes ramping.

For Øresundsforbindelsen mellem DK2 og SE4 har flowet været planlagt den korrekte retning ved alle tilfælde af flaskehalse i 2. kvartal 2012, jævnfør tabel 6.

På forbindelsen mellem DK1 og Tyskland har der sammenlagt været 1625 timer med flaskehalse, hvor 1508 timer har været planlagt den korrekte retning. Der har været 87 tilfælde af forkert flow, hvor der har været planlagt handel fra højprisområdet til lavprisområdet. Generelt er de fleste tilfælde af forkert flow på forbindelserne til Tyskland, da der er volumenkobling på disse forbindelser. EMCC beregner spotpriser og det planlagte flow på forbindelserne, men Nord Pool Spot genberegner selv spotpriserne, hvilke i stedet benyttes. Der er flere problemer med denne genberegning. EMCC beregner priserne med to decimaler, mens NPS anvender ét decimal, hvilket kan skabe fejl. Derudover kan genberegningen betyde en anden udvælgelse af blokbud, hvilket ligeledes kan skabe fejl.

For Kontek forbindelsen mellem DK2 og Tyskland var der flaskehalse i 1647 timer, hvor handlen var planlagt den korrekte retning i 78 procent af tilfældene. For de resterende 22 procent var 19 procent manglede flow og 3 procent var forkert flow. Den høje procentdel for manglende flow skyldes især, at der var planlagt vedligeholdelse på forbindelsen i store dele af juni. Det forkerte flow ved flaskehalse skyldes givetvis, ligesom det var tilfældet med forbindelsen DK1-GER, at der er volumenkobling på forbindelsen.

Tabel 6: Planlagt handel på overføringsforbindelserne ved flaskehalse

Forbindelse	Planlagt flow ved prisforskelle	April 2012		Maj 2012		Juni 2012	
		Procent – antal timer		Procent – antal timer		Procent – antal timer	
DK1 – DK2	Korrekt flow	22 %	28 t.	33 %	24 t.	100 %	51 t.
	Forkert flow	0 %	0 t.	0 %	0 t.	0 %	0 t.
	Manglende flow	78 %	102 t.	67 %	48 t.	0 %	0 t.
DK1 – NO2	Korrekt flow	99 %	410 t.	99 %	489 t.	99 %	531 t.
	Forkert flow	1 %	4 t.	1 %	3 t.	1 %	3 t.
	Manglende flow	0 %	0 t.	0 %	0 t.	0 %	0 t.
DK1 – SE3	Korrekt flow	78 %	255 t.	66 %	269 t.	99 %	425 t.
	Forkert flow	2 %	7 t.	0 %	1 t.	0 %	1 t.
	Manglende flow	20 %	67 t.	34 %	138 t.	1 %	4 t.
DK2 – SE4	Korrekt flow	100 %	226 t.	100 %	297 t.	100 %	150 t.
	Forkert flow	0 %	0 t.	0 %	0 t.	0 %	0 t.
	Manglende flow	0 %	0 t.	0 %	0 t.	0 %	0 t.
DK1 – GER	Korrekt flow	98 %	654 t.	92 %	583 t.	84 %	271 t.
	Forkert flow	1 %	10 t.	5 %	32 t.	14 %	45 t.
	Manglende flow	1 %	5 t.	3 %	17 t.	2 %	8 t.
DK2 - GER	Korrekt flow	95 %	631 t.	84 %	531 t.	35 %	124 t.
	Forkert flow	2 %	14 t.	3 %	20 t.	4 %	14 t.
	Manglende flow	3 %	18 t.	13 %	80 t.	61 %	215 t.

Kilde: Energinet.dk, SETs egne beregninger.

Note: *Timer med prisforskelle* viser antallet af timer, hvor prisen har været forskellig mellem de to prisområder. *Korrekt flow*, *Forkert flow* og *Manglende flow* er underkategorier hertil, og viser hvordan flowet har været planlagt ved prisforskelle. *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.

