



ENERGITILSYNET

Sekretariatet for Energitilsynet

Overvågning af de danske engrosmarkeder for elektricitet og naturgas

Kvartalsrapport - 1.kvartal 2012

Indholdsfortegnelse

Det danske engrosmarked for naturgas

1. Markedsbeskrivelse.....	2
2. Produktion, forbrug og eksport	4
3. Lager	8
4. Nord Pool Gas.....	13
5. Prisudvikling.....	18
5.1 Prisudvikling i Danmark	18
5.2 Sammenligning af prisniveauer	20
6. Ellund.....	23
6.1 Flow i Ellund.....	23
6.2 Flaskehalse i Ellund	24
6.3 Afbrud i Ellund	26
7. To prisregimer.....	27

Det danske engrosmarked for elektricitet

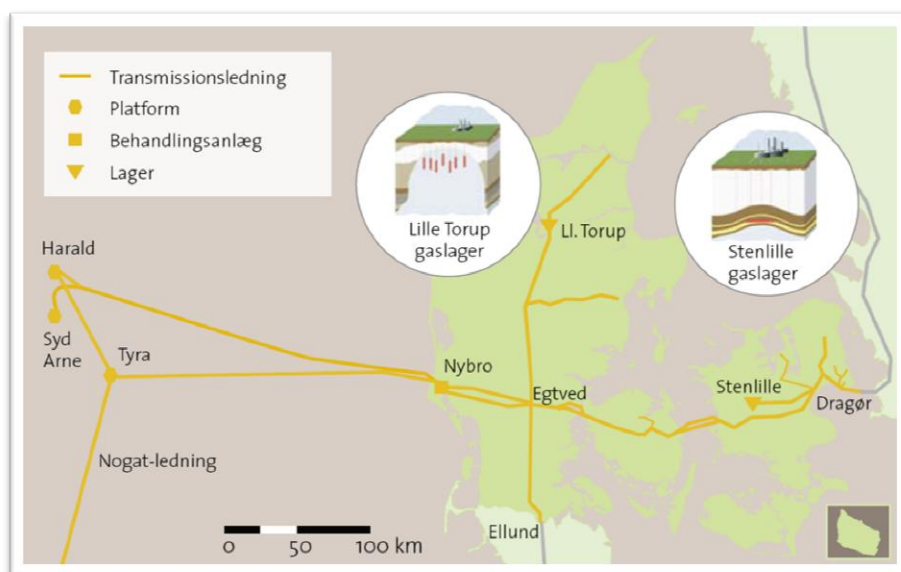
8. Markedsbeskrivelse.....	29
9. Produktion, forbrug og eksport	32
10. Volumen og likviditet	37
11. Handel på engrosmarkedet.....	39
11.1 Nord Pool Spot.....	40
11.1.1 Prisudvikling i Danmark	40
11.1.2 Sammenligning af prisniveauer	42
11.1.3 Priskorrelation.....	46
11.2 Finansielle kontrakter.....	48
11.3 Systemydelser	49
12 Kapacitet	51
13. Flaskehalse	56
14. Markedskobling	61

Det danske engrosmarked for naturgas

1. Markedsbeskrivelse

I Danmark består gastransmissionssystemet af opstrømsledninger (herefter benævnt rørledninger) i den danske del af Nordsøen, og transmissionsledninger på fastlandet, jævnfør figur 1. Naturgassen fra Nordsøen transporteres fra felterne Tyra og Syd Arne ind til Nybro nær Esbjerg, hvor gassen passerer gennem et gasbehandlingsanlæg. Transporten sker gennem rørledninger, hvilke DONG Energy ejer og er systemoperatør på. Der er tredjepartsadgang på rørledningerne, hvorved det er muligt for andre end DONG Energy at transportere gas heri. Inde på fastlandet går transmissionsledningerne fra Aalborg til Ellund, samt fra Nybro til Dragør på Sjælland. Fra transmissionsnettet er det muligt at sende naturgassen videre til; de danske slutbrugere via distributionsnettet, til Tyskland via punktet Ellund, til Sverige via punktet Dragør eller lagring i en af de to underjordiske gaslagre ved Lille Torup eller Stenlille.

Figur 1: Den danske gasinfrastruktur

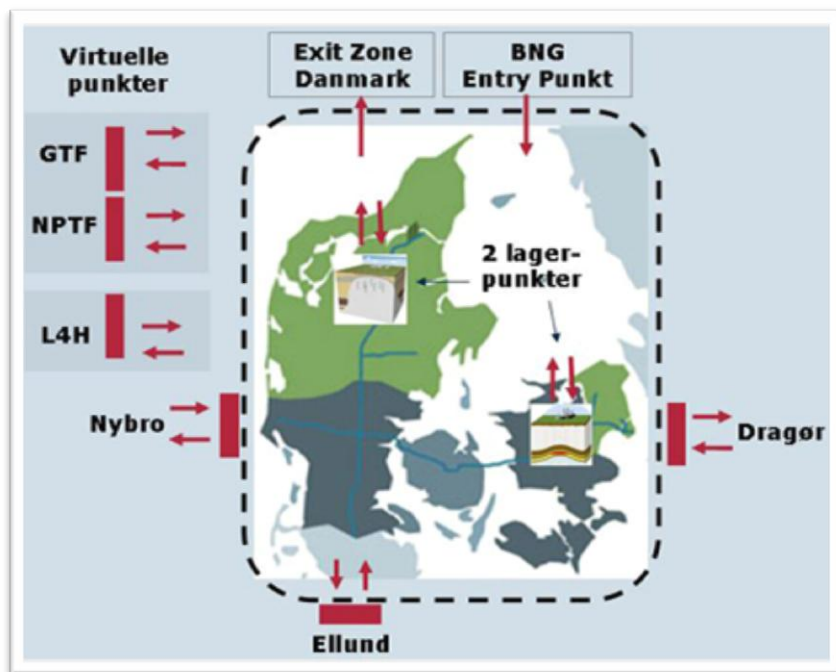


Kilde: Energinet.dk.

Det danske transmissionssystem ejes og drives af Energinet.dk. Det danske marked blev forsynet med gas fra Nordsøen med entry i Nybro indtil oktober 2010, hvorefter fysisk import af naturgas fra Tyskland blev muligt i entry punktet Ellund. Det er hverken muligt at importere naturgas fra Sverige eller Holland. Sverige er afhængig af import af naturgas fra Danmark, da Sverige hverken er producent af naturgas eller forbundet til andre naturgassystemer. I forhold til Holland kan der ek-

sportes hertil fra Danmark via rørledningen Tyra Vest – F3, der forbinder feltet Tyra med den hollandske rørledning NOGAT. Det er ikke muligt at importere herfra grundet tekniske restriktioner i sørørene. Selve markedsmodellen for det danske transmissionssystem er en entry-exit model, hvilket illustreres i figur 2.

Figur 2: Den danske markedsmodel



Kilde: Energinet.dk.

Modellen består af tre entry og transit-exit-punkter i henholdsvis Nybro, Ellund og Dragør. I Danmark er der en exitzone bestående af fem lokale distributionssystemer, der ejes og drives af Naturgas Fyn Distribution, DONG Gas Distribution og HMN Naturgas. De to sidstnævnte ejer og driver hver to distributionssystemer. Transportkunderne kan virtuelt føre bionaturgas ind i transmissions-systemet via BNG Entry Punkt.

Der eksisterer to virtuelle handelspunkter til gas og et virtuelt handelspunkt for kapacitet. Energinet.dk ejer og driver GTF, Gas Transfer Facility, hvilket er et bilateralt handelspunkt, hvor transportkunder kan overdrage naturgas til hinanden. Al handel med naturgas på Nord Pool Gas bliver leveret i det virtuelle punkt NPTF, Nord Pool Transfer Facility.

Det virtuelle handelspunkt for kapacitet er L4H, Link4Hubs, hvilket er en internetbaseret platform, der er etableret af den tyske og hollandske transmissionssystemoperatør, Gasunie Deutschland og

Energinet.dk. Transportkunderne kan benytte det virtuelle punkt til at reservere og bestille kapacitet på tværs af grænserne mellem Danmark, Tyskland og Holland. Det gør det nemmere for transportkunderne at handle på børser og virtuelle gashandelspladser i Nordvesteuropa.

I den danske markedsmodel er det ligeledes muligt at lagre gassen, hvilket sker i gaslagrene ved henholdsvis Lille Torup og Stenlille, der beskrives nærmere i afsnit 3.

2. Produktion, forbrug og eksport

Den kvartalvis og årlig produktion, forbrug, import og eksport af naturgas fremgår af tabel 1. Ved produktion fra et reservoir bringes olie, gas og eventuelt vand til overfladen. På udvalgte felter injiceres vand og/eller gas samtidigt i reservoiret for at øge produktionen. I tabel 1 er den opgjorte produktionsmængde fratrasket eget forbrug og offshore, så produktionsværdien kun indeholder salgsgas.

Forbruget er normalt omkring 4 mia. Nm³ om året i Danmark, og variationerne i gasforbruget fra år til år afhænger primært af temperaturen i vinterhalvåret, hvilket i tabellen illustreres ved antallet af graddage. Et højt graddageantal indikerer, at det har været koldere og energiforbruget hermed har været højere. Antallet af graddage for et normalår er 3112 graddage.

Fra 2007 – 2009 var der færre graddage end normalåret, og gasforbruget var ca. 3,5 mia. Nm³. 2010 var derimod koldere end normalåret og gasforbruget var på 4 mia. Nm³. Fra og med 2010 blev det muligt at importere naturgas fysisk fra Tyskland, og Danmark importerede naturgas i både 2010 og 2011. Eksporten faldt i 2011 sammenlignet med 2010, hvilket især skyldes et stort fald i eksporten til Sverige.

I 2012 var produktionen og forbruget i årets første kvartal lavere end samme kvartal de forgående år i tabellen, hvilket blandt andet skyldes et kvartal med et lavt antal af graddage. Nettoeksporten var højere i 1. kvartal 2012 end samme kvartal året før, og der var en lav grad af import af naturgas i 1. kvartal 2012 fra Tyskland.

Tabel 1: Produktion, forbrug og nettoeksport

Årstal	Produktion	Forbrug	Nettoeksport	Import		Eksport		Graddage
				Tyskland	Holland	Sverige	Tyskland	
2007 Q1	2104	1301	1195		502	319	374	1093
2007 Q2	1492	639	649		464	180	4	365
2007 Q3	1981	506	1072		640	133	300	151
2007 Q4	2450	1156	1367		555	322	490	962
2007 samlet	8027	3602	4282		2161	954	1168	2571
2008 Q1	2429	1332	1558		619	307	632	1136
2008 Q2	2269	675	1337		547	153	637	420
2008 Q3	1971	547	1116		448	135	533	108
2008 Q4	2182	1083	1218		418	271	528	943
2008 samlet	8851	3637	5229		2032	866	2331	2607
2009 Q1	1882	1264	1216		459	382	375	1332
2009 Q2	1643	643	763		473	185	105	449
2009 Q3	1852	469	919		310	173	436	64
2009 Q4	1933	1127	899		318	416	165	1012
2009 samlet	7311	3503	3798		1560	1156	1082	2857
2010 Q1	2062	1549	998		171	550	278	1537
2010 Q2	1889	759	824		134	292	398	565
2010 Q3	1456	464	757	2	219	203	337	131
2010 Q4	1724	1300	627	142	190	511	68	1260
2010 samlet	7130	4072	3206	144	715	1555	1081	3493
2011 Q1	1668	1426	406	252	135	523	0	1405
2011 Q2	1689	564	844	-	95	242	507	352
2011 Q3	1222	416	712	-	60	155	497	106
2011 Q4	1481	920	652	97	357	309	83	872
2011 samlet	6060	3327	2613	349	648	1228	1087	2735
2012 Q1	1579	1169	674	31	267	414	24	1255

Kilde: Energistyrelsen, Teknologisk Institut.

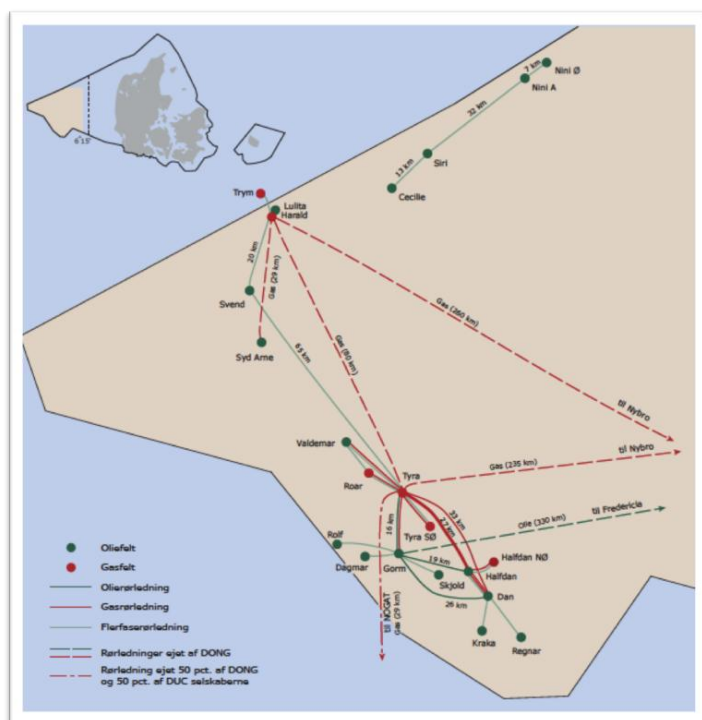
Note: Viser produktion, forbrug, nettoeksport, import og eksport fra 2007 og indtil 1. kvartal 2012, opgjort i mio. Nm³. Produktionsværdien indeholder kun salgsgas. Forbrug er fratrullet eget forbrug og offshore, og består derfor af forbrug i Jylland, Fyn og Sjælland. Tallene opdateres med cirka to måneders forsinkelse. Tomme felter indikerer, at produktet ikke var tilgængeligt. Felter med bindestreg indikerer ingen aktivitet. Feltet *Graddage* viser hvor koldt der har været. Der er inddraget EMO-graddage (skyggegraddage), hvilke er uafhængig af fyringssæsonen. Normalåret har 3112 EMO-graddage.

Den danske produktion af naturgas sker i den danske del af Nordsøen, hvor der i starten af 2011 var i alt godt 55 platforme og 19 producerende olie- og gasfelter, der er af varierende størrelse. Mærsk Olie og Gas er operatør på 15 felter, mens DONG E&P er operatør på tre felter og Hess på et felt. En stor del af den danske produktion af gas og olie er samlet i centre. Mærsk Olie og Gas kontrollerer tre centre, henholdsvis Dan Centret (felterne Dan, Kraka, Regnar og Halfdan), Gorm Centeret (felterne Gorm, Skjold, Rolf og Dagmar) og Tyra centret (felterne Tyra, Roar, Valdemar, Tyra syd-

øst og Svend). DONG E&P er operatør på Siri Centeret, der består af felterne Sini, Nino og Cecilie. Hess Denmark er operatør på Syd Arne feltet, hvor der produceres både olie og gas. Udover produktionen fra den danske del af Nordsøen blev der i 2010 påbegyndt leveringer af naturgas fra det norske felt Trym, hvilket er koblet til det danske offshoresystem, jævnfør figur 3. Produktionsanlæggenes placering og de vigtigste rørledninger til produktion og injektionsvand fremgår ligeledes af figur 3.

Tyra feltet fungerer som en svingproducent for gasproduktionen. Gassen fra andre felter kan injiceres i Tyra feltet i perioder med lavt gasforbrug og dermed lavt salg af gas, for eksempelvis om sommeren. Når efterspørgslen efter naturgas stiger igen, produceres den injicerede gas igen fra Tyra feltet. Der er behov for en svingproducent, da produktionen på felterne generelt kan være svær at reducere i perioder grundet reservoirmæssige hensyn og begrænset levetid for anlæggenes udstyr.

Figur 3: Danmarks producerende felter i Nordsøen



Kilde: Energistyrelsen.

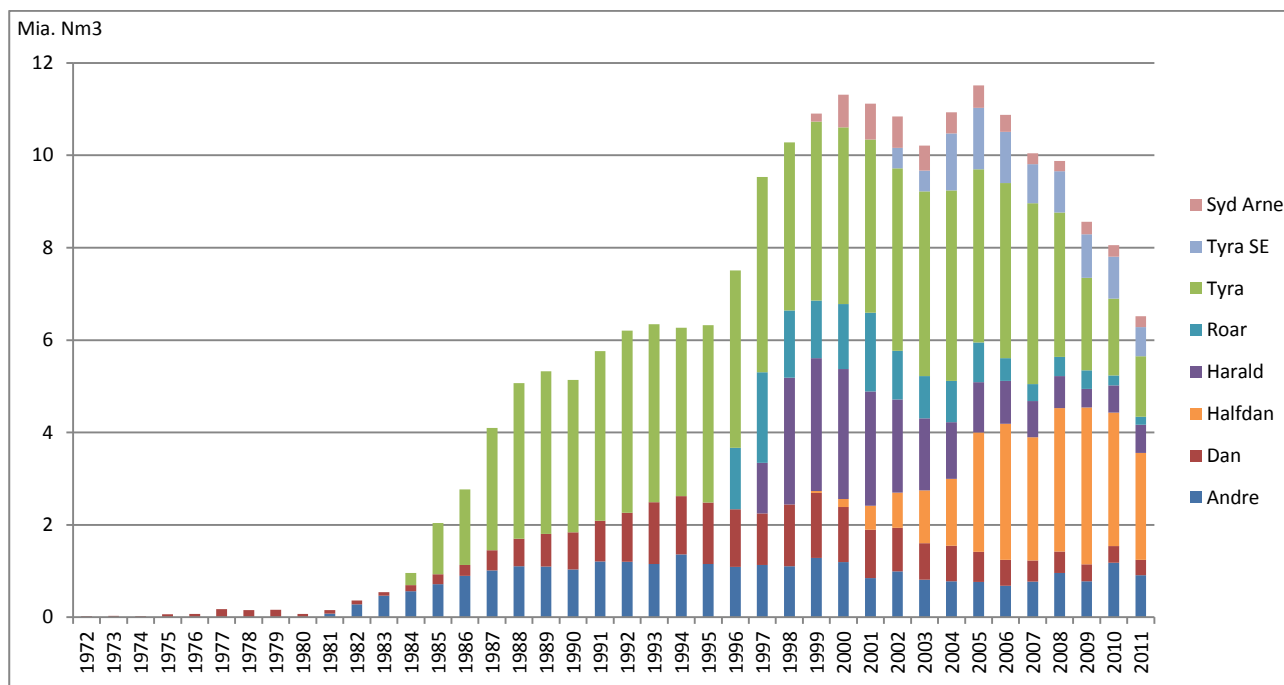
Note: Rød markering illustrerer gasfelt, og røde streger markerer gasrørledninger.

Det historiske forløb for den producerede naturgas fremgår af figur 4. I 1972 oprettes Dansk Naturgas A/S, hvilket året efter skifter navn til Dansk Olie og Naturgas A/S (DONG), og i 1976 blev muligheden for at udnytte naturgas kommercielt i Danmark undersøgt. Størstedelen af den danske produktion af naturgas kommer fra felterne Tyra, Tyra SE, Harald, Syd Arne, Dan, Roar og Halldan.

Produktionen fra felterne Igor og Sif indgår i feltet Halfdan. De resterende felter udgør en mindre andel og er i figur 4 og figur 5 summeret sammen.

Produktionen af naturgas begyndte især i 1980'erne, da feltet Tyra kom i drift i 1984. Produktionen af naturgas nåede sit peakniveau omkring 2004 – 2006, og sidenhen er produktionen faldet. Feltet Tyra har samlet set været det naturgasfelt, der har leveret mest naturgas, og feltet havde i perioden 1985 - 2008 den største årlige produktion. Fra 2009 har feltet Halfdan overtaget positionen som feltet med den største årlige produktion af naturgas. Summeres feltet Tyra og Tyra Sydøst sammen ville deres produktion imidlertid overgå feltet Halfdan.

Figur 4: Gasproduktion per år i Nordsøen, 1972 – 2011



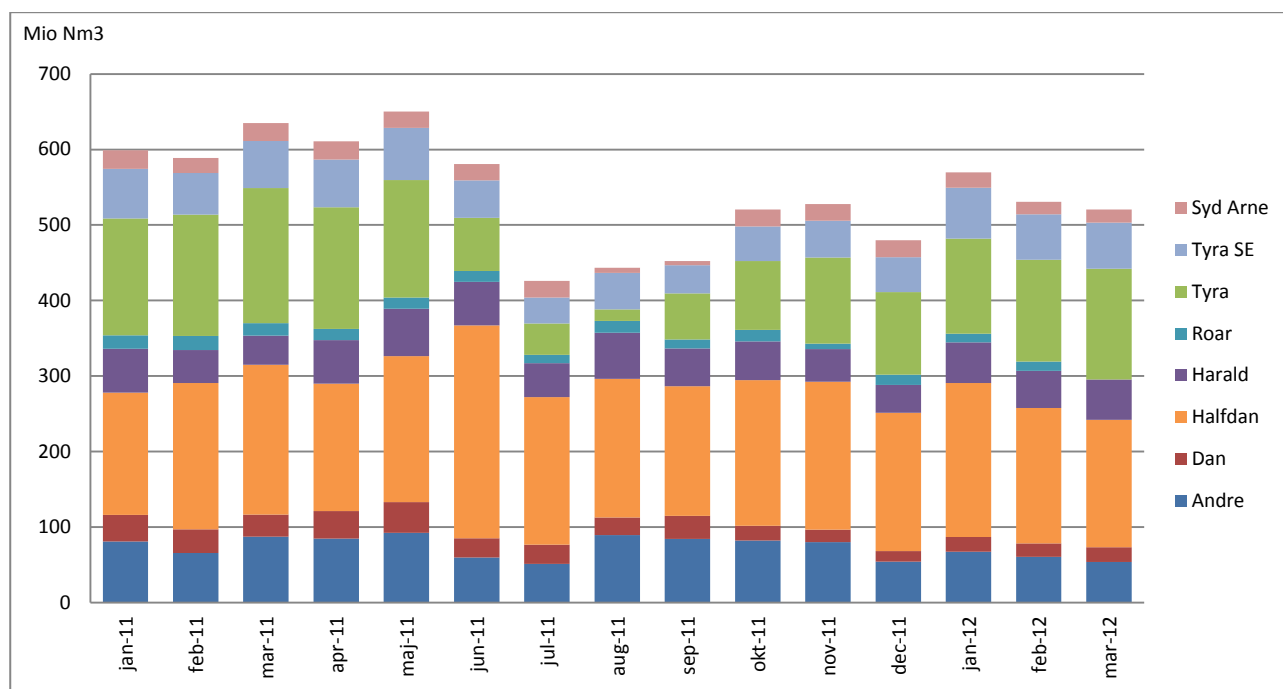
Kilde: Energistyrelsen.

Note: Den samlede produktion af naturgas fra 1972 – 2011 på danske felter i Nordsøen. Produktionen fra Igor og Sif indgår i Halfdan. Andre: Cecilie, Dagmar, Gorm, Kraka, Lulita, Nini, Regnar, Rolf, Siri, Skjold, Svend og Valdemar.

Den største produktion af naturgas finder stadig sted fra Halfdan feltet, jævnfør figur 5. Feltet har holdt en nogenlunde stabil produktion i perioden januar 2011 – marts 2012, og bidrog i januar 2012 med 203,9 millioner Nm³, hvilket svarer til 32 procent af den danske produktion. I februar 2012 var feltets produktion på 179,3 millioner Nm³ svarende til cirka 30 procent og i marts 2012 var produktionen på 168,8 millioner Nm³, hvilket svarer til 32 procent. Tyra feltet har i samme periode haft en mere svingende produktion. I de fem første måneder af 2011 var produktionen mellem 154,6 – 179,1 millioner Nm³, mens produktionen de fem efterfølgende måneder var mellem 15,3 – 70,4

millioner Nm³. Derefter har produktionen været mere stabil og leverede i perioden fra januar 2011 og indtil marts 2012 i gennemsnit omtrent 135 millioner Nm³ naturgas om måneden. De resterende felter har holdt en nogenlunde stabil produktion gennem perioden. Der har ikke været nogen produktion af naturgas på Roar feltet i marts 2012 grundet et undersøgelsesprogram af rørledningen fra Roar til Tyra anlægget.

Figur 5: Gasproduktion per måned i Nordsøen, 2011 – 1. kvartal 2012



Kilde: Energistyrelsen.

Note: Den samlede produktion af naturgas fra januar 2011 – marts 2012 på danske felter i Nordsøen. Produktionen fra Igor og Sif indgår i Halfdan. Andre: Cecilie, Dagmar, Gorm, Kraka, Lulita, Nini, Regnar, Rolf, Siri, Skjold, Svend og Valdemar. Tallene fra produktionen opdateres med cirka to måneders forsinkelse.

3. Lager

Gasforbruget varierer over året med størst forbrug om vinteren. Den maksimale levering af naturgas fra felterne i Nordsøen er cirka 22 - 24 millioner Nm³ per døgn, mens forbruget af gas på kolde vintertage kan være omtrent 30 – 33 millioner Nm³ per døgn. Gaslagre er derfor en nødvendighed for at kunne håndtere forskellen mellem produktion og forbrug. Om sommeren pumpes naturgas ned i lagrene, mens naturgassen fra lagrene bruges om vinteren, hvor forbruget af naturgas er højere.

Derudover fungerer lagrene ligeledes som nødforsyningslagre. Sammen med gasmængder fra El-lund, Syd Arne og afbrydelige forbrugere fungerer gaslagrene som nødforsyning, og en kombinati-

on af ovenstående vil ved en nødforsyningssituation kunne forsyne Danmark med gas i op til 60 døgn ved en normal vinter (60-døgns hændelse). 60 dage anvendes, da det er den estimerede tid for en reparation på gasledningerne i Nordsøen.

Der eksisterer to gaslagre i Danmark. Energinet.dk ejer gaslageret i Lille Torup i Nordjylland og DONG Storage ejer lageret i Stenlille på Sjælland. De to lagre har forskellige størrelser, hvor gaslageret ved Stenlille er det største af dem, jævnfør tabel 2.

Tabel 2: Information om gaslagrene

	Lille Torup	Stenlille
Totalvolumen	696 mio. Nm ³	1.546 mio. Nm ³
Arbejdsgas	437 mio. Nm ³	598 mio. Nm ³
Udtrækstog	3 stk. / 14,4 mio. Nm ³ /døgn	3 stk. / 10,8 mio. Nm ³ /døgn
Injektionstog	3 stk. / 3,6 mio. Nm ³ /døgn	4 stk. / 4,8 mio. Nm ³ /døgn

Kilde: Energinet.dk.

Ved gaslageret i Lille Torup lagres naturgassen i 1.000 – 1.700 meters dybde i syv store hulrum, benævnt kaverner, der er udskyllet i en salthorst. I de syv kaverner lagres ca. 696 millioner Nm³ naturgas, hvoraf ca. 437 millioner Nm³ kan udnyttes som arbejdsgas (lagerkapaciteten). Ved gaslageret i Stenlille lagres gas i 1.500 meters dybde i sandstenslag. I lagret er der injiceret omkring 1.546 millioner Nm³ naturgas, hvoraf omkring 598 millioner Nm³ er arbejdsgas og kan udnyttes.

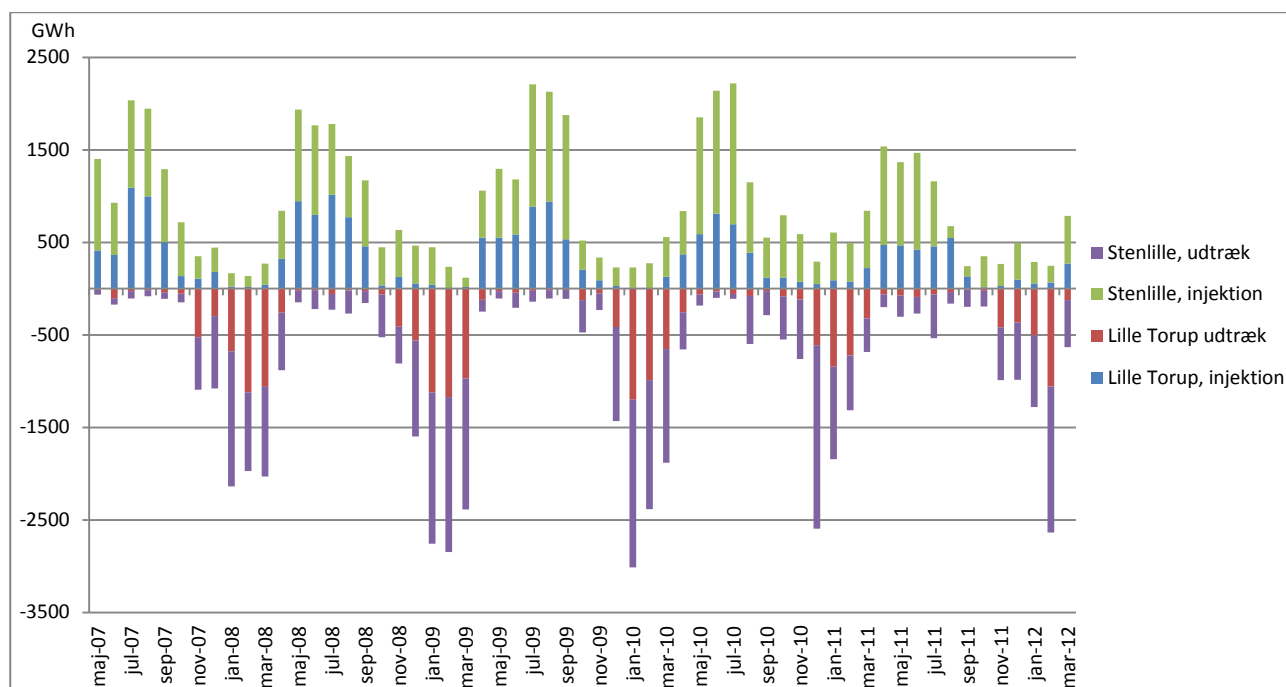
I forbindelse med fusionen mellem DONG, Elsam, Energi E2, Københavns Energi (el-del) og Frederiksberg Elnet forlangte EU-Kommissionen, at DONG skilte sig af med det ene af sine to gaslagre. Energinet.dk overtog gaslageret i Lille Torup med ejermæssig overtagelse per 1. januar 2007 og operationel overtagelse per 1. maj 2007.

Den månedlige udvikling i injektionen af naturgas i de underjordiske lagre og udtrækket tilbage til transmissionssystemet fremgår af figur 6. Figurens starttidspunkt er den 1. maj 2007, hvilket både er starttidspunktet for et lagerår og tidspunktet, hvor Energinet.dk og DONG Storage startede administrationen af hvert sit gaslager.

Det fremgår, at der om sommeren (april – september) pumpes naturgas ind i gaslagrene, mens udtrækket sker om vinteren (oktober – april). Injektionen og udtrækkene for Stenlille og Lille Torup i vinteren 2010-2011 og vinteren 2011-2012 har været lavere end de to forgående år, hvilket især skyldes en varmere vinter end normalt. Det totale udtræk af naturgas i januar 2012 var lavere end

hidtil set. Der blev udtrukket 504 GWh for Lille Torup gaslager og 774 GWh naturgas Stenlille gaslager, sammenlignet med 844 GWh og 999 GWh året før. Derimod blev der udtrukket en større mængde naturgas i februar 2012, hvor udtrækket var 1057 GWh for Lille Thorup gaslager og 1578 GWh for Stenlille gaslager. Marts måned var præget af en lavere mængde udtræk og det samlede udtræk for de to gaslagre var 633 GWh.

Figur 6: Udvikling i injektion og udtræk fra lageråret 2007



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

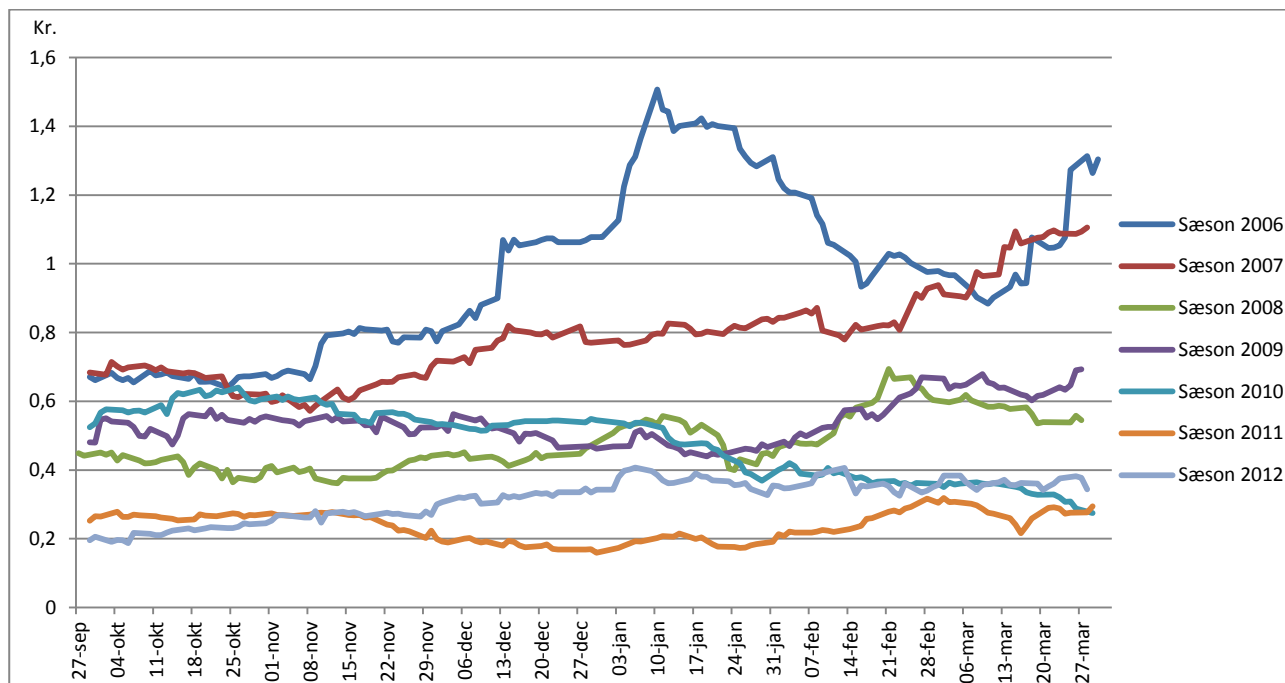
Note: Udviklingen i injektion og udtræk fra maj 2007 – marts 2012. Data er opgjort i GWh og er på månedsbasis.

Det sæsonafhængige forbrug bevirker, som tidligere nævnt, at gasprisen er højere i vintersæsonen i forhold til sommersæsonen. Forskellen mellem prisen for naturgas om sommeren og vinteren giver mulighed for at opnå en gevinst ved at lagre gas, hvis sommer-vinter spreadet er højere end prisen på lagerkapacitet. Der skal imidlertid ligeledes tages højde for blandt andet transaktions- og transportomkostninger. En stor del af gassen handles som forwardkontrakter på likvide gashubs, som eksempelvis den hollandske gashub TTF. Forwardkontrakterne er en bindende aftale om fremtidig levering af gas til en på forhånd aftalt dato og pris. Forskellen mellem forwardkontrakternes sommer- og vinterpriser benævnes *sommer-vinter spread* og illustreres i figur 7.

Prisforskellen mellem sommer- og vintergaspriserne i de seneste år er indsnævret betragteligt, jævnfør figur 7. Middelværdien af sommer-vinter spreadet for sæsonen 2006 var ca. 0,97 kr./m³, hvorefter det sidenhen er faldet til ca. 0,32 kr./m³ i sæson 2012. Dette har medført lavere efterspørgsel

efter lagerkapacitet, da sommer-vinter spreads i høj grad ligger til grund for efterspørgslen og betalingsvilligheden for lagerkapacitet.

Figur 7: Sommer-vinter spread 2006-2012



Kilde: APX Index

Note: Sommer-vinter spread er beregnet som forskellen i prisniveauet mellem TTF forwardkontrakter for produkterne sommer og vinter.

I forhold til begge gaslagre afholdes der gennem året flere auktioner for lagerkapaciteten 2012/2013. Der har for gaslager Lille Thorup tidligere været afholdt auktioner for lagerkapaciteten 2012/2013, og der blev ved auktionen i januar 2012 udbudt knap 2.700 GWh kapacitet. Den udbudte kapacitet i gaslager Lille Thorup i januar 2012 var lavere end generelt grundet renovation af den ene gaskaverne. Auktionen var for standardpakker (SBU = Standard Bundled Units) og foregik henover fire dage fra den 17. og indtil den 26. januar 2012. Auktionerne var for kapaciteterne fler-årig (1. maj 2012 – 30. april 2017), 1-årig højfleksibel, 1-årig sæson og to sideløbende auktioner for 1-årig separat injektions- og udtrækskapacitet.

Det var kun det separate salg af injektion på 500.000 kWh/h, der blev udsolgt, jævnfør tabel 3. Samlet set blev der solgt 1.192 GWh ud af de 1.950 GWh, der var udbudt på auktionerne. Mængderne for gaslager Lille Thorup summer ikke til 1.950 GWh, idet der er overført 600 GWh kapacitet for tidligere auktioner på produktet 1-årig højfleksibel, jævnfør tabel 3. Af de resterende 758 GWh volumenkapacitet blev noget efterfølgende forsøgt solgt efter *First Come First Served* princippet

(FCFS). Med undtagelse af det separate salg injektion, der blev solgt ved auktionsrunde syv til prisen 12 DKK/kWh/h, lukkede auktionerne i 1. kvartal 2012 for gaslager Lille Thorup i første runde med et salg af en lavere mængde end den udbudte til startprisen i auktionen.

DONG Storage har afholdt auktioner for lageråret 2012/2013 i både 2011 og 2012. Der blev i 1. kvartal 2012 afholdt 6 auktioner og 3 udbud efter princippet FCFS, som resulterede i solgt kapacitet. Heraf blev der afholdt 3 auktioner og 1 udbud i januar 2012, mens de resterende 3 auktioner og 2 udbud var i marts 2012 for lageråret 2012/2013. Restkapaciteterne efter auktionerne udbydes efter FCFS.

For standardpakkerne (SBU = Standard Bundled Units) lavfleksibel, højfleksibel og flerårig lavfleksibel (1. maj 2012 – 30. april 2014 / 30. april 2015 / 30. april 2016) blev auktionerne afholdt den 16. januar 2012. Stenlilles lavfleksibel standardpakke var den eneste standardpakke, der blev udsolgt ved selve auktionen og oplevede overefterspørgsel, jævnfør tabel 3. Standardpakken indeholder 160 dages injektion og 80 dages udtræk. Den resterende kapacitet blev udbudt som FCFS, hvor ca. 80 % af den resterende kapacitet blev solgt.

For produkterne 1-årig marginal volumenkapacitet, injektionskapacitet og udtrækskapacitet blev auktionerne afholdt den 27. marts 2012, hvilket var *unbundled* kapaciteter. Jævnfør tabel 3 blev ingen af produkterne udsolgt og den resterende kapacitet blev derfor udbudt efter FCFS princippet den efterfølgende dag. FCFS volumenkapaciteten blev udsolgt den efterfølgende dag, mens 25 % af den marginale udtrækskapacitet blev solgt og intet af det marginale injektionskapacitet blev solgt. Med undtagelse af produktet lavfleksibel standardpakke lukkede auktionerne for gaslager Stenlille til udbudsprisen med et salg af en lavere mængde end den udbudte til startprisen.

Tabel 3: Lagerauktioner, 1. kvartal 2012

	Auktionsdato	Produkt	Udbudt mængde Mio. kWh	Solgt mæng- de Mio. kWh	Udbudspris DKK/kWh	Salgspris DKK/kWh
Stenlille - DONG Energy	16. januar 2012	Flerårig lavfleksibel	800	640 / 80 %	0,034	0,034
	16. januar 2012	Højfleksibel	450	240 / 53 %	0,055	0,055
	16. januar 2012	lavfleksibel	1.240	1.240 / 100 %	0,035	0,0352
	16. januar 2012	FCFS sæson	160	129 / 80,1 %	0,032	0,032
	27. marts 2012	Mar. volumenkap.	241	124 / 51 %	0,03	0,03
	27. marts 2012	Mar. injektionskap.	0,4	0,085 / 21 %	6	6
	27. marts 2012	Mar. udtrækskap.	0,9	0,1 / 11 %	3	3

Lille Torup – Energinet.dk	28. marts 2012	FCFS volumenkap.	117	117 / 100 %	0,03	0,03
	28. marts 2012	FCFS udtrækskap.	0,8	0,2 / 25 %	3	3
	17. januar 2012	Flerårig (1- 5 år)	700	88 / 13 %	0,038	0,038
	19. januar 2012	Højfleksibel	350	73 / 21 %	0,045	0,045
	24. januar 2012	Sæson	1.500	1.030 / 69 %	0,034	0,034
	26. januar 2012	Injektion	0,5	0,5 / 100 %	6	12
	26. januar 2012	Udtræk	0,825	0,590 / 72 %	3	3

Kilde: Energinet.dk gaslager, DONG Storage

Note: Mængderne er opgjort i millioner kWh. Priserne er opgjort i DKK/kWh/salgsår.

Generelt har efterspørgslen efter lagerkapacitet i 2012 været lav sammenlignet med tidligere år, og har ikke kunne udfylde det nuværende udbud af lagerkapacitet på det danske gasmarked. Det fremgår, at udtrækket og injektionen af naturgas i begge lagre har været væsentlig begrænset i vinterperioden 2010-2011 og 2011-2012, jævnfør figur 6. Dette skyldes blandt andet faktorer såsom varmere vinterperioder, samt lavere indtjeningsmuligheder grundet lavere prisforskelle mellem sommer- og vintergaspriserne, jævnfør figur 7.

4. Nord Pool Gas

Energinet.dk og Nord Pool Spot etablerede den danske gasbørs Nord Pool Gas i slutningen af 2007 med formålet at skabe et mere gennemsigtigt og konkurrencedygtig marked. Nord Pool Gas åbnede for børshandel den 4. marts 2008, og der blev handlet hver eneste dag i 2010 på Nord Pool Gas, hvilket kan anses som gasbørsens gennembrud på det danske gasmarked.

Nord Pool Gas har 19 deltagere/kunder per 1. marts 2012. Kunderne kan handle anonymt, da gasbørsen er modpart i alle handler. Nord Pool Gas tilbyder følgende produkter at handle med: Withinday, Day ahead, Weekend, Balance of Month, Month ahead og Swap, jævnfør tabel 4.

Tabel 4: Produkter på Nord Pool Gas

Produkt	Beskrivelse
Withinday	Gas til levering samme dag som kontrakten indgås
Day ahead	Gas til levering næste dag. Kan handles op til tre dage inden levering
Weekend	Gas til levering lørdag og søndag
Balance of month	Gas til levering resten af indeværende måned
Month ahead	Gas til levering den efterfølgende måned
Swap	Swap mellem NPTF og Gaspool. Kan handles op til tre dage inden levering

Kilde: Nord Pool Gas.

Note: Aktuelle produkter på Nord Pool Gas.