14. Ordforklaring

Ordforklaring til naturgas

Afbrud	Forekommer når der er flaskehalse, hvorved import/eksport af naturgas ikke er muligt
APX TTF (APX GAS NL)	[APX TTF, APX GAS NL] Hollandsk gasbørs. Anses som prissførende i Kontinentaleuropa
APX-ENDEX	Gasbørs, hvor der på APX handles spotkontrakter med leveringspunkt i TTF, NBP og ZEE. På ENDEX handles futureskontrakter med leveringspunkt i TTF
Arbejdsgas	Gassen der kan anvendes. Anvendes bl.a. ved gaslagre
Ascending Clock	Bruges bl.a. hos gaslagrene. Overstiger efterspørgslen den udbudte lagerkapacitet, vil en ny budrunde starte, hvor det aktuelle budpris øges
Backhaul import	Kan forekomme når den fysiske importkapacitet er nået. Herefter vil den øvrige import ske virtuelt. Dette sker bl.a. i Ellund, hvor der er begrænset importkapacitet
BAFA	[BAFA, Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle] Tysk indeks, der angiver den gennemsnitlige pris på gas importeret til Tyskland. Kan anvendes til at repræsentere olieindekseret prisdannelse
Balance of Month	[BoM, Balance of Month] Produkt med levering af gas resten af indeværende måned
BNG	[BNG, bionaturgas] Bionaturgas kan virtuelt føres ind i transmissionssystemet via BNG Entry Punkt
BoM	[BoM, Balance of Month] Produkt med levering af gas resten af indeværende måned
Churn rate (forbrug)	Antallet af gange som gasforbruget i hubbens omkringliggende transmissionssystem handles mellem aktørerne på hubben
Churn rate (physical throughput)	Antallet af gange som den samme mængde fysisk gas handles mellem aktørerne på en hub
Day ahead	Produkt med levering af gas næste dag
EEX	[EEX, European Energy Exchange] Tysk gasbørs, hvor der handles børskontrakter. Leveringspunkt i NCG og Gaspool
Ellund	Punkt i Danmark, hvorfra det er muligt at importere og eksportere gas med Tyskland
Ellund Entry	Punkt i Danmark, hvorfra det er muligt at indføre gas til det danske system
Ellund Exit	Punkt i Danmark, hvorfra det er muligt at eksportere gas til det tyske system
Entry punkt	Punkt, hvor der føres naturgas ind i transmissionsnettet. Der findes i Danmark tre Entrypunkter: Nybro, Ellund og Dragør
ENTSO-G	[ENTSO-G, European Network of Transmission System Operators for Gas] Europæisk samarbejde for TSO'er på gasmarkedet
Exit punkt	Punkt, hvor der fører gas ud af transmissionsnettet. Der findes i Danmark tre Exit punkter: Ellund, Nybro og Dragør
Exitzonen	Exitzonen på gasmarkedet består af seks distributionsområder

Flaskehals	Når efterspørgslen efter kapacitet overstiger udbuddet
Forwardkontrakt	En bindende aftale om fremtidig levering af gas til en på forhånd aftalt data og pris
Gashub	En handelsplads for gas
Gasleverandør	Forsyner forbrugerne med naturgas og fakturerer dem for den
Gaspool	Gashub i Tyskland
Gasår	Gasåret er gældende fra 1. oktober kl. 6.00 til 1. oktober kl. 6.00 efterfølgende år
GTF	[GTF, Gas Transfer Facility]. Virtuel gashub i Danmark, hvor OTC-kontrakterne har leveringspunkt
GUD	[GUD, Gasunie Deutschland Transport Services GmbH] TSO i Tyskland
Herfindahl-Hirschman indekset	[HHI, Herfindahl-Hirschman indekset] Måler koncentration/konkurrence på et marked
HHI	[HHI, Herfindahl-Hirschman indekset] Måler koncentration/konkurrence på et marked
ICE	[ICE, Intercontinental Exchange] Gasbørs, hvor der handles futureskontrakter med leveringspunkt i TTF og NBP
Injektion	Naturgas, der føres ind i gaslagrene
Intraday	[Intraday, Withinday] Produkt med levering af gas samme dag som kontrakten indgås
Kaverner	Hulrum, hvori der kan opbevares naturgas. Anvendes bl.a. af gaslager Lille Torup
L4H	Link4Hubs, virtuelt handelspunkt for kapacitet. Kan reservere og bestille kapacitet på tværs af grænserne mellem Danmark, Tyskland og Holland
Lagerkunde	Ejer den del af gassen, som lagerkunden har fået overdraget af transportkunden til lagring i gaslagrene
Lagerår	Lageråret er gældende fra 1. maj til 1. maj
Month ahead	Produkt med levering af gas den efterfølgende måned
NBP	[NBP, National Balancing Point] Gashub i Storbritannien
NCG	[NCG, NetConnect Germany] Gashub i Tyskland
NOGAT	Hollandsk rørledning, der forbindes med det danske marked via rørledningen Tyra Vest - F3
Nord Pool Gas	[Nord Pool Gas, NPG] Dansk gasbørs, hvor der handles børskontrakter. Leveringspunkt i NPTF. Alle kontrakter på NPG resulterer i fysisk levering
NPG	[Nord Pool Gas, NPG] Dansk gasbørs, hvor der handles børskontrakter. Leveringspunkt i NPTF. Alle kontrakter på NPG resulterer i fysisk levering
NPTF	[NPTF, Nord Pool Transfer Facility] Virtuel gashub i Danmark. Er leveringspunkt for børskontrakterne for NPG
Nybro	Punkt i Danmark, hvor naturgassen fra danske nordsøfelter modtages