Den procentvise udvikling i antallet af handler og handlet volumen for produkterne fra 1. kvartal 2008 – 1. kvartal 2012 fremgår af tabel 5. Første børshandel blev foretaget i marts 2008, og det kvartalvise gennemsnit for 1. kvartal 2008 indeholder derfor kun data for én måned.

Day ahead produktet var det eneste produkt, der kunne handles fra den 4. marts 2008, hvilket begrundet markedet de tre første kvartaler af 2008, hvor 100 % af handlen med volumen og antallet af handler var på dette produkt. Månedetsproduktet blev introduceret i november 2008, og udgjorde en stor andel af volumen i 2009, men blev foretaget på relativ få handler, hvilket ligeledes har været gældende for produktet efterfølgende. Produktet har ikke været benyttet meget siden starten af 2010, givetvis grundet introduktionen af andre produkter. Både swap og BoM (Balance of Month) blev introduceret i slutningen af 2009, men uden at få særlig betydning for markedet. Indførelsen af produkterne Withinday og Weekend den 1. april 2011 blev imidlertid bedre modtaget af transportkunderne på Nord Pool Gas. Withinday produktet og weekendproduktet udgjorde i 2011 henholdsvis 2 % og 7 % af handlet volumen og 5 % og 4 % af antallet af handler, selvom produkterne først blev introduceret i anden kvartal 2011.

I første kvartal 2012 var 77 procent af den handlede volumen på gasbørsen dagskontrakter og stod ligeledes for 81 procent af de samlede handler. Der blev handlet en del på weekendproduktet, der stod for 14 procent af handlet volumen og 7 procent af handlerne. Den resterende aktivitet var spredt på henholdsvis månedskontrakter og Withinday. Day ahead produktet udgør stadigvæk langt størstedelen af handlet volumen og antal handler, men introduktionen og modtagelsen af andre produkter har bevirket en større spredning, hvilket er positivt for markedet.

Tabel 5: Udvikling i produkterne, i procent

Årstal	Withinday MWh/handler	Day MWh/handler	Weekend MWh/handler	BoM MWh/handler	Month MWh/handler	Swap MWh/handler
2008 Q1		100% / 100%				
2008 Q2		100% / 100%				
2008 Q3		100% / 100%				
2008 Q4		85 % / 96 %			14 % / 4 %	
2008 samlet		91 % / 98 %			9 % / 2 %	
2009 Q1		64 % / 96 %			36 % / 4 %	
2009 Q2		34 % / 92 %			65 % / 8 %	
2009 Q3		43 % / 94 %			56 % / 6 %	
2009 Q4		75 % / 96 %		6 % / 1 %	15 % / 1 %	3 % / 3 %
2009 samlet		63 % / 95 %		4 % / 1 %	31 % / 2 %	2 % / 2 %

2010 Q1		94 % / 99 %	1 % / 0 %	4 % / 0 %	1 % / 1 %
2010 Q2		77 % / 98 %	6 % / 1 %	14 % / 1 %	3 % / 1 %
2010 Q3		96 % / 99 %	-	2 % / 0 %	3 % / 1 %
2010 Q4		96 % / 99 %	4 % / 0 %	-	0 % / 0 %
2010 samlet		93 % / 99 %	2 % / 0 %	4 % / 0 %	1 % / 1 %
2011 Q1		100 % / 100 %	-	-	0 % / 0 %
2011 Q2	2 % / 6 %	82 % / 93 %	2 % / 1 %	-	13 % / 1 %
2011 Q3	3 % / 8 %	68 % / 86 %	8 % / 6 %	-	20 % / 1 %
2011 Q4	4 % / 8 %	67 % / 78 %	23 % / 13 %	-	5 % / 0 %
2011 samlet	2 % / 5 %	84 % / 90 %	7 % / 4 %	-	6 % / 0 %
2012 Q1	6 % / 11 %	77 % / 81 %	14 % / 7 %	-	3 % / 0 %

Kilde: Nord Pool Gas.

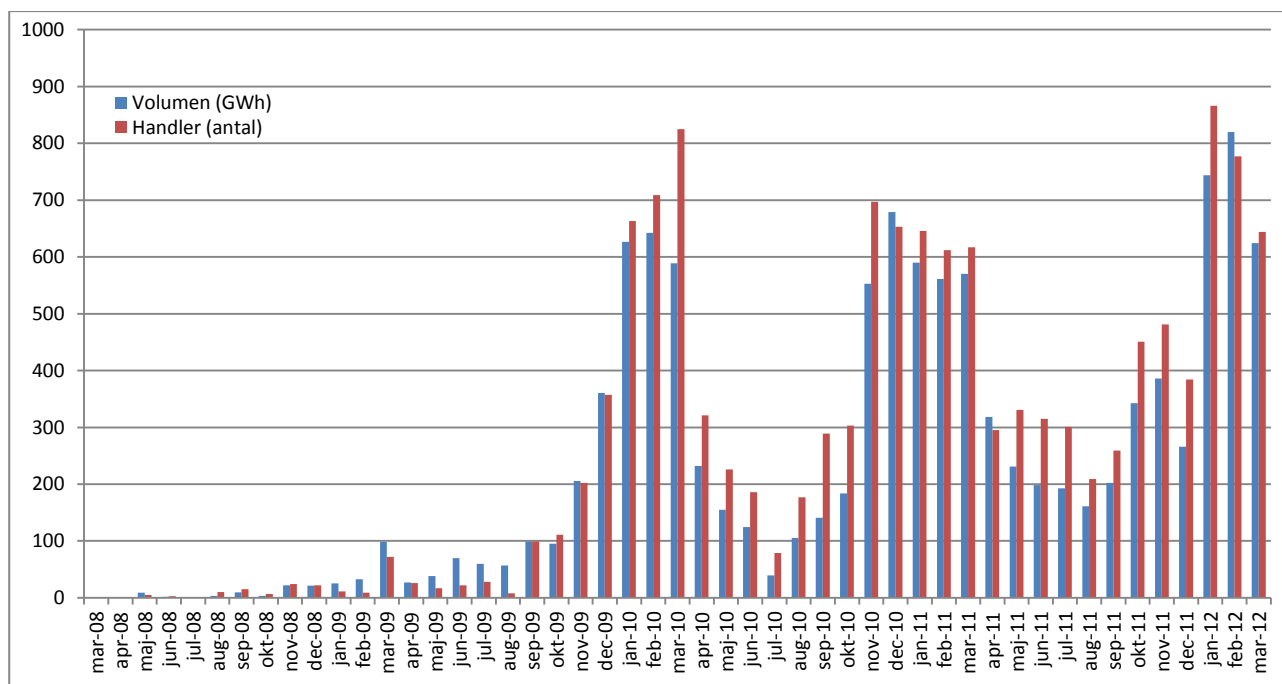
Note: Udviklingen i produkterne på Nord Pool Gas, opgjort i procent. Tomme felter indikerer, at produktet ikke var tilgængeligt. Felter med bindestreg indikerer ingen aktivitet. Felter med nul procent indikerer, at aktiviteten var så lav, at den er summeret til nul.

Siden de første handler i marts 2008 på Nord Pool Gas, har der været en positiv udvikling for aktiviteten på gasbørsen, jævnfør figur 8. Udviklingen har været stigende for både volumen og handlen, hvilket er et positivt tegn for markedet, da der ønskes likvide og transparente handelspladser for naturgas. Udviklingen indikerer, at den øgede volumen er forårsaget af stigende aktivitet hos flere aktører fremfor få aktørers handel med store volumener.

Den positive udvikling for aktiviteten for gasbørsen fortsætter i 2012, hvor både januar og februar har været de hidtil bedste måneder sammenlignet med de tidligere år. I januar blev der samlet set handlet 744.000 MWh, hvoraf spothandlen i day ahead kontrakter udgjorde 82 %, mens produkterne weekend og withinday udgjorde 12 % og 6 %. Der blev i januar 2012 handlet 866 gange, hvilket er det hidtidige højeste niveau.

I februar 2012 var den samlede handlede volumen på 819.720 MWh, hvilket var en stigning på 10 % i forhold til januar 2012 og 46 % i forhold til februar året før. Noget af stigningen kan blandt andet forklares af det koldere vejr i starten af måneden. Day ahead produktet udgjorde knap 70 %, alt imens produkterne weekend og intraday repræsenterede 16 % og 7 %. Antallet af handler var 777, hvilket er det højeste niveau for en februar måned.

I marts var den handlede volumen på 624.094 MWh, hvilket ligeledes er det højeste niveau nået for denne måned. Der blev handlet 644 gange, hvilket er lavere end niveauet for marts 2010 på 825 handler.

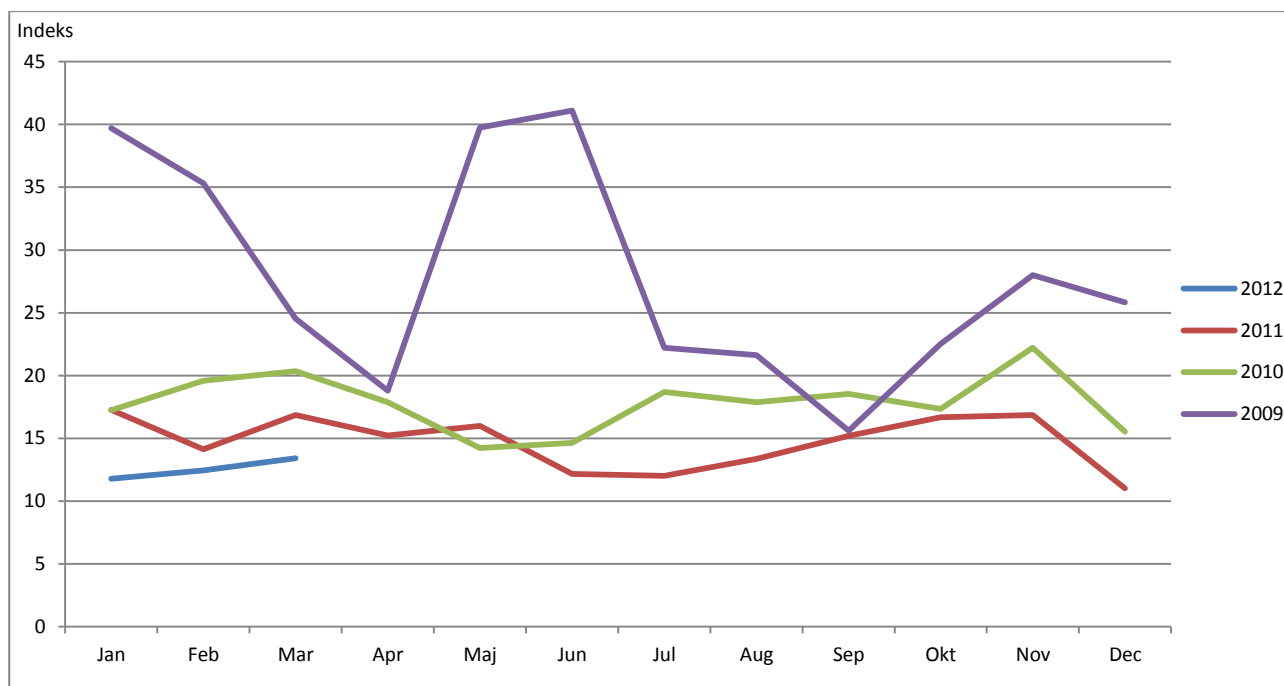
Figur 8: Udvikling i handler og volumen

Kilde: Nord Pool Gas.

Note: Udviklingen i handler og volumen på Nord Pool Gas fra marts 2008 og indtil marts 2012.

Udviklingen i handler og volumen indikerer en stigende aktivitet hos flere aktører fremfor få aktørers handel med store volumener. For en mere præcis afklaring af dette inddrages Herfindahl-Hirschman indekset, HHI, der viser markedsconcentrationen på Nord Pool Gas. En stigning i Herfindahl-Hirschman indekset indikerer et fald i konkurrencen, og indeks 100 vil betyde monopol på markedet, hvorimod indeks 0 er lig perfekt konkurrence. Ifølge US antitrust er et indeks over 18 lig et koncentreret marked, hvorimod markedet er ikke-koncentreret ved et indeks lavere end 10.

Det fremgår, at der var store udsving i markedsconcentrationen i 2009, jævnfør figur 9. Markedet var på dette tidspunkt meget illikvidt, og aktiviteten på markedet blev foretaget af få aktører, der handlede deres volumen ujævnt gennem året. Siden starten af 2010 har markedsconcentrationen været mere jævn henover året og markedsconcentrationen har ligeledes været lavere, hvilket indikerer flere aktører på markedet med en mere ligelig markedsandel. Trenden fortsætter i 2012 og markedsconcentrationen ligger på et lavere niveau end nogle af de foregående år.

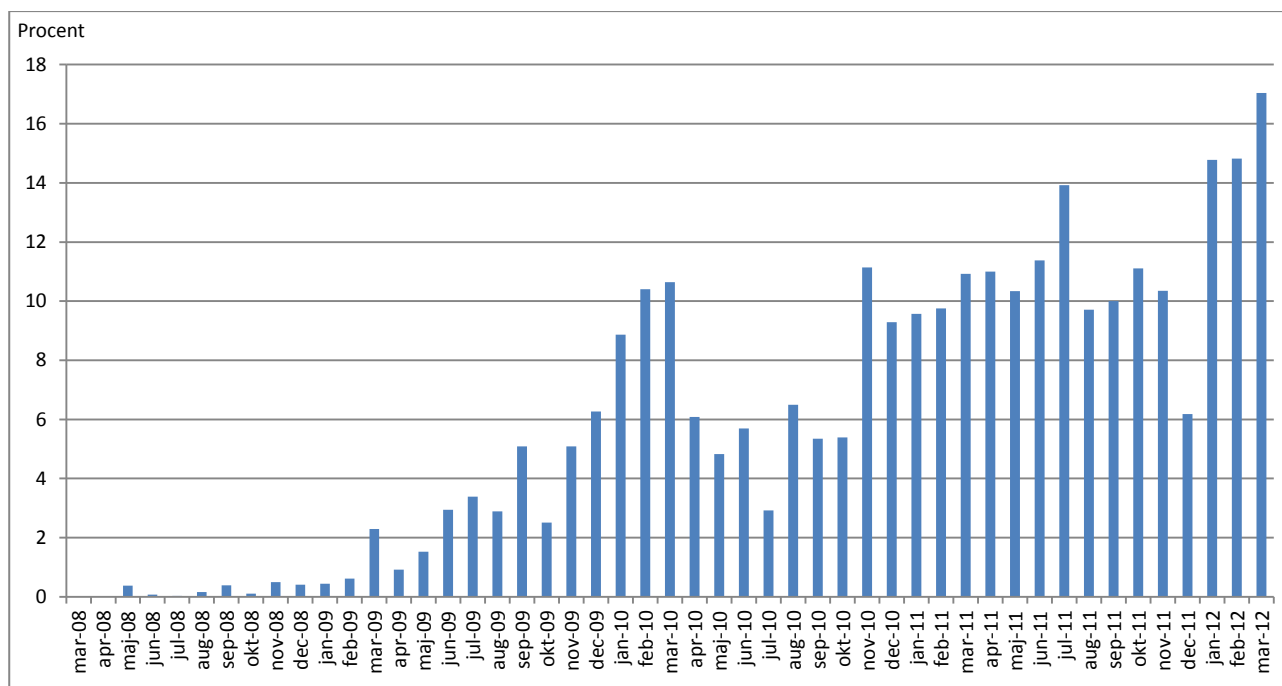
Figur 9: Herfindahl-Hirschman indeks, HHI, på NPG

Kilde: Nord Pool Gas.

Note: Herfindahl-Hirschmann indekset på NPG viser markedsconcentrationen fra 2009 og indtil marts 2012.

Der eksisterer ikke en bestemt definition på likviditet på markedet, og Herfindahl-Hirsch indekset med sin måling af koncentrationen på markedet er én blandt flere likviditetsindikatorer. Derudover kan markedsandelen for Nord Pool Gas ligeledes opfattes som et udtryk for gasbørsens likviditet. Den handlede volumen på Nord Pool Gas divideres med gasforbruget i exitzonen.

Den danske gasbørs Nord Pool Gas' markedsandel af det danske forbrug fra marts 2008 og indtil marts 2012 fremgår af figur 10. Det fremgår, at markedsandelen gennem perioden er steget, og gennemsnittet i 2010 var 7,3 % og 10,4 % i 2011. Der har været stor aktivitet på NPG i de tre første måneder af 2012 og sammenlagt var markedsandelen på 15,5 %.

Figur 10: Markedsandelen for den danske gasbørs Nord Pool Gas

Kilde: Nord Pool Gas, Energinet.dk.

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

5. Prisudvikling

5.1 Prisudvikling i Danmark

Udviklingen i spotprisen hos Nord Pool Gas fra marts 2008 og indtil 31. marts 2012 fremgår af figur 11. I 2008 var prisen omkring 25 EUR/MWh, mens 2009 var præget af lave priser og en gennemsnitspris på omkring 13 EUR/MWh. I visse dage i august 2009 var prisen nede omkring 7 EUR/MWh. Den lave pris hænger blandt andet sammen med den økonomiske krise, der medførte lavere efterspørgsel efter naturgas og dermed lavere pris. Der var en relativ stor stigning i prisen på naturgas omkring slutningen af december 2009, hvor prisen var omkring 26 EUR/MWh sammenlignet med en gennemsnitspris på cirka 13 EUR/MWh for hele måneden grundet spekulationer i kapaciteten.

Prisen på naturgas i 2010 steg fra omkring 15 EUR/MWh i starten af året til omkring 26 EUR/MWh i slutningen af året. Ligesom det var tilfældet i 2009 var slutningen af december 2010 præget af et stort prisudsving. Prisen endte på omkring 34 EUR/MWh i 2010, sammenlignet med en gennemsnitspris på 26 EUR/MWh for december 2010 og 18 EUR/MWh for hele året. Den betydelige stigning i prisen på naturgas strakte sig henover flere dage end tilfældet i 2009, og stigningen var be-

grundet af afbrud af gasimporten i Ellund Entry og store reservationer af uge- og dagskapaciteten i Ellund Entry.

I 2011 havde prisudviklingen et mere stabilt forløb end de to foregående år, og havde en gennemsnitspris på 23 EUR/MWh. Der var et betydelig fald i prisen på naturgas i 2011 omkring slutningen af september og starten af oktober, hvilket kan skyldes, at aktørerne solgte ud inden afslutningen af gasåret.

Figur 11: Prisudvikling i det danske marked, 2008 - 2012



Kilde: Nord Pool Gas.

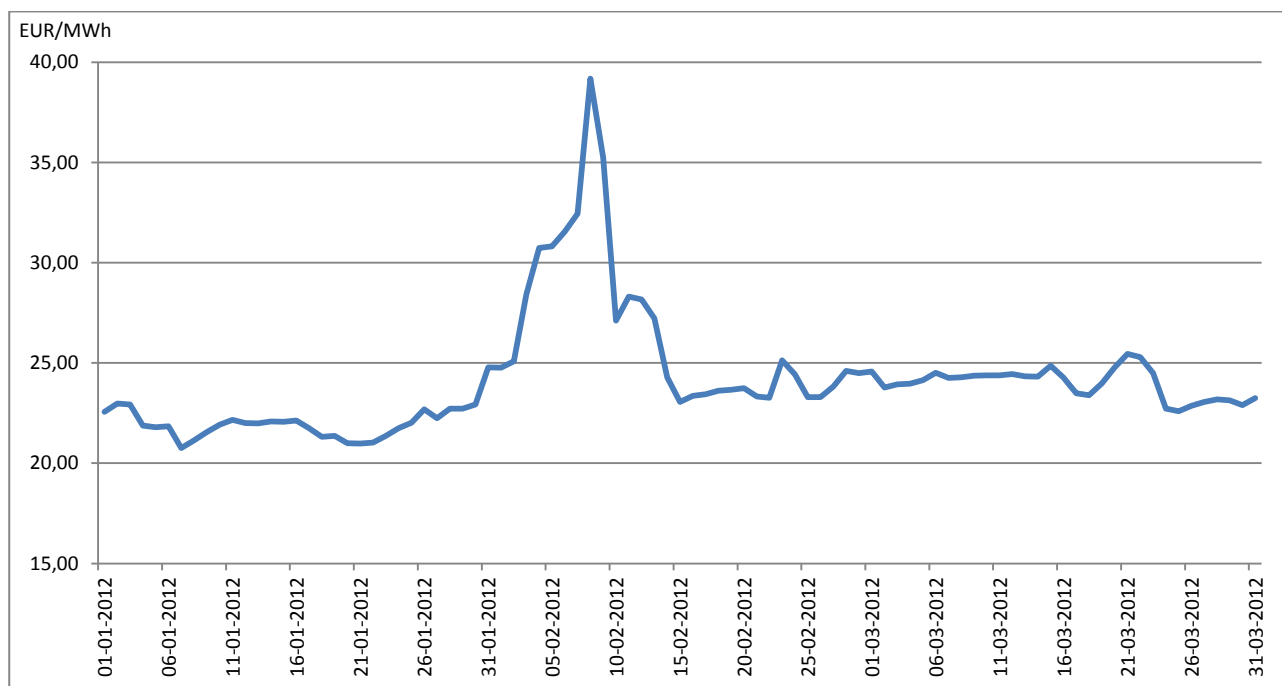
Note: Udviklingen i spotprisen hos Nord Pool Gas fra 5. marts 2008 – 31. marts 2012. Mængderne er opgjort i EUR/MWh og er på dagsbasis.

Den daglige udvikling i spotprisen i første kvartal 2012 fremgår af figur 12. Januar 2012 fastholdt nogenlunde samme stabile prisniveau, som 2011 var præget af. Gennemsnitsprisen var omkring 22 EUR/MWh for hele måneden, og minimumsprisen var 21,14 og maksimumsprisen var 24,78 EUR/MWh. Prisen steg imidlertid i starten af februar 2012 og peakede tirsdag den 8. februar, hvor dagens prisniveau var 39,19 EUR/MWh. Udsvinget i spotprisen på NPG var forårsaget af udsving på det nordvesteuropæiske marked snarere end udbuds- og efterspørgselsforhold i Danmark. Den nordvesteuropæiske prisstigning hænger formentlig sammen med koldt vejr i perioden. Hertil kommer, at spekulativ efterspørgsel med udgangspunkt i forventninger til forsyningssituationen i

Rusland kan have spillet en rolle. Det indikerer hermed ikke problemer i den danske forsyning, da prisen i Danmark fulgte med resten af Europa, jævnfør figur 15.

Udsvinget var midlertidigt og spotprisen fandt tilbage til et prisniveau omkring 23 – 24 EUR/MWh, men episoden bevirkede en gennemsnitspris for februar på cirka 26,5 EUR/MWh. Spotprisen i marts 2012 har efterfølgende holdt nogenlunde samme prisleje som sidste halvdel af februar, og havde en gennemsnitspris på knap 24 EUR/MWh.

Figur 12: Prisudvikling i det danske marked, 1. kvartal 2012



Kilde: Nord Pool Gas.

Note: Udviklingen i spotprisen hos Nord Pool Gas i 1. kvartal 2012. Mængderne er opgjort i EUR/MWh og er på dagsbasis.

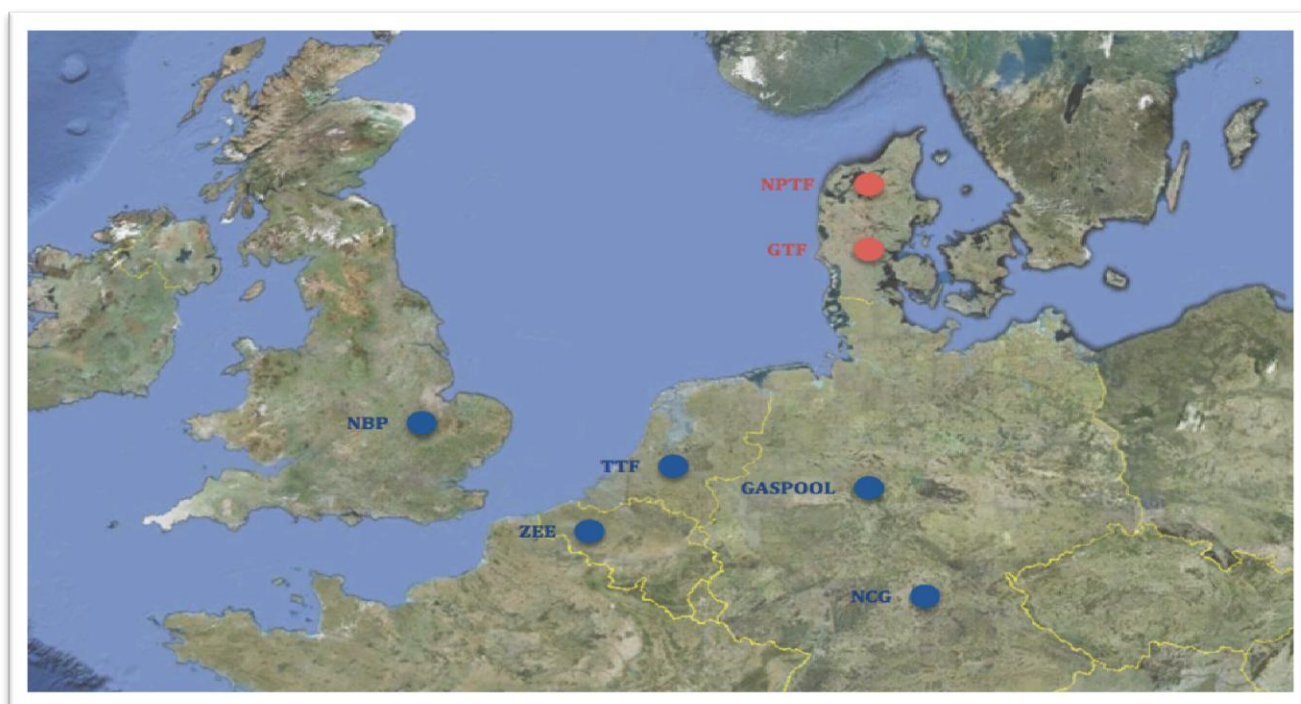
5.2 Sammenligning af prisniveauer

Den kortsigtede prisdannelse på en gasbørs påvirkes af faktorer såsom gasprisen, produktionskapacitet, temperatur og sæson, alternative brændsler, flaskehalse og lager. Da den danske gasbørs stadigvæk er en lille gasbørs vil prisen på større børser være medbestemmende for prisen på Nord Pool Gas, når der ikke er flaskehalse.

De seks gashubs i Nordvesteuropa af relevans for det danske engrosmarked for naturgas illustreres i figur 13. I Storbritannien findes National Balancing Point (NBP), i Holland findes Title Transfer Facility (TTF), Zeebrugge (ZEE) i Belgien, Gaspool og NetConnect Germany (NCG) i Tyskland. I

Danmark har gashubben to separate virtuelle hubs, hvilket er Gas Transfer Facility (GTF) og Nord Pool Transfer Facility (NPTF). På virtuelle hubs handles gasen indenfor et bestemt afgrænset område, som for eksempel mellem Entry og Exit i et transmissionssystem. På en fysisk hub handles der i et bestemt punkt, hvor flere gasrør grænser op til hinanden. Gashubberne er et leveringspunkt, der kan anvendes som geografisk referencepunkt for handler med langtidskontrakter med Take-or-Pay forpligtelse, over-the-counter kontrakter og børskontrakter. En gashub kan hermed indeholde tre typer af markeder, hvilket er det uorganiserede marked, OTC-markedet og børsmarkedet. På det uorganiserede marked foregår handlerne imidlertid oftest i et grænsepunkt mellem to transmissions-systemer.

Figur 13: Gashubs i Nordvesteuropa



Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet.

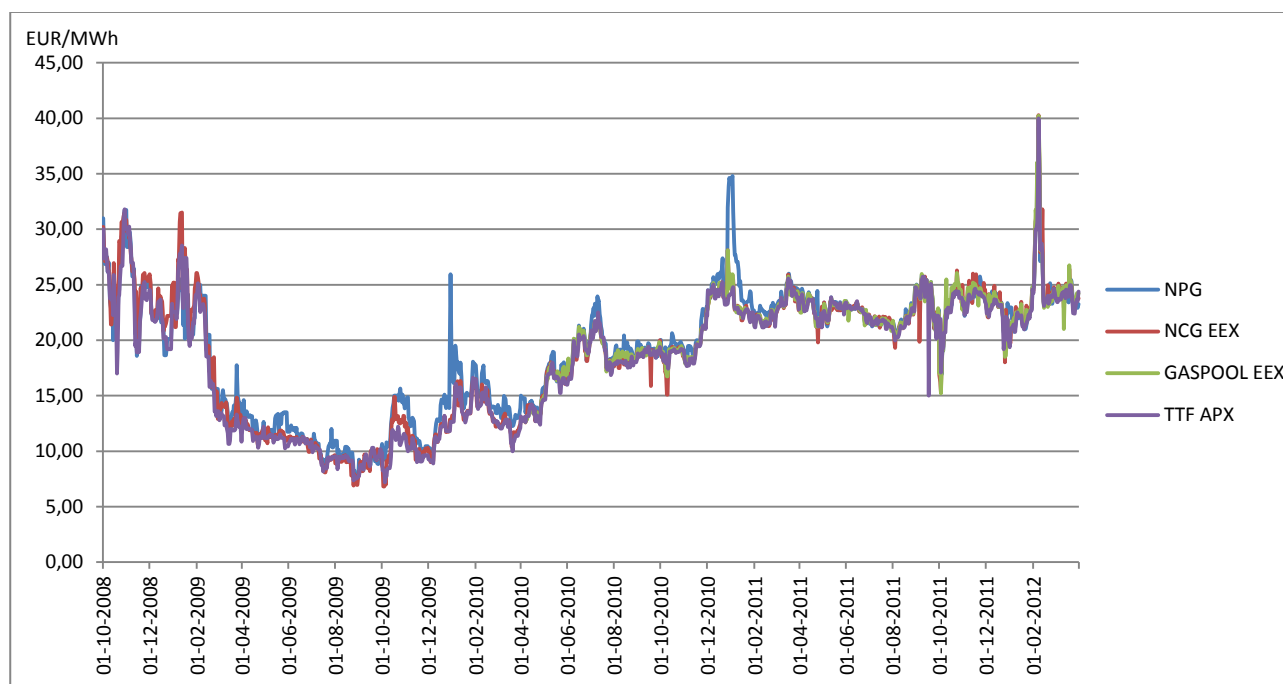
Note: National Balancing Point (NBP) i Storbritannien, Title Transfer Facility (TTF) i Holland, Zeebrugge (ZEE) i Belgien, Gaspool og NetConnect Germany (NCG) i Tyskland, samt en gashub i Danmark (Gas Transfer Facility (GTF) og Nord Pool Transfer Facility (NPTF)).

Den hollandske gashub TTF APX (fremover benævnt TTF) og de tyske gashubs Gaspool EEX (fremover benævnt Gaspool) og NCG EEX (fremover benævnt NCG) er valgt som sammenligningsgrundlag, da prisdannelsen på NPG især påvirkes af prisdannelsen på disse gashubs. Den hollandske gashub anses blandet andet som værende prisdannende i Kontinentaleuropa. Prisudviklingen på de tre gashubs og gasbørsen fra 1. oktober 2008 og indtil 31. marts 2012 fremgår af figur 14. 1. oktober 2008 er valgt som udgangspunkt, idet NCG har været aktiv siden denne dato og 1. okto-

ber er ligeledes starten på gasåret. Den 1. oktober 2009 indgik Gaspool på markedet. Det fremgår af figuren, at der eksisterer en høj korrelation mellem de tre gashubs og gasbørsen og spotpriserne følger hinanden tæt. Den store korrelation betyder, at store dele af variationen i spotpriserne hos Nord Pool Gas kan forklares af variationerne på priserne hos de tre gashubs, og især den hollandske gashub TTF.

De eneste tidspunkter hvor der har været store prisforskelle har været i slutningen af december 2009 og december 2010, hvor der opstod betydelige stigninger i prisen på day ahead kontrakter på Nord Pool Gas sammenlignet med prisen på de udenlandske gashubs. De to tilfælde i december 2009 og december 2010 indikerer to ting. For det første må tilfældene være grundet interne problemer i Danmark, da hverken den hollandske eller de tyske gashubs har oplevet prisudsving i selvsamme periode. For det andet indikerer de to tidspunkter ligeledes, at den danske gasbørs er for lille til at kunne påvirke den hollandske gashub eller de tyske gashubs, idet deres gaspriser ikke har været påvirket af udviklingen i Danmark.

Figur 14: Europæisk sammenligning, 2008 - 2012



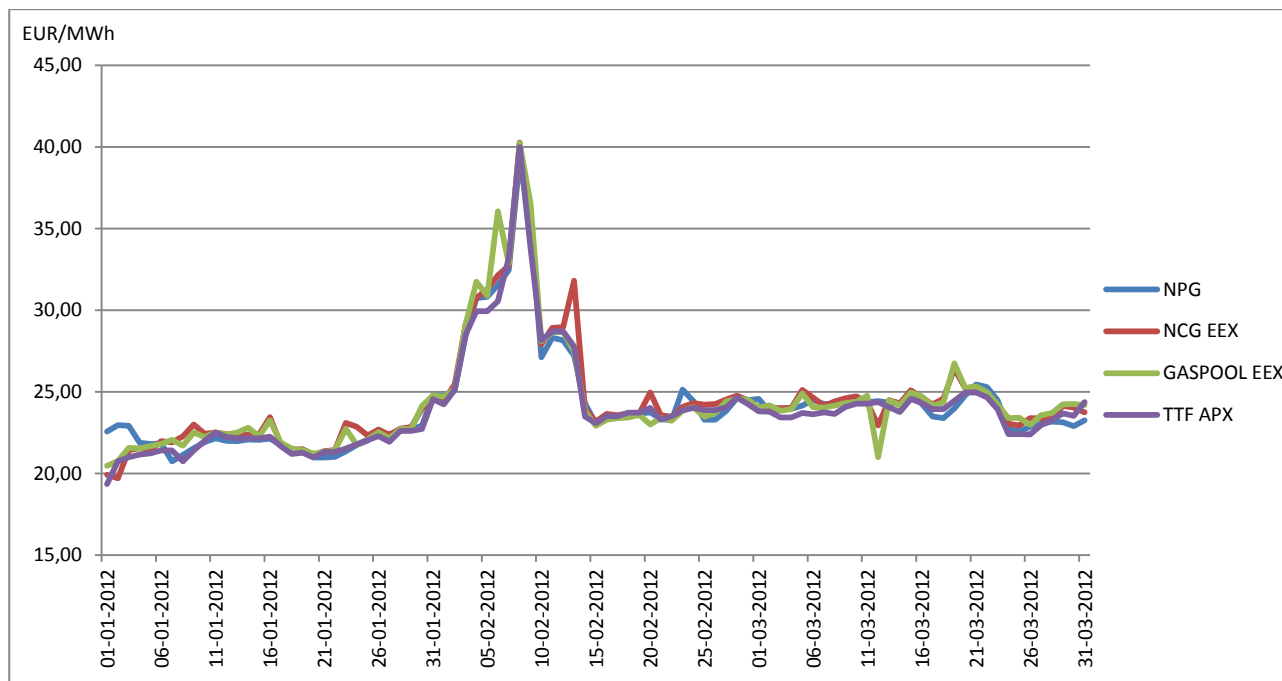
Kilde: Nord Pool Gas, NetConnect Germany.

Note: Udviklingen i spotpriser på Nord Pool Gas, den hollandske gashub TTF APX og de tyske gashubs NCG EEX og Gaspool EEX fra 1. oktober 2008 – 31. marts 2012. Mængderne er opgjort i EUR/MWh og er på dagsbasis.

Den daglige udvikling i spotpriserne for de tre gashubs og gasbørsen i første kvartal 2012 fremgår af figur 15. Det fremgår, at Nord Pool Gas på daglig basis især følger den hollandske gashub TTF

tæt. Gennem perioden har NCG og Gaspool haft små udsving i prisen i forhold til TTF og NPG, men samlet set er der en høj korrelation. Udsvingene mellem prisområderne skyldes lokale forhold, der har påvirket udbuds- og efterspørgselssituationen og derved prisdannelsen. Gennemsnitsprisen i både januar og februar for Nord Pool Gas lå over den hollandske gashub, men under både NCG og Gaspool.

Figur 15: Europæisk sammenligning, 1. kvartal 2012



Kilde: Nord Pool Gas, NetConnect Germany.

Note: Udviklingen i spotpriser på Nord Pool Gas, den hollandske gashub TTF APX og de tyske gashubs NCG EEX og Gaspool EEX. Mængderne er opgjort i EUR/MWh og er på dagsbasis.

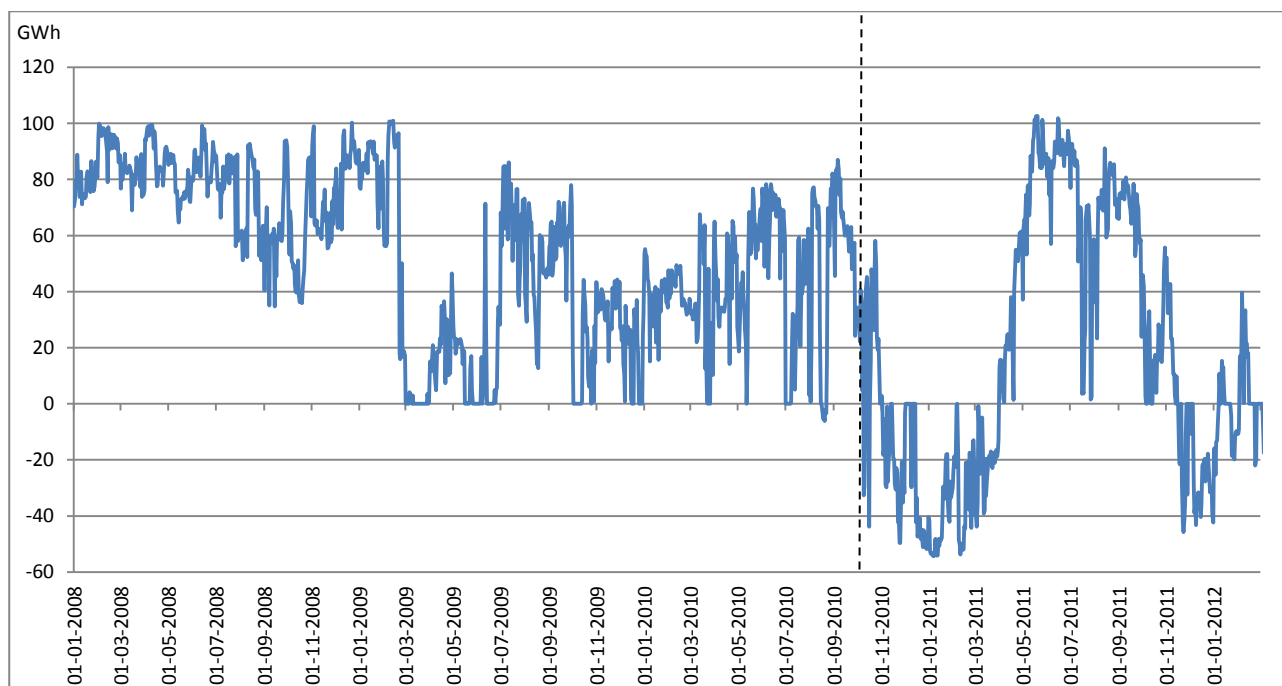
6. Ellund

6.1 Flow i Ellund

Udover import af naturgas fra Nordsøen har det siden 1. oktober 2010 været muligt at importere naturgas fra Tyskland via punktet Ellund. Trykket på den tyske side blev forøget, hvorved en importkapacitet til Danmark på 200.000 Nm³/h blev mulig. Af figur 16 fremgår det faktiske flow i Ellund fra 1. januar 2008 og indtil 31. marts 2012. Det fremgår, at naturgassen blev eksporteret fra Danmark til Tyskland indtil 1. oktober 2010, hvor der blev åbnet op for muligheden for import. Siden 1. oktober 2010 og indtil 1. april 2011 har der næsten været en konstant import af naturgas fra Tyskland. I både december 2010 og januar 2011 efterspurgte transportkunderne endnu mere importgas end hvad, der var tilgængeligt, hvorved en del efterspurgt importmængde måtte afbrydes.

Fra 1. april 2011 gik det hurtigt fra en importsituation til en eksportsituation over punktet Ellund indtil midten af november 2011. Siden dette tidspunkt og gennem de tre første måneder af 2012 har der været en blanding af import og eksport af naturgas via punktet Ellund. Antallet af dage med flow og flowets størrelse gennem punktet Ellund har i 1. kvartal 2012 været lav sammenlignet med tidligere perioder. Der var blandt andet i marts 2012 sammenlagt flow i seks dage, hvilket var fra den 4. marts – 9. marts, hvor flowet var fra Tyskland til Danmark. Det gennemsnitlige flow var cirka 14 GWh per dag i denne periode. Den lave grad af flow i punktet Ellund kan skyldes flere faktorer. Importen og eksporten mellem Danmark og resten af Europa bestemmes hovedsageligt af prisniveauet. Derudover afhænger det af DONG's benyttelse af punktet Ellund, da DONG står for størstedelen af den danske eksport af naturgas.

Figur 16: Flow i Ellund



Kilde: Energinet.dk.

Note: Udvikling i det faktiske flow i Ellund fra 1. januar 2008 og indtil 31. marts 2012. Værdierne er opgjort i GWh og er på dagsbasis. Positive værdier er eksport og negative værdier er import i Ellund. Den stiplede linje indikerer muligheden for fysisk import fra Tyskland.