Open Season	Tofaset udbudsmodel, der giver markedsaktørerne mulighed for at byde ind på lange transportkontrakter på nyetableret transmissionskapacitet. Anvendes bl.a. af Energinet.dk
Salthorst	En underjordisk "saltpude", hvor bl.a. gaslager Lille Torup har syv kaverner til opbevaring af naturgas
SBU	[SBU, Standard Bundled Units] Anvendes bl.a. hos gaslagre, og er en pakke af injektions-, udtræks- og volumenkapacitet
Sommer-vinter spread	Forskellen mellem forwardkontrakternes sommer- og vinterpriser. Der anvendes ofte forwardkontrakter fra TTF, da gashubben er likvid
Swap	Et bytte af betalinger, fx bytte af gas mellem NPTF og Gaspool, der muliggør handel på den dansk-tyske grænse uden om Ellund
Transportkunde	Kommercielle aktører, der varetager engros transport af gas i transmissionssystemet
TTF	[TTF, Title Transfer Facility] Gashub i Holland
Unbundled kapacitet	Anvendes hos gaslagrene, hvor der sælges separat volumen-, injektion- og udtrækskapacitet
Virtuelt punkt	Gassen handles indenfor et bestemt afgrænset område. Fx mellem Entry og exit i et transmissionssystem
Weekend	Produkt med levering af gas lørdag og søndag
Withinday	[Withinday, intraday] Gas til levering samme dag som kontrakten indgås
ZEE	[ZEE, Zeebrugge] Gashub i Belgien

Ordforklaring til el

APX-ENDEX	Hollandsk-engelsk elbørs
Adverse flows	Udtryk især anvendt af elbørser, når priser og flow ikke passer sammen
Blokud	Et bud på salg af el, der består af en mængde, en pris og et tidsinterval (oftest minimum tre sammenhængende timer). Der gives et bud for kørsel af ens værk i et bestemt antal sammenhængende timer. Bliver ens budpris accepteret skal værket køre i alle timer, og bliver det ikke accepteret, skal værket slet ikke køre i nogle af timerne.
Day ahead	Produkt med levering af el næste dag
DK1	[DK1, Vestdanmark, Jylland og Fyn] Spotpris i prisområde DK1 i Danmark
DK2	[DK2, Østdanmark, Sjælland] Spotpris i prisområde DK2 i Danmark
Elbas	Intraday marked på Nord Pool Spot
Elsport	Day ahead marked på Nord Pool Spot
EMCC	[EMCC, European Market Coupling Company] EMCC håndterer flowet mellem det nordiske marked og det centraleuropæiske marked. 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
EPEX	[EPEX, European Power Exchange] Elbørs for handel 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. Daglig auktion, hvor der separat købes op- og nedregulering til hver sin pris
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] Er en elektrisk spændingsform, der benyttes til sammenkobling af vekselspændingsnet, når fx kabelføring er nødvendig over en længere afstand. Anvendes bl.a. på Storebæltsforbindelsen (DK1 og DK2) til at sammenkoble det nordiske og det kontinentaleuropæiske net
Intraday	Produkt med levering af el samme dag som kontrakten indgås
ITVC	[ITVC, Interim Tight Volume Coupling] ITVC er en midlertidig markedskoblingsløsning på alle forbindelser mellem Norden og det centrale Vesteuropa. ITVC er baseret på volumenkobling og gennemføres af EMCC
Kontek	Forbindelsen på elmarkedet mellem DK2 og Tyskland
Kontiskan	Forbindelsen på elmarkedet mellem DK1 og SE3
LFC	[LFC, Load Frequency Control] Sekundær reserve i DK1. Symmetrisk ydelse, der købes månedligt