6.2 Flaskehalse i Ellund

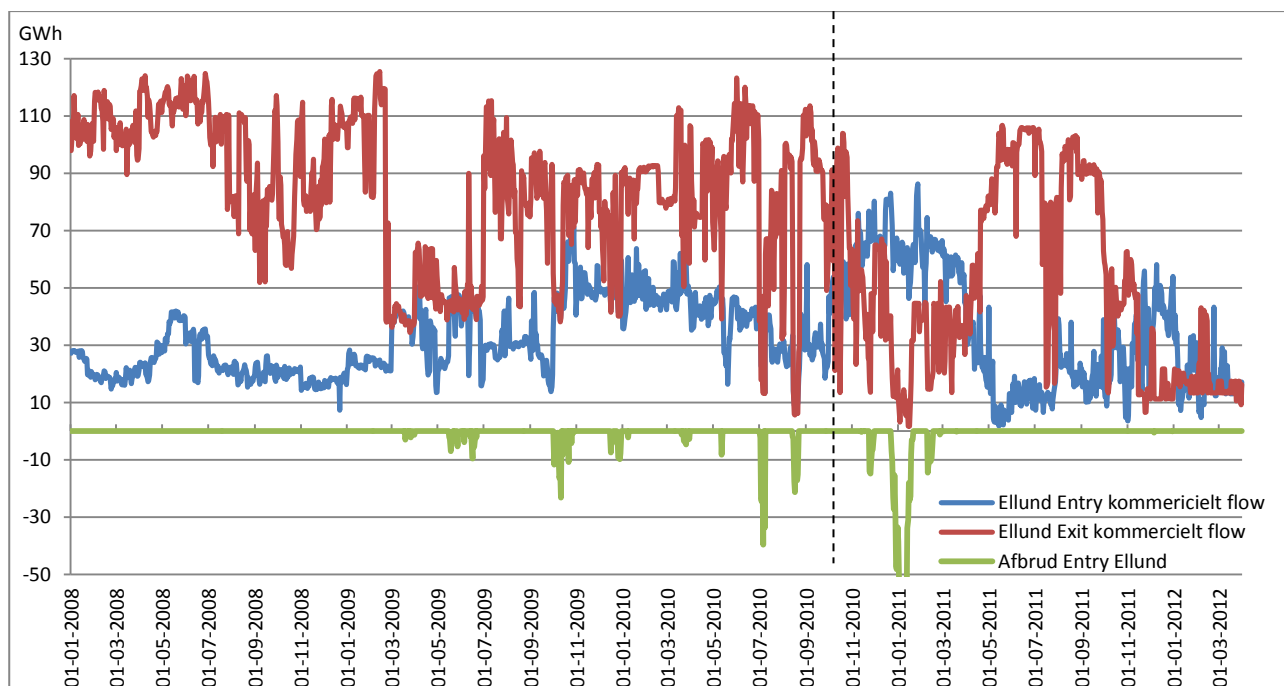
Ellund Entry er det eneste punkt i det danske transmissionssystem med flaskehalse, og der kan kun købes afbrydelig kapacitet i punktet. Flaskehalse og de efterfølgende afbrud i gasimporten forekommer oftest i perioder med lav gaseksport i Ellund Exit. Dette skyldes en lav fysisk transportkapacitet i 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 forholdsvis lave fysiske importkapacitet og gaseksporten til Tyskland. Overstiger efterspørgslen på naturgas dette niveau, vil leveringerne i Ellund Entry blive afbrudt.

Udviklingen i Ellund Entry, Ellund Exit og afbruddene i Ellund Entry, hvor værdien af afbruddene i Ellund Entry vokser i modsat retning for nemmere at illustrere afbruddene, fremgår af figur 17. Det fremgår, at afbruddene forekommer, når gaseksporten til Tyskland er lav. Inden indførelsen af fysisk import fra Tyskland var der i flere tilfælde afbrud i Ellund Entry af vidt varierende størrelser. Det største afbrud var i perioden 2. juni 2010 - 8. juni 2010 (med undtagelse af den 7. juni 2010) med et maksimumniveau på 39 GWh. Den længste periode strakte sig henover otte dage gældende fra den 14. august 2010 – 21. august 2010. I begge tilfælde var gaseksporten lav, mens gasimporten lå på et højere niveau.

Muligheden for fysisk import fra den 1. oktober 2010 bevirkede i den efterfølgende periode, vinteren 2010/2011, et højt niveau af import til Danmark og et lavt eksportniveau, og i flere tilfælde var der afbrud i Ellund Entry og dermed flaskehalse. Det største afbrud var i perioden 23. december 2010 – 20. januar 2011, hvor den maksimale størrelse på afbruddet var på 86 GWh. Muligheden for fysisk import af naturgas i Ellund medførte hermed ikke i den efterfølgende periode en reducere af flaskehalsene i Ellund Entry.

Der har efter perioden med de tre flaskehalse i starten af 2011 ikke været flere større tilfælde af afbrud. Der var blandt andet i slutningen af december 2011 og i starten af 2012 flere tilfælde med lavt niveau af gaseksport og højt niveau af gasimport uden større resulterende afbrud i Ellund Entry. Det seneste afbrud var den 30. december 2011, hvor afbruddet i Ellund Entry var 0,025 GWh. 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 ekstra høj importefterspørgsel i forhold til importkapaciteten og gaseksporten, hvorved leveringerne blev afbrudt.

Figur 17: Flaskehalse i Ellund

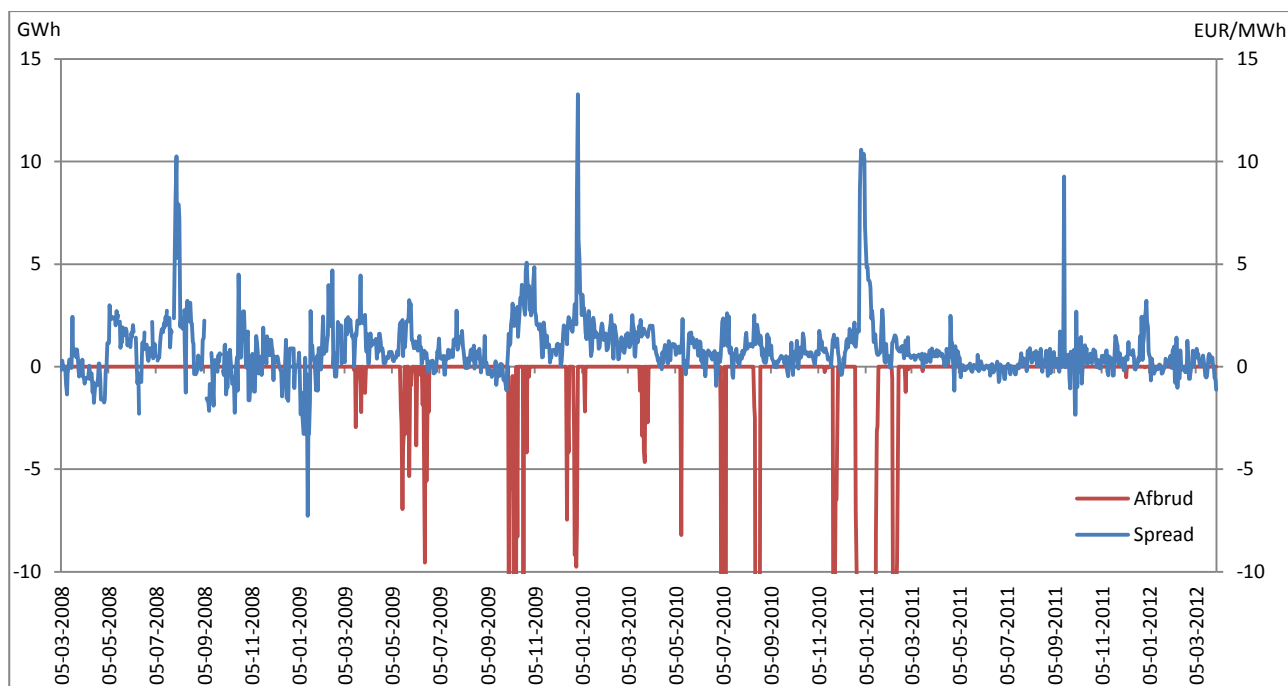
Kilde: Energinet.dk.

Note: Udviklingen i flaskehalse i Ellund fra 1. januar 2008 – 31. marts 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. Den stiplede linje indikerer muligheden for fysisk import fra Tyskland.

6.3 Afbrud i Ellund

Når gaseksporten i Ellund Exit er lav kan det bevirke afbrud i Ellund Entry, da planlagte gasleveringer fra Tyskland til Danmark vil blive annulleret på grund af forekomsten af flaskehalse. Flaskehalsene vil bevirke, 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.

Afbrud i Ellund Entry har i flere tilfælde betydet prisstigninger på Nord Pool Gas sammenlignet med den hollandske gashub TTF, jævnfør figur 18. Omkring starten af 2011 var der flere afbrud, hvor det maksimale spread mellem TTF og NPG var på 86 GWh den 7. januar 2011. Prisen på NPG steg i denne periode, alt imens TTF holdt nogenlunde samme prisniveau. Efterfølgende har der været en lav grad af prisforskel indtil 17. september 2011, hvor spreadet var 9,27 EUR/MWh. Dette udsving skyldes ikke afbrud, men at prisen hos TTF var ekstraordinær lav, hvilket var omkring 8 – 9 EUR/MWh under det normale niveau for måneden. NPG holdt med en pris på 24,27 EUR/MWh et stabilt prisniveau.

Figur 18: 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 fra 5. marts 2008 – 31. marts 2012. På primær akse fremgår afbrud i Ellund Entry opgjort i GWh. På sekundær akse vises spread opgjort i EUR/MWh.

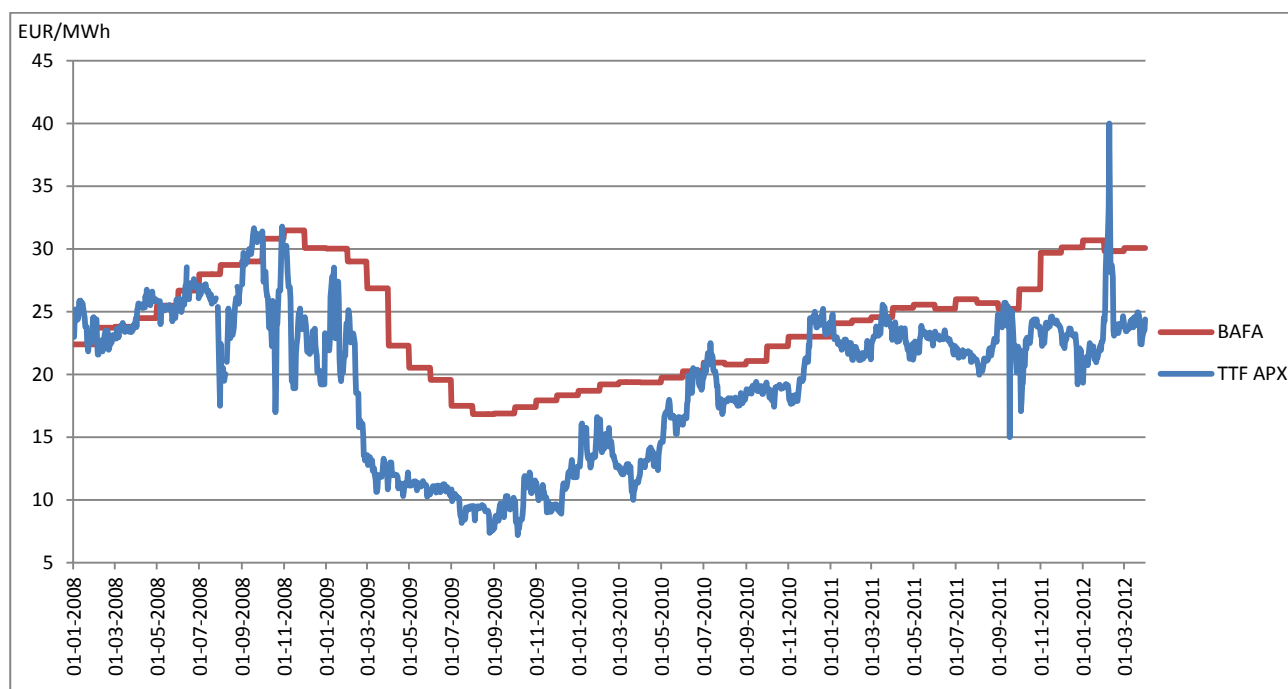
7. To prisregimer

Gasprisen kan følge 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. Størstedelen af engroskunderne på det danske gasmarked indkøber deres gas under langtidskontrakter på det uorganiserede marked, hvor gasprisen følger et olie- eller gasindeks. Størstedelen af volumen på det danske engrosmarked indkøbes som Take-or-Pay kontrakter, mens kun en mindre del indkøbes på gashubs, hvor prisen følger den markedsbaserede prisdannelse. For at sammenholde prisudviklingen under en olieindekseret og en markedsbaseret prisdannelse inddrages BAFA indekset og TTF. 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 prispførende i Europa og følger en markedsbaseret prisdannelse.

Prisen for de to prisregimer er forskellig, men nogenlunde samme trend følges, jævnfør figur 19. I store dele af 2008 lå den markedsbaserede pris over den olieindekserede prisdannelse. Finanskrisen fik midlertidig indvirkninger på forholdet mellem olie og gas, da efterspørgselen på gas faldt betydeligt. Krisen medførte et stort gab mellem prisen på olie og gas, og hermed stor prisforskel på den olieindekserede og den markedsbaserede prisdannelse. Siden sidste halvår af 2008 har det været mere favorabelt at lade gasprisen følge den markedsbaserede prisdannelse, da den i størstedelen af tiden har været billigere end den olieindekserede prisdannelse.

I januar 2012 har gasindekset ligget cirka 6 - 10 EUR/MWh under olieindekset. Starten af februar 2012 var præget af koldt vejr og spekulativ efterspørgsel med udgangspunkt i forventninger til forsyningssituationen i Rusland, hvilket har været medvirkende til stigende spotpriser. Prisstigningen betød, at gasindekset i fire dage var dyrere end olieindekset. Udsvinget var midlertidigt og gasindekset faldt tilbage på et prisniveau, der var omkring 5 – 7 EUR/MWh billigere end olieindekset.

Figur 19: 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 fra 1. januar 2008 – 31. marts 2012. BAFA indekset indgår på månedsbasis, og spotprisen for TTF indgår på dagsbasis. Fra 1. januar 2008 – 1. september 2008 mangler flere af priserne for TTF i weekenderne, hvorved der kan forekomme enkelte huller i grafen.

Det danske engrosmarked for elektricitet

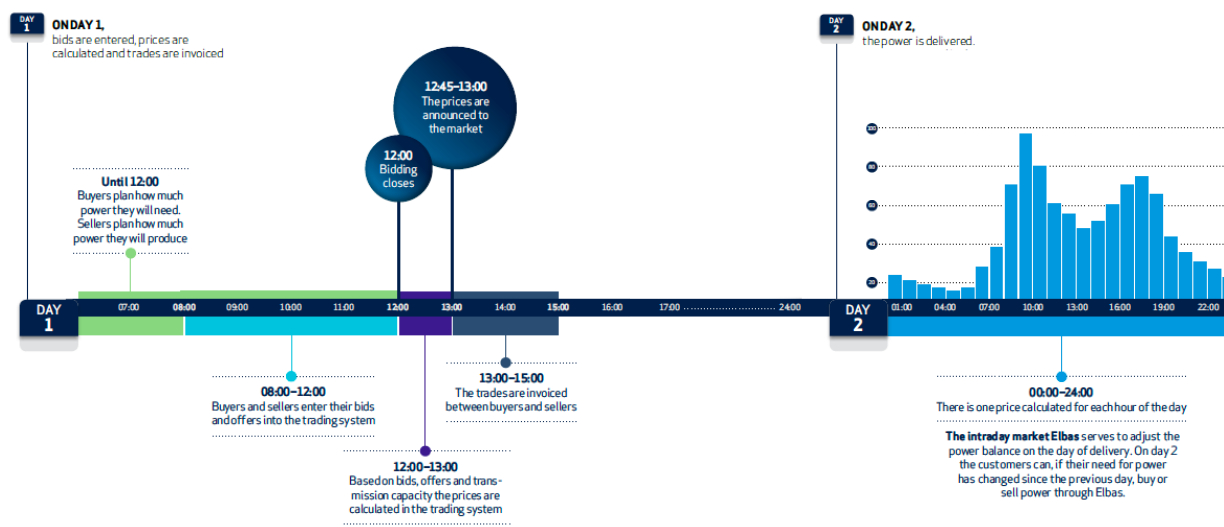
8. Markedsbeskrivelse

Det danske elmarked tilhører den nordiske markedsmodel, og det danske engrosmarked har en høj grad af integration med nabolandenes markeder. Størstedelen af handel med el i de nordiske lande sker via Nord Pool, der muliggør handel mellem producenter og handlere. Der er omkring 350 købere og sælgere på Elspot, der er et såkaldt day-ahead marked. Nord Pool er ejet af de nordiske systemansvarlige transmissionssystemoperatører, hvor norske Statnett SF og Svenska Kraftnät hver ejer 30 %, finske Fingrid Oyj og danske Energinet.dk har hver en ejerandel på 20 %.

På Nord Pool kan der enten handles via Elspot, Elbas eller det finansielle marked. Størstedelen af handlerne med elektricitet foregår på Elspot, hvilket foregår efter auktionsprincippet, hvor købs- og salgsbud én gang dagligt matches af Nord Pool. Herved findes markedsprisen for de enkelte prisområder. Kontrakterne, der indgås dagligt mellem køber og sælger, er til levering den næste dag.

Det kan være nødvendigt at kunne handle elektricitet efter, at day-ahead markedet er lukket. Ofte sker der hændelser efter lukketiden for Elspot, som eksempelvis midlertidig nedbrud på et kraftvarmeværk eller ekstra stærk vind, der forsager højere elproduktion end planlagt af vindmøller. På Elbas kan aktørerne handle sig i balance, når Elspot er lukket. Elbas er et intraday marked, hvor køberne og sælgerne kan handle i op til én time før levering, og priserne er baseret på *First Come First Served* princippet.

Intraday markedet har fået en større betydning på børsen, idet mere vindenergi er kommet til. Mængden af produceret vindenergi varierer med mængden af vind, hvilket skaber en ubalance mellem day-ahead kontrakterne og den producerede volumen. Elbas er med til, at denne balance sikres på elektricitetsmarkedet. Figur 20 illustrerer nærmere, hvordan handlen på Nord Pool Spot fungerer.

Figur 20: Handelsforløb på Nord Pool

Kilde: Nord Pool Spot.

Note: Illustrationen over handelsforløbet på Nord Pool Spot.

Inden der kan foretages handel på markedet, er det nødvendigt, at de systemansvarlige virksomheder oplyser mængden af kapacitet, der er til rådighed for spotmarkedet det kommende døgn. Dette oplyses inden kl. 10 på dag 1, jævnfør figur 20. Efterfølgende beregner køberne, hvor stor en mængde elektricitet de vil købe, og sælgerne beregner, hvor meget de vil producere. Begge parter indgiver dernæst deres bud mellem kl. 8 – 12. Til kl. 13 har Nord Pool Spot beregnet prisen pr. time det følgende døgn ved at matche alle købs- og salgsbud under hensyn til begrænsninger i elnettet. Efterfølgende sendes planer retur til hver enkelt elleverandør og producent med oplysninger vedrørende det kommende døgnns handlede mængder og priser.

På selve driftsdøgnet (dag 2 i figur 20) er day-ahead markedet ikke tilgængeligt, og det er i stedet muligt at handle på intraday markedet (Elbas). Køberne og sælgerne kan købe og sælge elektricitet gennem Elbas, hvis deres behov for elektricitet har ændret sig siden dagen før.

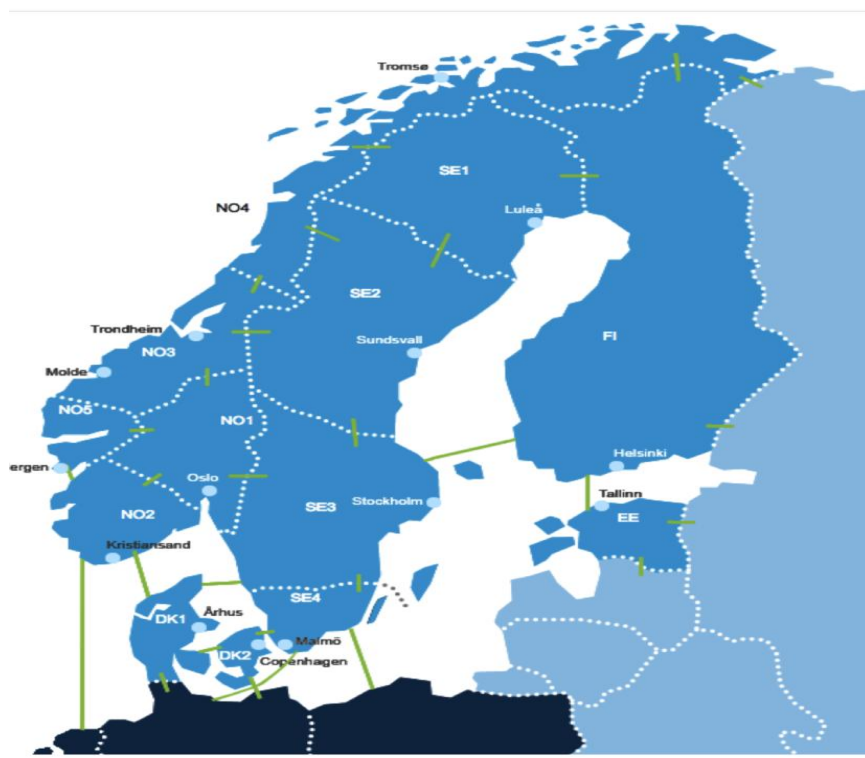
Det er nødvendigt, at der hele tiden er fysisk balance i elsystemet i Danmark, hvilket sikres af den systemansvarlige virksomhed i Danmark, Energinet.dk. De andre nordiske transmissionssystemoperatører (TSO'er) er Statnett SF (Norge), Svenska Kraftnät (Sverige), Fingrid (Finland) og Elering (Estland). De systemansvarlige virksomheder er ikke-kommercielle virksomheder, neutrale og uaf-

hængige i forhold til markedsaktørerne. Idet Energinet.dk hele tiden skal sikre balancen i elsystemet, er der brug for regulerkraft og forskellige typer af reserver.

Regulerkraft er produktionskapacitet eller forbrug, som balanceansvarlige markedsaktører tilbyder Energinet.dk i selve driftsdøgnet. De balanceansvarlige markedsaktører varetager et balanceansvar i produktion, forbrug og/eller handel, og er økonomisk ansvarlige for eventuelle ubalancer. Aktørerne indsender tilbud på op- og nedregulering indeholdende mængde og pris til Energinet.dk, der videregiver tilbuddene til en fællesnordisk liste kaldet Nordic Operation Information System (NOIS). Er der behov for regulering vurderer NOIS buddene og vælger de mest fordelagtige, og derefter aktiverer Energinet.dk de danske regulerkraftbud. Ved opregulering købes den nødvendige mængde regulerkraft hos aktørerne, og ved nedregulering sælges overskudsmængde til aktørerne.

Derudover eksisterer der reserver, hvilket er produktionskapacitet eller forbrug, som aktører imod betaling stiller til rådighed for Energinet.dk. Der findes forskellige typer af reserver i form af forskel på aktiveringshastighed og aktiveringsform. Reserverne som Energinet.dk køber for at sikre stabil og sikker drift af elsystemet benævnes generelt systemydelser.

Udbuddet og efterspørgslen på elektricitet er hovedfaktorerne for bestemmelse af prisen, men transmissionskapaciteten spiller også en væsentlig rolle. Det nordiske marked er forbundet gennem transmissionskabler, der kun tillader en begrænset import/eksport mellem de forskellige områder. Begrænsningerne i transmissionskablerne, der forbinder prisområderne medfører, at der opstår flaskehalse på transmissionskablerne. Som følge af kapacitetsbegrænsningerne internt i de nordiske lande og mellem landene har Nord Pool opdelt det nordiske marked i flere prisområder. Danmark er opdelt i to prisområder med Storebælt som skillelinje, hvormed Jylland og Fyn er én priszone og betegnes DK1, mens Sjælland betegnes DK2. Sverige er opdelt i fire zoner. Norge kan internt opdeles i flere områder. På nuværende tidspunkt er Norge opdelt i fem priszoner – antallet af priszoner bestemmes af den norske TSO Statnett. Finland og Estland har hver især én priszone.

Figur 21: De Nordiske landes prisområder

Kilde: Nord Pool Spot.

Note: De nordiske landes inddeling i prisområder.

Nord Pool har rådighed over kapaciteten på transmissionsforbindelserne mellem områderne. Nord Pool håndterer flowet mellem prisområderne i Norden, hvilket benævnes *market splitting*. Nord Pool bruger kapaciteten til at sende elektricitet fra lavprisområder til højprisområder, for dermed at sænke prisniveauet i højprisområdet. På forbindelserne fra Norden til Tyskland eksisterer der *market coupling*, hvor European Market Coupling Company (EMCC) håndterer flowet mellem de to markeder, der er styret af to forskellige elbørser. En del af handlen mellem Danmark og Tyskland handles stadig som solgt kapacitet på eksplicitte auktioner, mens det ikke er tilfældet hos Nord Pool.

9. Produktion, forbrug og eksport

Tabel 6 illustrerer den kvartalvis udvikling i nettoproduktionen af elektricitet og forbruget fra 2007 og indtil 1. kvartal 2012. Produktionen og forbruget har oplevet et fald fra 2007 og indtil 2009. Den mindre efterspørgsel er formentlig et følge af den økonomiske krise. Produktionen steg i 2010, men faldt efterfølgende med 9,2 procent i 2011, grundet mildere vejr i 2011 end året før. Nettoproduktionen var på 33.381 GWh i 2011, og Danmarks vindkraftsproduktion var i 2011 på 30 % af netto-

produktionen (cirka 28,5 % af bruttoproduktionen), hvilket var en stigning på ni procentpoint fra 2010. De centrale og decentrale kraftvarmeværker faldt henholdsvis med syv og et procentpoint, grundet stigning i vindkraft samt, at Danmark i 2011 var nettoimportør af elektricitet.

Tabel 6: Produktion, forbrug og produktionstyper

Kvartaler	Nettoproduktion, GWh	Forbrug, GWh	Nettoproduktion fordelt på produktionstyper		
			Centrale værker, pct.	Decentrale værker, pct.	Vindkraft, pct.
2007 Q1	11.556	9646	57 %	20 %	23 %
2007 Q2	7111	8212	62 %	20 %	18 %
2007 Q3	7370	8203	61 %	17 %	22 %
2007 Q4	11.360	9648	64 %	21 %	14 %
2007 samlet	37.397	35.709	61 %	20 %	19 %
2008 Q1	10.300	9560	51 %	23 %	26 %
2008 Q2	7050	8318	64 %	20 %	15 %
2008 Q3	6280	8058	61 %	19 %	20 %
2008 Q4	11.106	9354	63 %	20 %	17 %
2008 samlet	34.736	35.290	59 %	21 %	20 %
2009 Q1	11.031	9386	62 %	23 %	15 %
2009 Q2	6882	7778	62 %	18 %	20 %
2009 Q3	6525	7741	61 %	15 %	23 %
2009 Q4	10.012	9100	58 %	20 %	21 %
2009 samlet	34.450	34.005	61 %	19 %	20 %
2010 Q1	11.620	9574	61 %	22 %	17 %
2010 Q2	7505	7918	58 %	20 %	22 %
2010 Q3	6592	7784	55 %	19 %	26 %
2010 Q4	11.046	9403	54 %	23 %	23 %
2010 samlet	36.763	34.679	57 %	21 %	22 %
2011 Q1	11.840	9373	54 %	23 %	24 %
2011 Q2	7288	7731	54 %	18 %	28 %
2011 Q3	5525	7796	47 %	18 %	35 %
2011 Q4	8728	8856	46 %	19 %	35 %
2011 samlet	33.381	33.756	50 %	20 %	30 %
2012 Q1	9615	9120	49 %	19 %	33 %

Kilde: Energinet.dk.

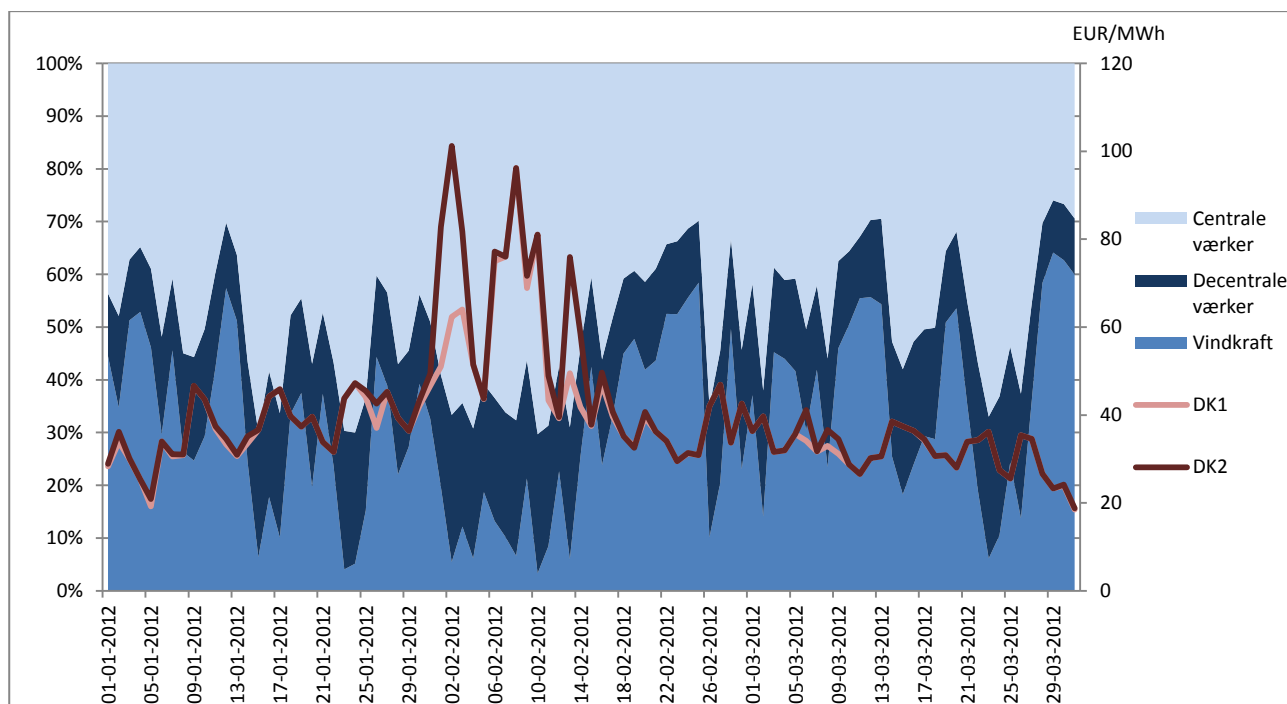
Note: Den danske nettoproduktion og det danske forbrug, opgjort i GWh. Nettoproduktionen er produktionen fratrullet eget forbrug på centrale værker. Forbruget er fratrullet transmissionstab. De forskellige produktionstypers andel af den samlede nettoproduktion, i procent. På grund af afrunding summer andelene ikke i alle tilfælde til 100 %.

Den danske elproduktion består af omtrent 6.000 elproduktionsanlæg. De centrale værker er værker beliggende på 15 særlige kraftværkspladser, hvilket især er ved de større byer. Værkerne anvender hovedsageligt kul og i mindre omfang biomasse. På de centrale værker sker elproduktionen som separat elproduktion eller som kombineret el- og varmeproduktion. Der findes cirka 600 decentrale værker, hvilket er decentrale kraftvarmeværker, industrielle anlæg og lokale anlæg. De decentrale kraftværker er typisk mindre kraftværker tilknyttet mindre byer. Derudover findes der omkring 5.400 vindmøller i Danmark. Størstedelen af de danske vindmøller er landvindmøller, men siden

slutningen af 1990'erne er der blevet etableret vindmølleparker til havs. Som det fremgår af tabel 6 udgør de centrale værker den største andel af nettoproduktionen i Danmark med cirka 50 %. Deres andel er ikke desto mindre nedadgående. Denne udvikling skal ses i lyset af øget produktion af el baseret på fossilfrit brændsel som følge af målsætningerne på klimaområdet. Vindmøllernes andel af den samlede elforsyning er i den sammenhæng steget. De decentrale værker holder sig gennem årene på et nogenlunde konstant niveau.

Forholdet mellem elproduktion fra centrale værker, decentrale værker og vindkraft i Danmark, og koblingen mellem vindkraftproduktion og spotpriserne i Danmark i 1. kvartal 2012 fremgår af figur 22. Vindkraften i Danmark producerer i enkelte dage i 1. kvartal 2012 op imod 50 procent af nettoproduktionen i Danmark, mens vindkraft i andre dage bidrager med omkring fem procent af nettoproduktionen, jævnfør figur 22. Den lave grad af vindkraftproduktion i perioden fra den 2 - 14. februar 2012 kan have været en faktor til stigende spotpriser, idet prisen i DK1 og DK2 stiger markant ved lav vindproduktion. Figuren viser generelt, at produktionen af el baseret på vind varierer meget.

Figur 22: Udviklingen i produktionstyper og spotpriser, 1 kvartal 2012



Kilde: Energinet.dk.

Note: Primær akse: Forholdet mellem produktion af elektricitet fra centrale værker, decentrale værker og vindkraft i Danmark, 1. kvartal 2012. Centrale værker er ex. Skærbækværket, Studstrupværket og Herningværket. Decentrale værker er ex. mindre fjernvar-

meanlæg, gartnerier o.l. Vindkraft er inklusiv havmøller. Sekundær akse: Daglig udvikling i spotpriserne for DK1 og DK2, 1. kvartal 2012.

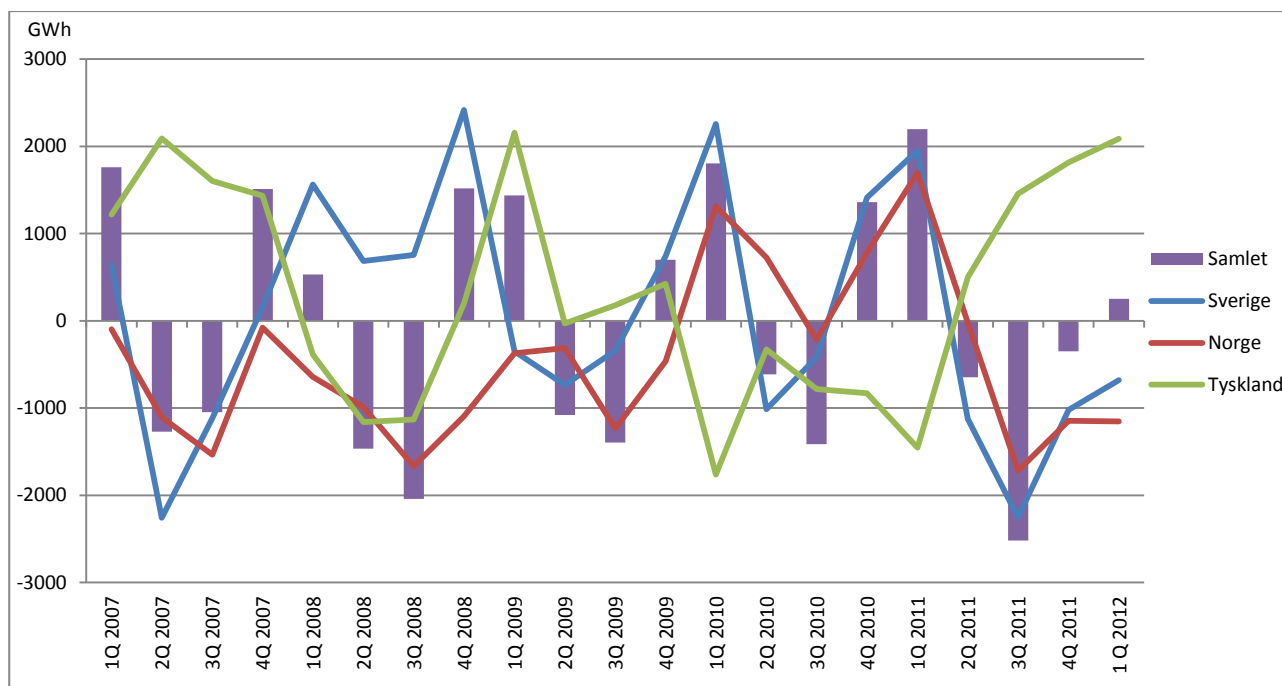
Det danske elsystem har forbindelser både til Norge, Sverige og Tyskland. Helt overordnet er det danske elmarked karakteriseret ved at være *mellemstation* mellem de nordiske lande og Tyskland. Produktionsteknologien i de nordiske lande er primært vandkraft og i en vis grad atomkraft, alt imens Tysklands produktionsteknologi primært består af kul-, vind- og atomkraft.

Der foregår udveksling af el over grænserne i alle årets timer, men den handlede mængde elektricitet varierer kraftigt hvert år. Udviklingen i udenrigshandlen påvirkes blandt andet af prisudviklingen på Nord Pool, der er under indflydelse af nedbørsforhold i Norge og Sverige, brændselspriser og CO₂-kvoter.

Danmark eksporterer generel elektricitet i vinterhalvårene, 1. og 4. kvartal, alt imens der generelt importeres elektricitet i sommerperioden, jævnfør figur 23. I 2007 – 2009 og 2011 importerede Danmark elektriciteten i sommerhalvåret fra Sverige og Norge og eksporterede det videre til Tyskland. Dette var imidlertid ikke tilfældet i 2010 og 1. kvartal 2011, hvor flowet samlet set var fra syd til nord, hvilket er ganske usædvanligt.

Generelt bliver elektriciteten importeret fra Norge og Sverige, idet de marginale produktionsomkostninger er lavere i disse lande. Elektriciteten bliver eksporteret videre til Tyskland, hvor de marginale produktionsomkostninger er højere. I 2010 var dette ikke tilfældet grundet høje priser i Norge og Sverige, da 2010 var et tørår. Der var lav beholdning i de nordiske vandmagasiner, og kombinationen af tørår og kolde vintre betød høj efterspørgsel efter el i de nordiske lande. Der var derfor en del transport af elektricitet gennem Danmark til de øvrige nordiske lande.

Mens 2010 generelt var et tørt og koldt år, var 2011 både mere vådt og varmt end normalt. I 2011 har der været en stor import fra Sverige og Norge og eksport videre til Tyskland. Dette handelsmønster skal ses i lyset af relativt lave priser i Sverige og Norge og relativt høje priser i Tyskland. Det bevirkede ligeledes, at Danmark i 4. kvartal 2011 havde en nettoimport af elektricitet.

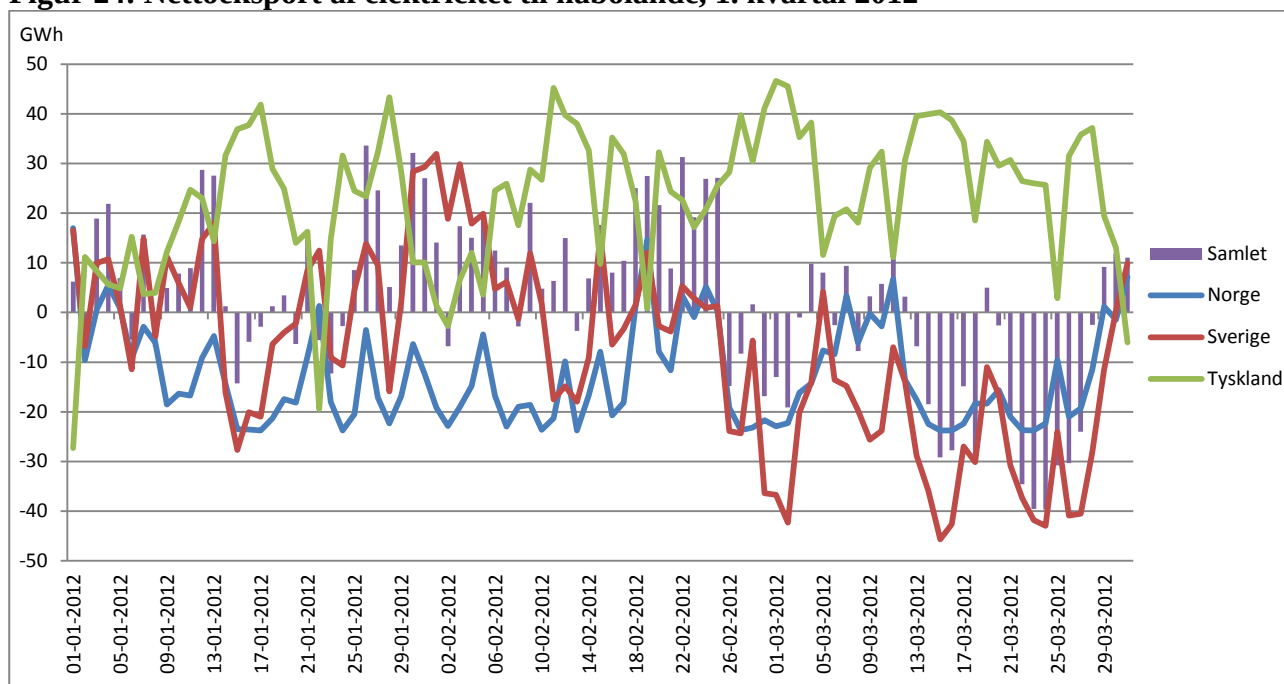
Figur 23: Nettoeksport af elektricitet til nabolande, 2007 – 1. kvartal 2012

Kilde: Energinet.dk.

Note: Nettoeksport af elektricitet til Sverige, Norge og Tyskland fra 2007 – 1. kvartal 2012. Negative værdier viser en nettoimport af elektricitet fra det pågældende land. Data er per kvartal og opgjort i GWh.

Figur 24 illustrerer den daglige udvikling i 1. kvartal 2012 for eksporten og importen til de omkringliggende lande. Gennem de to første måneder af 1. kvartal 2012 har der overvejende været nettoeksport til Tyskland. Der har ligeledes omkring starten af februar været en højere andel af eksport til Sverige end generelt. Denne udvikling skal ses i lyset af, at flere svenske atomkraftværker har været under vedligeholdelse i denne periode.

Marts 2012 har været præget af nettoimport af elektricitet fra især Sverige, grundet prisforskelle. Gennem marts 2012 har prisen for elektricitet i 21 dage været højere i DK2 end i SV4, mens prisen kun har været højere i SV4 i to dage af marts 2012.

Figur 24: Nettoeksport af elektricitet til nabolande, 1. kvartal 2012

Kilde: Energinet.dk.

Note: Nettoeksport af elektricitet til Sverige, Norge og Tyskland i 1. kvartal 2012. Negative værdier viser en nettoimport af elektricitet fra det pågældende land. Data er på dagsbasis og opgjort i GWh.

10. Volumen og likviditet

Nord Pool blev etableret i 1993 i Norge som Statnett Marked. I 1996 blev det verdens første multi-nationale elbørs, idet Sverige tilsluttede sig, og dernæst ændrede elbørsen navn til Nord Pool. I 1998 blev Finland en del af elbørsen og i 1999 sluttede Vestdanmark (DK1) sig til markedet. Året efter tilsluttede Østdanmark (DK2) sig, hvorved det nordiske engrosmarked blev fuldt integreret.

Udviklingen i det totale forbrug for de nordiske lande Danmark, Sverige, Norge og Finland og udviklingen i handlen på Nord Pool Spots' produkter Elspot og Elbas fremgår af tabel 7. I de første år udgjorde spotmarkedet en lille andel af markedet, og de fleste handler foregik som bilaterale kontrakter. Nord Pool har gennem årene fået en større og større betydning for markedet for handel med elektricitet. Omkring år 2006 blev spothandel den mest brugte handelsform i Norden for handel med elektricitet, hvilket har været gældende siden. Intraday markedet udgør en lille andel af den samlede handel med elektricitet i Norden. Intraday markedet er gået fra at have 0,13 procents markedsandel i 1999 til at have 0,70 procent i 2011. Det forventes ligeledes, at intraday markedet vil vokse og få en større betydning i fremtiden på grund af den voksende produktion af vindenergi.

Som følge af at produktionen af el baseret på vind afhænger af vindstyrken kan flere elproducenter få brug for handel på intraday markedet, hvis de har skønnet udviklingen i vindstyrken forkert.