Nasdaq OMX commodities	Finansielt marked, hvor der spekuleres i fremtidige elpriser og handles med nordiske finansielle kontrakter til sikring mod prisudsving ved handel med elektricitet
NO2	[NO2, Kristiansand] Spotpris i prisområde NO2 i Norge
NOIS	[NOIS, Nordic Operation Information System] System hos NPS, der udvælger de mest fordelagtige bud
Nominel transmissionskapacitet	Den kapacitet, der maksimalt kan udveksles mellem to prisområder
Nord Pool Spot	[NPS, Nord Pool Spot] Elbørs i Norden
NPS	[NPS, Nord Pool Spot] Elbørs i Norden
Områdepris	[Områdepris, priszone] Da der er begrænset transmissionskapacitet mellem områderne, vil der undertiden opstå flaskehalse. NPS flytter mest mulig strøm fra overskudsområder til underskudsområder, men som følge af flaskehalse vil områdepriserne blive forskellige
Priszone	[Priszone, områdepris] Da der er begrænset transmissionskapacitet mellem områderne, vil der undertiden opstå flaskehalse. NPS flytter mest mulig strøm fra overskudsområder til underskudsområder, men som følge af flaskehalse vil områdepriserne blive forskellige
Ramping-betingelse	Kan kun ændre flowet med 600 MW fra én time til den næste på HVDV-forbindelser. Er indlagt for at sikre en sikker drift af elsystemet
Regulerkraft	Produktionskapacitet eller forbrug, som balanceansvarlige markedsaktører tilbyder Energinet.dk i selve driftsdøgnet
SE3	[SE3, Stockholm] Spotpris i prisområde SE3 i Sverige
SE4	[SE4, Malmö] Spotpris i prisområde SE4 i Sverige
SESAM	NPS' Day ahead handelssystem på elektricitetsmarkedet
Skagerrak	Forbindelsen på elmarkedet mellem DK1 og NO2
Storebæltsforbindelsen	Forbindelsen på elmarkedet mellem DK1 og DK2
Systempris	Den ubegrænsede ligevægtspris på det nordiske elmarked, hvor der ikke tages hensyn til kapacitetsbegrænsninger på de enkelte forbindelser mellem områderne. Systemprisen er en referencepris, som områdepriserne kan sammenlignes med
Systemydelse	Energinet.dk handler med systemydelser for elmarkedet i form af reserver og regulerkraft
TenneT	Hollandsk netselskab, der ejer transmissionsnettet i Nordtyskland
Tørår	Et år med så begrænset nedbør, at der bliver lavvande i søerne ved vandkraftværkerne, hvilket er med til at skabe højere elpriser.
Velfærdsriteriet	Maksimering af værdien. Anvendes bl.a. af prisberegnings-softwaren hos NPS, der forsøger at maksimere værdien skabt af spothandlen
Vådår	Et år med rigelig vand i de nordiske vandreservoirs, der leverer vand til vandkraftværkerne, hvilket er med til at skabe lavere elpriser.