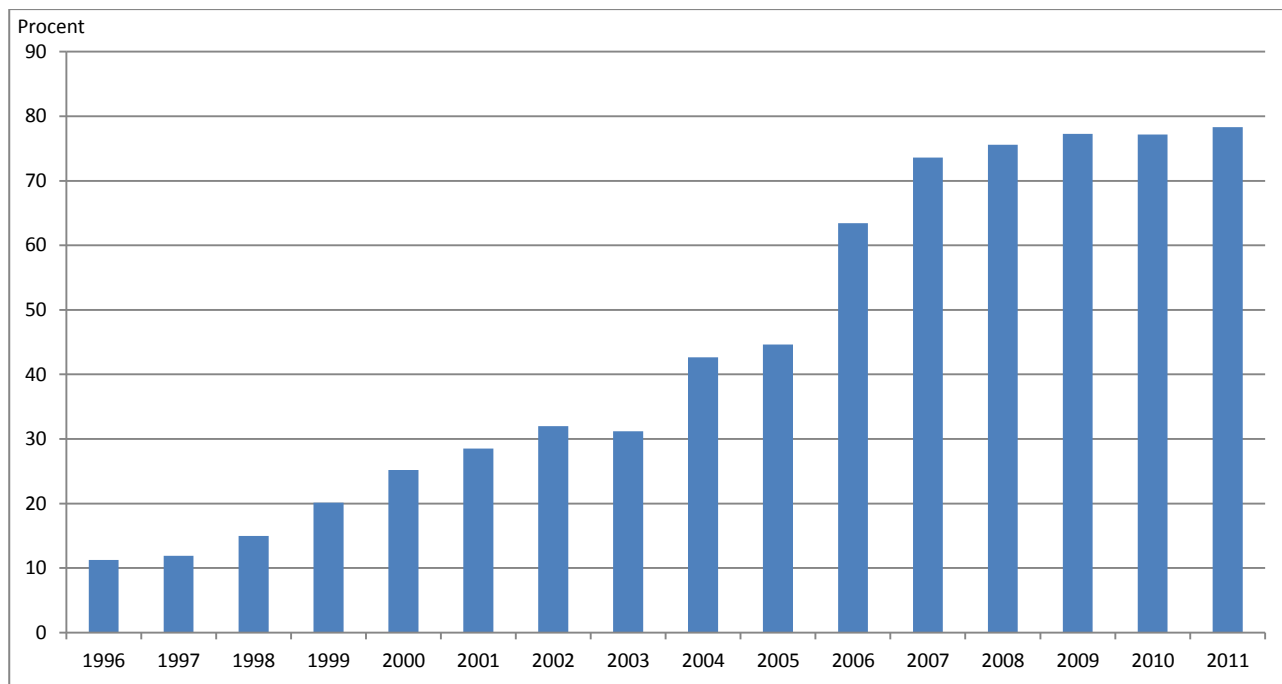
Tabel 7: Handlede volumen

Årstal	Totalforbrug, TWh	Elspot		Elbas	
		TWh	Procent af totalforbrug	TWh	Procent af totalforbrug
1996	360,7	40,6	11,3 %	-	-
1997	366,2	43,6	11,9 %	-	-
1998	375,3	56,3	15,0 %	-	-
1999	376,6	75,4	20,0 %	0,50	0,13 %
2000	384,4	96,2	25,0 %	0,66	0,17 %
2001	392,5	111,2	28,3 %	0,70	0,18 %
2002	388,7	123,6	31,8 %	0,78	0,20 %
2003	380,4	118,0	31,0 %	0,70	0,18 %
2004	390,8	165,8	42,4 %	0,89	0,23 %
2005	393,9	174,9	44,4 %	0,98	0,25 %
2006	395,5	249,8	63,2 %	1,06	0,27 %
2007	399,3	292,3	73,2 %	1,62	0,41 %
2008	396,1	297,6	75,1 %	1,83	0,46 %
2009	372,4	285,5	76,6 %	2,37	0,64 %
2010	398,2	305,2	76,6 %	2,18	0,55 %
2011	379,2	294,4	77,6 %	2,67	0,70 %

Kilde: Nord Pool Spot.

Note: Mængderne er opgjort i TWh. Procentsatserne er beregnet som den givne volumen divideret med det totale forbrug i Norden. På grund af afrunding summer andelen ikke i alle tilfælde til 100 procent. Tomme felter indikerer, at produktet ikke var tilgængeligt, da Elbas blev først lanceret i 1999. Totalforbruget: produktion + import – eksport.

Størstedelen af handlen med elektricitet i Norden foregår hos Nord Pool Spot, og den handlede volumen kan opfattes som et udtryk for børsens likviditet. Som det fremgår af figur 25, har likviditeten hos Nord Pool Spot været stigende, og Nord Pool Spot er den største og mest likvide energibørs i Europa. Med undtagelse af 2003 og 2009 har der været en årlig stigning i handlet volumen på Nord Pool Spot siden elbørsens oprettelse i 1993. Den totale volumen handlet hos Nord Pool Spot i 2010 var cirka 77 procent af det totale nordiske elektricitetsforbrug, og den totale volumen handlet var over 307 TWh for Elbas og Elspot. I 2011 var den totale volumen cirka 294 TWh, hvilket var cirka 78 procent af det totale nordiske elektricitetsforbrug. Selvom den totale handlet volumen på NPS var lavere dette år, var likviditeten højere grundet et lavere forbrug i Norden, jvnfør tabel 7.

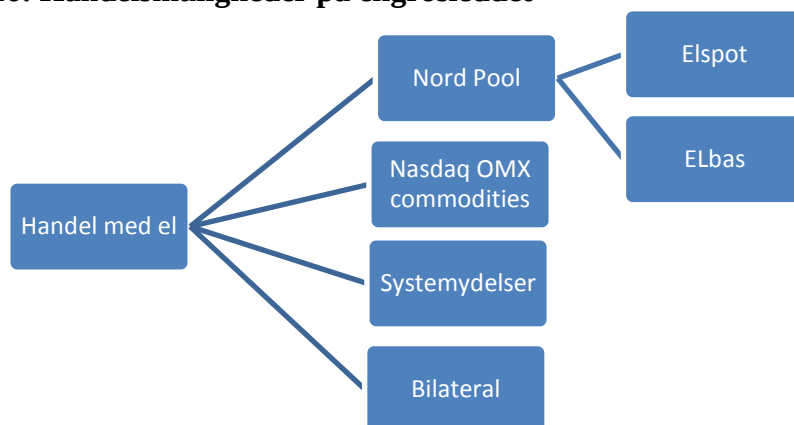
Figur 25: Handelen på Nord Pool Spot (elspot og elbas) i forhold til samlet forbrug

Kilde: Nord Pool Spot.

Note: Volumen handlet på Nord Pool Spot (Elspot og Elbas) som procent af det samlede nordiske forbrug.

11. Handel på engrosmarkedet

Handlen på markederne i engrosleddet fungerer i praksis via fire markedspladser: 1) Den fællesnordiske elbørs, Nord Pool, hvor der findes to handelsmuligheder. Elspot er et marked for fysisk elektricitet til levering i næste driftsdøgn. Elbas er et kontinuerligt marked for fysisk elektricitet, hvor der handles indtil én time før driftstimen begynder. 2) Nasdaq OMX commodities, hvilket er et finansielt marked, hvor der spekuleres i fremtidige elpriser og handles med nordiske finansielle kontrakter til sikring mod prisudsving ved handel med elektricitet. 3) Handel med systemydelser, hvor det systemansvarlige selskab, Energinet.dk, er køber. 4) Bilaterale kontrakter direkte mellem køber og sælger.

Figur 26: Handelsmuligheder på engrosleddet

Den vigtigste og mest brugte handelsform på Nord Pool er Elspot, alt imens Elbas er mindre anvendt, jævnfør afsnit 10. Selve prisen på Elbas følger stort set spotprisen, og på grund af disse to kriterier vælges der ikke at inddrage yderligere data vedrørende Elbas. I forhold til de finansielle kontrakter fokuseres der kun på forwardkontrakter, da disse handler udgør størstedelen af det finansielle marked. Indtil videre eksisterer der ikke en database for bilaterale kontrakter, men der arbejdes i EU-regi på en database, der vil samle data vedrørende alle bilaterale kontrakter i Europa.

11.1 Nord Pool Spot

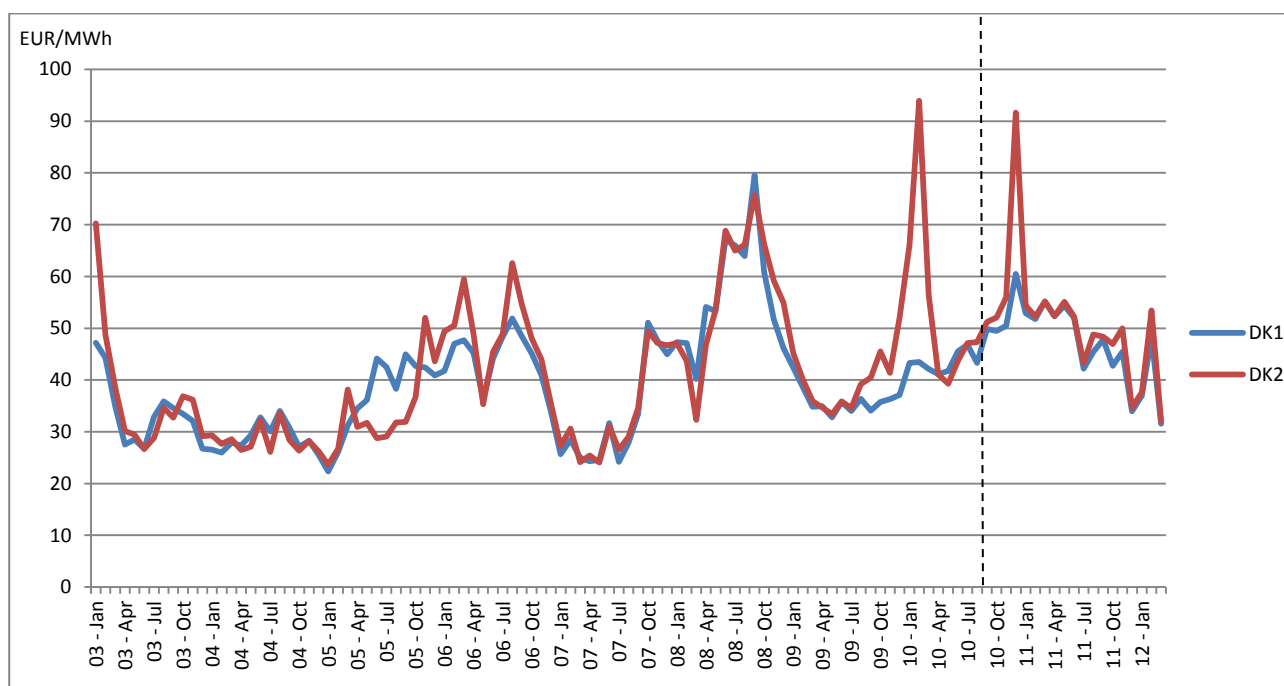
11.1.1 Prisudvikling i Danmark

Priserne for henholdsvis DK1 og DK2 har varieret betydeligt siden 2003, jævnfør figur 27. Der har været store prisforskelle mellem DK1 og DK2, hvilket skyldes, at DK2 i højere grad følger udviklingen på det svenske marked. I størstedelen af perioden har prisen været højest i DK2, blandt andet på grund af risikoen for udfald i atomkraftsproduktionen i Sverige.

I 2003 var gennemsnitsprisen på 33,68 og 36,80 EUR/MWh for DK1 og DK2. Priserne steg gennem perioden, og niveauet var i 2010 for DK1 46,49 og 56,94 EUR/MWh for DK2. I 2011 var priserne 47,96 og 49,41 EUR/MWh for DK1 og DK2. Som det fremgår af figuren havde DK2 især høje priser i vinteren 2009 – 2010 og december 2010. Denne udvikling hænger formentlig sammen med en koldere vinter, og at flere svenske atomkraftværker havde begrænset kapacitet på grund af vedligeholdelse og modernisering. DK2 oplevede blandt andet den 8. januar 2010 et prisniveau på 1000 EUR/MWh i enkelte timer, alt imens niveauet var 65 EUR/MWh for DK1.

Storebæltskablet blev idriftsat i august 2010 og skulle blandt andet være med til at sikre højere pris-korrelation mellem de to prisområder. Selvom Storebæltskablet var blevet indviet i august 2010, og der hermed var mulighed for transmission af el mellem det vstdanske område og det østdanske område, fik problemerne i Sverige og det kolde vejr i december 2010 en langt højere effekt på DK2 end DK1. DK1 oplevede en prisstigning på knap 20 % fra november til december 2010, alt imens niveauet var cirka 65 % for DK2.

Figur 27: Prisudvikling i det danske spotmarked



Kilde: Nord Pool Spot.

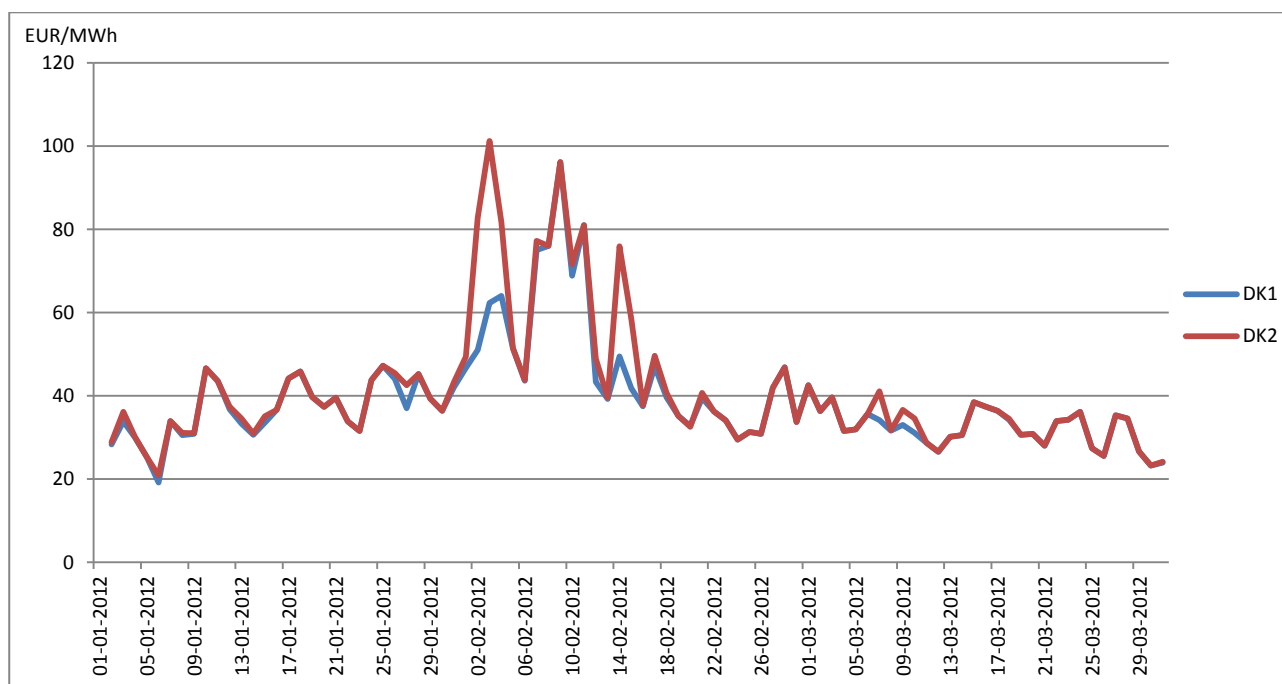
Note: Prisudvikling på spotmarkedet for DK1 (Jylland/Fyn) og DK2 (Sjælland) fra 2003 – 1. kvartal 2012. Data er på månedsbasis og opgjort i EUR/MWh. Den stiplede linje indikerer idriftsættelsen af Storebæltskablet i august 2010.

Prisudviklingen i Danmark i 1. kvartal 2012 har varieret betydeligt, og i visse perioder har der været større prisforskelle mellem de to prisområder. Prisen har været højere omkring starten af februar, jævnfør figur 28. Det var især tilfældet i DK2, hvor prisniveauet den 1 - 2. februar var 82,81 og 101,26 EUR/MWh, imens niveauet var 51,02 og 62,35 EUR/MWh for DK1. Hele det nordiske marked oplevede prisstigninger disse dage, hvilket især skyldes, at en stor del af de svenske atomkraftsværker var under vedligeholdelse. Temperaturen i Norge, Sverige og Finland var samtidig ekstra lav, hvilket medførte stigende forbrug. DK2's tætte forbindelse til Sverige bevirkede, at prisen især steg i dette prisområde, hvorimod påvirkningen var lavere i DK1, der har en større tilknytning til Norge og Tyskland.

Den efterfølgende uge (d. 6. til 12. februar) var dagspriserne sammenlagt højere end starten af februar, trods højere temperatur og lavere nordisk elforbrug. Årsagen skyldes lavere tilførsel til vandmagasinerne i især Sverige og Norge, samt højere efterspørgsel efter nordisk strøm fra udlandet af. Dette havde den samme effekt i både DK1 og DK2, der oplevede nogenlunde ens priser disse dage. Omkring den 13. februar 2012 var der igen problemer i Sverige og DK2 oplevede igen et stort prisudsving, hvorimod DK1 blev påvirket i mindre grad.

Efterfølgende vendte prisniveauet tilbage til nogenlunde samme prisleje som niveauet for januar 2012. Prisudviklingen fra midten af februar og indtil slutningen af marts har været nogenlunde ens for DK1 og DK2 med undtagelse af især perioden fra 6. marts til 9. marts, hvor prisen var højere i DK2.

Figur 28: Prisudvikling, 1. kvartal 2012



Kilde: Nord Pool Spot.

Note: Prisudvikling på spotmarkedet for DK1 (Jylland/Fyn) og DK2 (Sjælland) i 1. kvartal 2012. Data er på dagsbasis og opgjort i EUR/MWh.

11.1.2 Sammenligning af prisniveauer

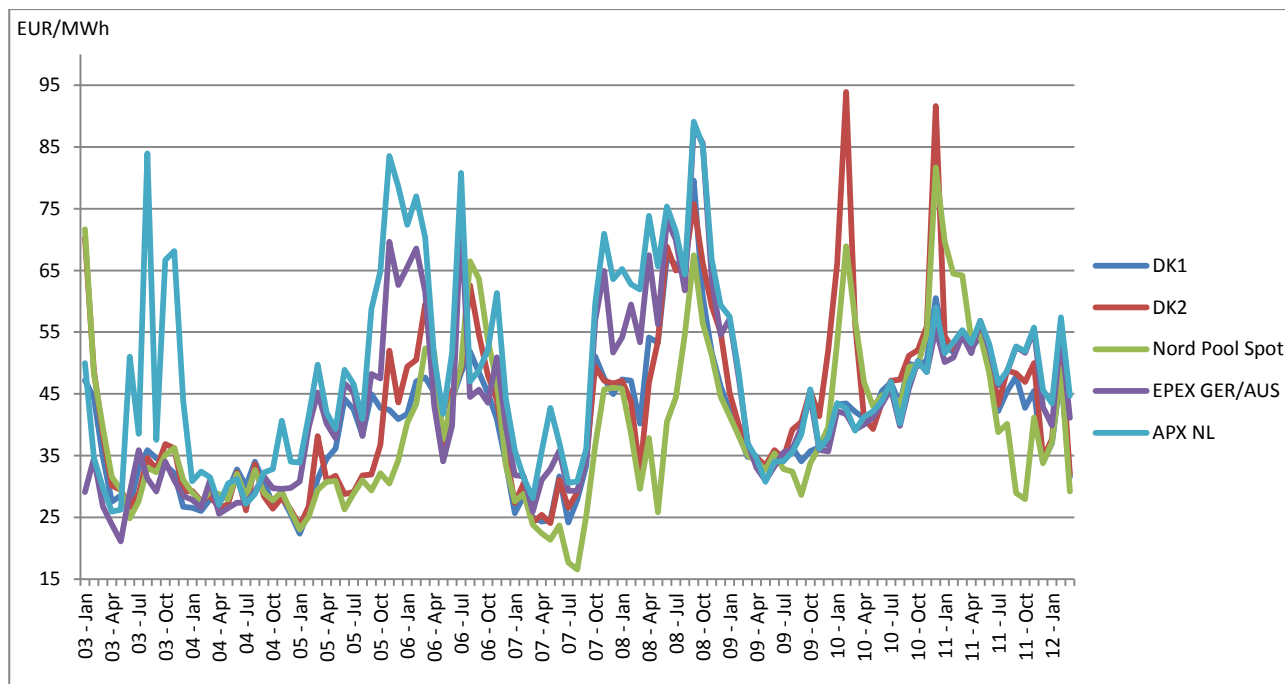
For at vurdere prisniveauet i henholdsvis DK1 og DK2 sammenlignes priserne med omkringliggende markeder i form af systemprisen for Norden (Nord Pool Spot), EPEX GER/AUS og APX NL. Systemprisen er den ubegrænsede ligevægtspris på det nordiske elmarked, hvor der ikke tages hen-

syn til kapacitetsbegrænsninger (flaskehalse). Systemprisen er en referencepris, som områdepriserne kan sammenlignes med. APX NL er engrosprisen for Holland og EPEX GER/AUS er engrosprisen for Tyskland/Østrig. Den tyske elbørs, European Energy Exchange, var ikke aktiv på det østrigske marked før 7. februar 2005, hvorved EPEX GER/AUS indtil denne periode kun er gældende for Tyskland.