Øresund	Forbindelsen på elmarkedet mellem DK2 og SE4
Forklaring til fællesord	
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
Bundesnetzagentur	Regulator i Tyskland for el, gas, telekommunikation, post og jernbane (Den tyske pendant til Energitilsynet)
Børskontrakt	Handlen med børskontrakter er centraliseret på et organiseret marked. Prisdannelsen er markedsbaseret
CfD	[CfD, Contract for difference] En finansiell forwardkontrakt. CfD = områdepris - systempris. Kontrakten afdækker prissikoen på forskellen mellem systempris og områdepris
Eksplicit auktion	To systemansvarlige har på hver sin side af grænsen et fælles auktionssystem
EMO-graddage	Skyggegraddage, der er uafhængig af fyringssæsonen. Normalåret har 3112 EMO-graddage
FCFS	[FCFS, First Come First Served] Princippet om først-til-mølle
Futures	En aftale om køb og salg af et værdipapir til en fastsat kurs på et fastsat fremtidigt tidspunkt. Både køber og sælger forpligter sig til at hhv. at købe og sælge værdipapiret på dette tidspunkt.
Graddage	Er et mål for, hvor koldt det har været. En graddag er et udtryk for en forskel på 1 °C mellem den "indvendige" døgnmiddeltemperatur på 17 °C og den udvendige døgnmiddeltemperatur i et døgn. Udregnes derfor som forskellen mellem 17 °C og den udvendige døgnmiddeltemperatur
Implicit auktion	Fælles betegnelse for market splitting og market coupling
Market coupling	Når to børser håndterer strømmen henover den grænse, hvor de to børser mødes
Market splitting	Når en børs håndterer strømmene over flaskehalsene i børsens eget område
NordREG	Sammenslutningen af de fem nordiske energiregulatorer fra Norge, Sverige, Finland, Island og Danmark. Etableret i 2002
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] Kendetegnet ved simple bilaterale kontrakter på et delvist organiseret marked. Prisdannelsen er markedsbaseret
Priskobling	Markedskobleren beregner både morgendagens priser og alle planer for flowet mellem budområderne
Priskorrelationskoefficient	Måler i hvor høj grad priserne varierer over en given periode. Måler hermed f.eks. hvordan en prisstigning i område A falder sammen med en tilsvarende prisstigning i område B
SET	[SET, Sekretariatet for Energitilsynet]

Spotkontrakt	En kontrakt, hvor der er aftaler om køb/salg af en bestemt mængde el/gas til en bestemt pris til levering øjeblikkeligt eller næste dag
Spread	Forskellen mellem den pris, som en køber tilbyder (bid price), og den, som en sælger forlanger (ask price) ved handel. Anvendes ligeledes som prisforskellen mellem to priser
Systemansvarlig transmissionsvirksomhed	Energinet.dk er systemansvarlig transmissionsvirksomhed for det danske el- og gassystem, og skal sikre balance mellem forbrug og produktion
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
Transmissionssystemoperatør	[TSO, Transmissionssystemoperatør] Virksomhed, der er ikke-kommerciel, neutral og uafhængig af markedsaktørerne. Den danske TSO er Energinet.dk, der ejer og driver transmissionsnettene i Danmark
TSO	[TSO, Transmissionssystemoperatør] Virksomhed, der er ikke-kommerciel, neutral og uafhængig af markedsaktørerne. Den danske TSO er Energinet.dk, der ejer og driver transmissionsnettene i Danmark
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 kapacitet, kan ikke gensælge kapaciteten
UIOSI	[ITOSI, Use-It-Or-Sell-It] En aktør, der ikke kan/vil bruge sin kapacitet, kan sælge den igen
Uorganiseret marked	Hvor handlen ikke forekommer på børser, men foretages bilateralt
Volumenkobling	Markedskobleren beregner kun morgendagens planer for flowet mellem to børser

Forklaring til enheder

GW	Gigawatt, en elmåleenhed. 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 elmåleenhed. 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 elmåleenhed. 1 MW svarer til 1.000 kW
MWh	Megawatttime. Den mængde energi, der produceres på en time med en effekt på 1 MW
Nm3	Normalkubikmeter. Enhed for gassers volumen. Da gasser volumener afhænger af tryk og temperaturer, sikrer måleenheden, at en sammenligning af gasmængder kan foretages.
PJ	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

Omregningsfaktorer

1 GWh = 1.000 MWh = 1.000.000 KWh = 1.000.000.000 Wh

1 W = J/sekund

1 kWh = 860 kcal = 3.600 kJ

1 GWh = 3,6 TJ