Prisen hos APX NL fra 2003 og indtil omkring starten af 2009 har ligget over priserne for de andre markeder og har oplevet større prisudsving, jævnfør figur 29. Siden starten af 2009 har APX NL fulgt nogenlunde samme trend som EPEX GER/AUS, men med en pris der har været omkring 1 – 3 EUR/MWh højere. I forhold til systemprisen for Norden har DK1 og DK2 i de fleste tilfælde haft højere priser, og prisen for DK2 har i gennemsnit været den højeste af de to priser.

Fra 2003 og indtil starten af 2009 har DK1 og DK2 i gennemsnit ligget under prisen for EPEX GER/AUS, men fra april 2009 og indtil april 2011 har priserne i DK1 og DK2 i størstedelen af tiden ligget over den tyske engrospris. Siden maj 2011 har den gennemsnitlige månedspris i størstedelen af tiden været højere hos både den tyske og den hollandske engrospris end for DK1 og DK2. De danske priser har i gennemsnit ligget cirka fem EUR/MWh under prisen for EPEX GER/AUS og APX NL.

I slutningen af 2009 og starten af 2010 var der store prisstigninger for især DK2 og systemprisen for Nord Pool Spot, jævnfør figur 29. Der har været stort fokus på disse perioder med høje priser, og de nordiske regulatorer har i NordREG analyseret prissituationen i vinteren 2009-2010. Den fælles konklusion var, at peaks i 2010 ikke skyldtes markedsmanipulation, men en række sammenfaldende faktorer, herunder en kold vinter, større efterspørgsel efter elektricitet end normalt, flaskehalse, samt en mindre produktion på de svenske atomkraftværker, der i den pågældende periode havde en tilgængelighed på 46-69 % af den fulde kapacitet.

Figur 29: Europæisk prisudvikling

Kilde: Nord Pool Spot, EPEX GER/AUS, APX NL.

Note: Prisudvikling i DK1, DK2, Nord Pool Spot systempris, EPEX GER/AUS og APX NL fra 2003 – 1. kvartal 2012. Data er på månedsbasis og opgjort i EUR/MWh.

Fra et historisk overblik over den månedlige udvikling fra 2003 indtil 1. kvartal 2012, fokuseres der nærmere på prisudviklingen i 1. kvartal 2012, jævnfør figur 30. I januar 2012 har den daglige pris for EPEX GER/AUS og APX NL i gennemsnit ligget over niveauet for de danske priser, hvor den hollandske engrospris lå på det højeste niveau. Den 22. januar 2012 oplevede den tysk/østrigske engrospris imidlertid en gennemsnitspris på 13,66 EUR/MWh. Den lave elpris hænger sammen med en stor produktion af vindenergi. Dagens minimumspris var på -100 EUR/MWh, hvilket var i de tidlige morgentimer. I januar 2012 lå gennemsnitsprisen for DK1 lidt lavere end systemprisen, alt imens prisen for DK2 var omkring 50 cent/MWh dyrere end systemprisen.

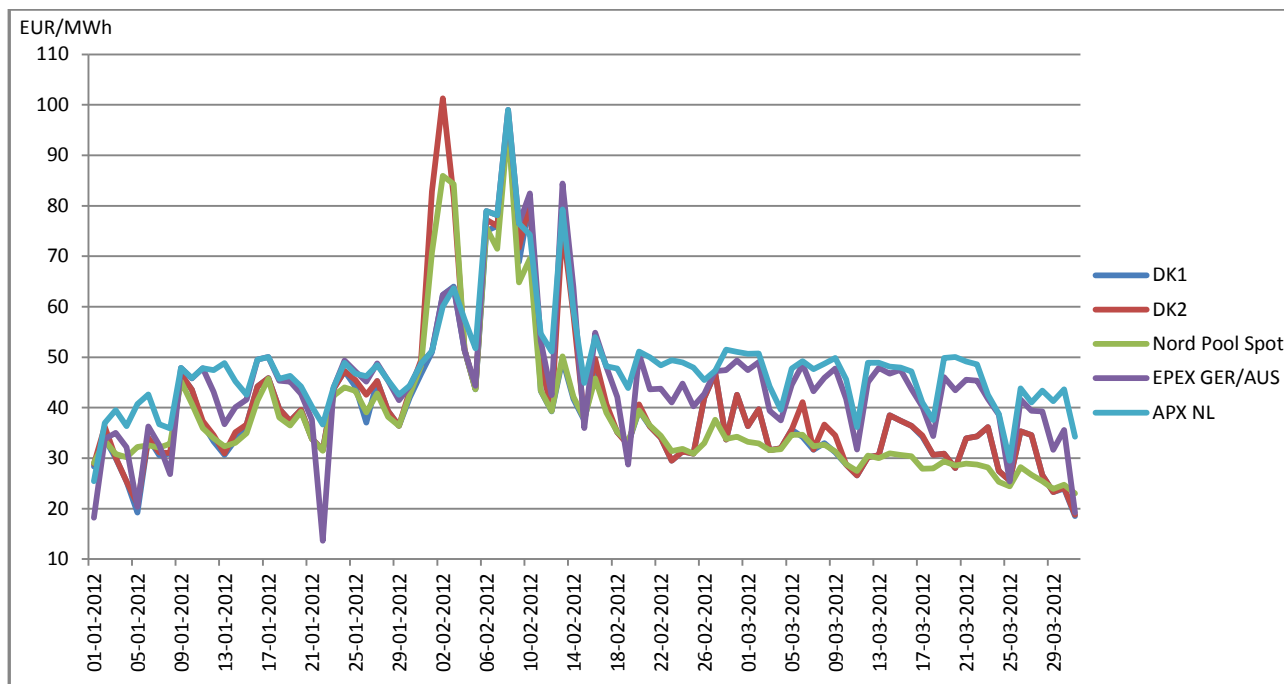
Fra den 1 – 3. februar 2012 var prisen højere for DK2 og systemprisen, og deres priser peakede 2. februar med en dagspris for DK2 og systemprisen på henholdsvis 101,26 EUR/MWh og 85,96 EUR/MWh, jævnfør figur 30. Dagens maksimumspris var mellem kl. 17 – 18, hvor prisen var 234,38 EUR/MWh for DK2. Prisstigningen hænger formentlig sammen med kombinationen af både koldere vejr i Norden og dertil stigende forbrug samtidig med, at flere svenske atomkraftværker var længere tid ude at drift end oprindeligt planlagt.

Slutningen af januar og starten af februar var generelt præget af større prisudsving, hvilket blev forklaret i teksten til figur 28. Udviklingen i figur 30 indikerer, at de forskellige prispeaks ikke skyldtes danske forhold eller markedsmanipulation, men derimod af faktorer udenfor Danmark. Efterfølgende har markedet været præget af en mere stabil udvikling.

Siden midten af februar 2012 og indtil 31. marts 2012 har dagspriserne for DK1 og DK2 i alle tilfælde været lavere end den hollandske engrospris og i størstedelen af tiden været lavere end den tyske engrospris. Dagspriserne for DK1 og DK2 var i 43 ud af 46 tilfælde lavere end dagsprisen for EPEX GER/AUS, og var for DK1 og DK2 i gennemsnit henholdsvis 9 og 8 EUR/MWh billigere end den tyske engrospris. I samme periode har dagsprisen for DK1 fulgt nogenlunde samme trend og pris som systemprisen for Norden. Prisen for DK2 har haft en mindre stabil udvikling og har fluktueret mellem de nordiske priser og den tyske engrospris. I gennemsnit har prisen for DK2 i 1. kvartal 2012 ligget 2 – 3 EUR/MWh over systemprisen for Norden.

Samlet set har priserne for DK1 og DK2 i 1. kvartal 2012 været lavere end både den tyske og den hollandske engrospris. Dagsprisen for DK1 har holdt nogenlunde samme prisniveau som systemprisen, alt imens DK2 har haft et prisniveau over systemprisen, men stadig lavere end den tyske engrospris.

Generelt har volatiliteten for Nord Pool Spot været højere end for EPEX GER/AUS og APX NL i både 1. kvartal 2012, men ligeledes gennem de seneste par år. Den højere volatilitet (variation i priserne) i Norden hænger formentlig sammen med produktionsformen. En relativ stor mængde af elektricitet produceres i form af vandkraft. Denne produktionsform er ganske vist meget fleksibel, men er naturligvis afhængig af vandet i magasinerne – altså om der i løbet af et år er kommet tilstrækkelig med nedbør. Produktion af elektricitet med vind er derimod mere volatil, da det er mængden af vind indenfor døgnet som bestemmer produktionen. Disse faktorer har bevirket, at der har været større udsving i priserne end der for eksempel opleves i Tyskland og Holland.

Figur 30: Europæisk prisudvikling, 1. kvartal 2012

Kilde: Nord Pool Spot, EPEX GER/AUS, APX NL.

Note: Prisudvikling i DK1, DK2, Nord Pool Spot systempris, EPEX GER/AUS og APX NL i 1. kvartal 2012. Data er på dagsbasis og opgjort i EUR/MWh.

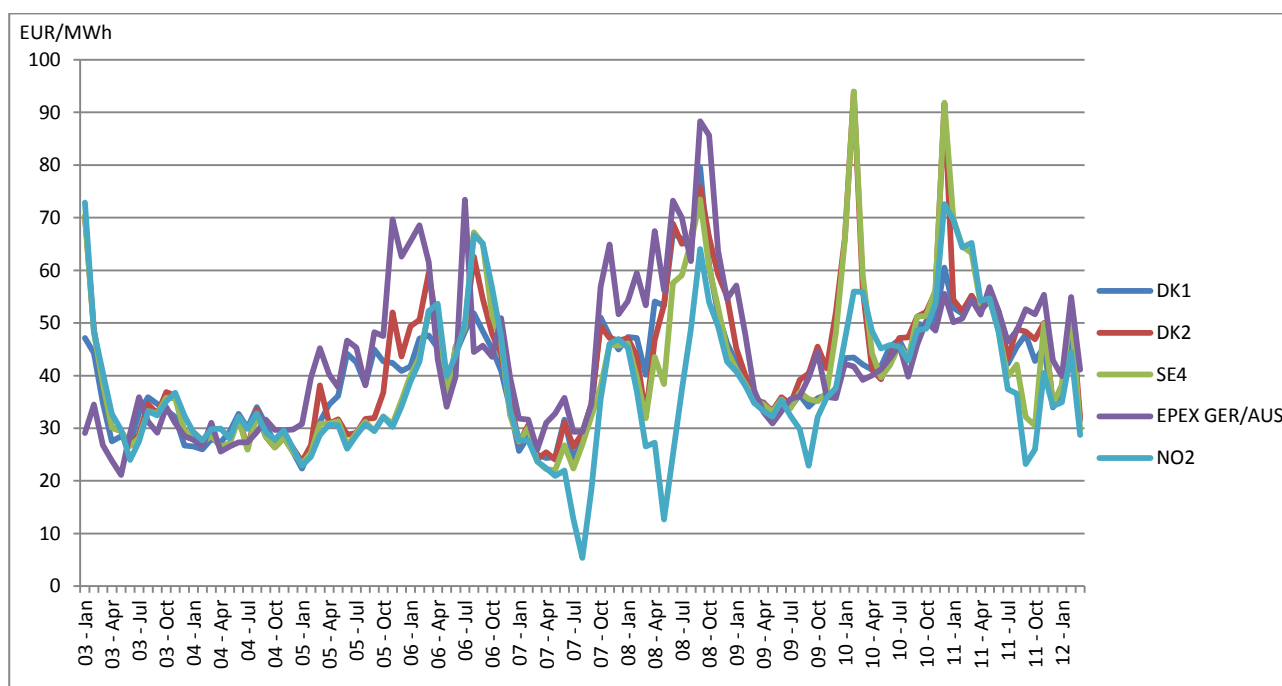
11.1.3 Priskorrelation

Prisdannelsen i Danmark har tætte relationer til nabolandene, hvor Tyskland og Norge især påvirker prisen i DK1, og DK2 påvirkes af det svenske marked. I det følgende undersøges graden af korrelationen mellem priserne i DK2 og SE4, samt DK1 i forhold til NO2 og EPEX GER/AUS. Figur 31 illustrerer den månedlige prisudvikling fra 2003 og indtil 1. kvartal 2012. Sverige blev opdelt i fire prisområder den 1. november 2011, hvorved prisen fra 2003 og indtil november 2011 er en samlet pris for hele Sverige.

Der var særlige udsving mellem prisen i DK2 og SE4 omkring årsskiftet 2005/2006 og omkring september – november 2011, mens prisen for DK2 den resterende periode har fulgt nogenlunde samme trend som SE4, jævnfør figur 31. Omkring starten af 2010 og 2011 var prisen i DK2 og SE4 ekstra høj grundet interne problemer i Sverige. Dette indikerer en høj korrelation mellem SE4 og DK2, da Sveriges interne problemer bevirkede høje priser i SE og DK2, men ikke for DK1 og EPEX GER/AUS, der holdt et mere stabilt niveau. NO2 lå i begge perioder på et prisniveau mellem DK1 og DK2. DK1 havde i begge perioder et prisniveau nær det tyske niveau.

Figur 31 indikerer ikke, at der eksisterer en høj grad af korrelation mellem DK1 og EPEX GER/AUS samt NO2 gennem perioden. EPEX GER/AUS har i flere perioder haft større prisudsving, hvor prisen i DK1 ikke har fulgt med i samme grad. Prisen for NO2 har ligeledes i flere perioder haft flere prisudsving, hvor prisen både har været langt lavere og højere end både DK1 og EPEX GER/AUS uden deres priser har fulgt med. Prisen i DK1 har gennem perioden ligget over niveauet for DK2, SE4 og NO2, men under niveauet for EPEX GER/AUS.

Figur 31: Priskorrelation

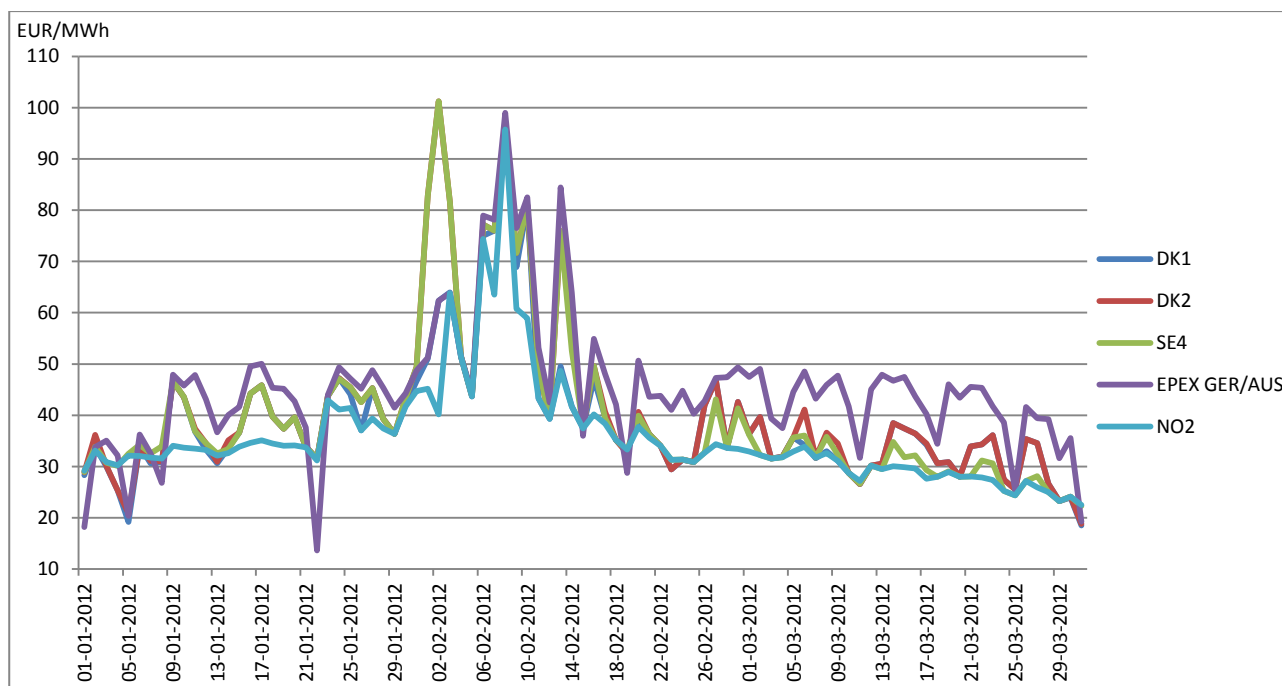


Kilde: Nord Pool Spot, EPEX Spot, APX-ENDEX.

Note: Prisudvikling for DK1, DK2, SE4, EPEX GER/AUS og NO2 for perioden 2003 – 1. kvartal 2012. Data er på månedsbasis og opgjort i EUR/MWh.

Den daglige udvikling i DK1, DK2, SE4 og EPEX GER/AUS i 1. kvartal 2012 fremgår af figur 32. Det fremgår, at der eksisterer en høj grad af korrelation mellem DK2 og SE4. Ved de store prisudsving i slutningen af januar 2012 og starten af februar 2012 har priserne i DK2 og SE4 været nogenlunde ens. Gennem marts 2012 har prisen i DK1 og DK2 i midlertidig fluktueret mellem de lavere priser i SE4 og NO2 EPEX og den højere tyske engrospris. Prisen for DK1 har i størstedelen af tiden ligget nær prisen for DK2 og der har ikke været den store korrelation mellem DK1 og EPEX GER/AUS i 1. kvartal 2012.

Det ville have været problematisk, hvis priserne i Danmark hele tiden fulgte den højeste pris hos nabolandene, men udviklingen indikerer ikke dette.

Figur 32: Priskorrelation, 1. kvartal 2012

Kilde: Nord Pool Spot, EPEX Spot, APX-ENDEX.

Note: Prisudvikling for DK1, DK2, SE4, EPEX GER/AUS og NO2 for 1. kvartal 2012. Data er på dagsbasis og opgjort i EUR/MWh.

11.2 Finansielle kontrakter

Det nordiske finansielle marked er tæt relateret til det nordiske engrosmarked, idet en høj likviditet og pålidelige priser på spotmarkedet bidrager til likviditet på det finansielle marked. Hos Nord Pool gennemføres spotmarkedshandler med fysisk levering, og handlen med finansielle kontrakter for den nordiske region handles gennem Nasdaq OMX commodities. En markedsaktør kan ved køb af en finansiell kontrakt forsikre sine handler med elektricitet imod prisudsving eller spekulere i fremtidige priser. På det finansielle marked handles der således med risiko og ikke med elektricitet, da der ikke er tilknyttet fysisk levering af elektricitet til de finansielle kontrakter. Kontrakterne har en tidshorisont på op til seks år, hvilket indeholder både daglige, ugentlige, månedlige, kvartalsvise og årlige kontrakter. Referenceprisen for det finansielle marked i Norden er systemprisen beregnet af Nord Pool Spot¹.

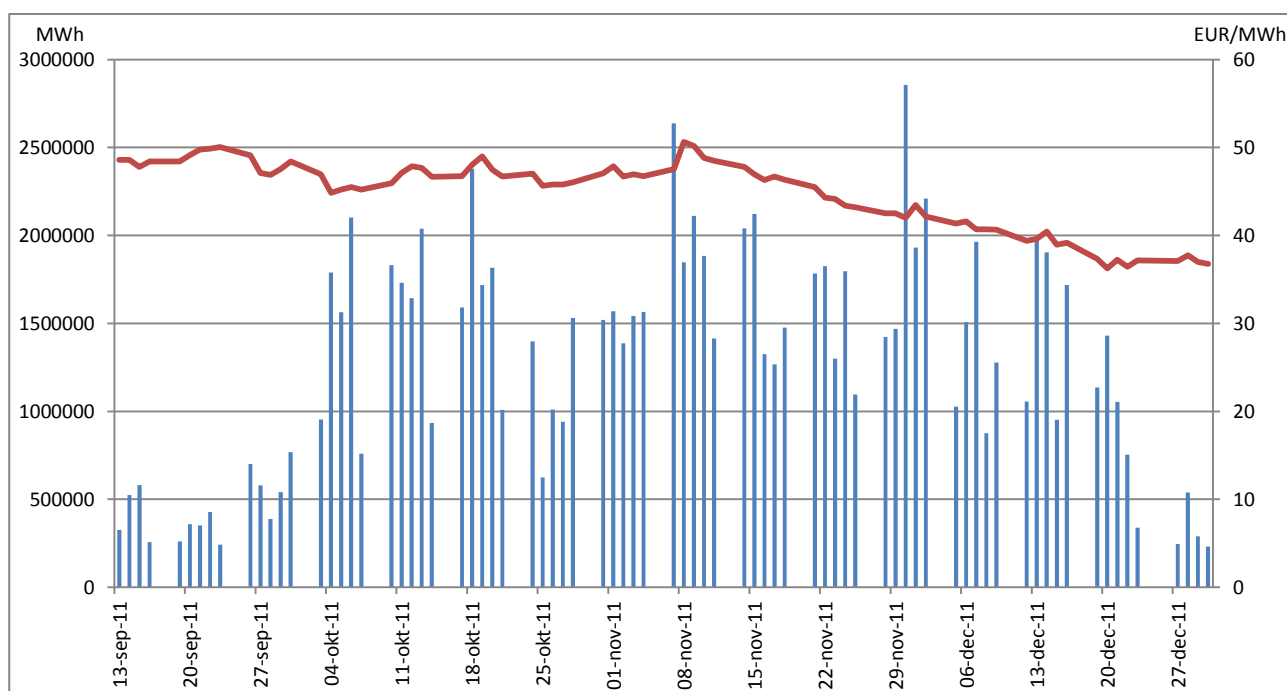
Der handles både med futures, forwards, CfDs (Contracts for differences) og options hos Nasdaq OMX commodities. Størstedelen af handlen på det finansielle marked handles som forwardkontrakter, hvor køber og sælger forpligtes til at købe og sælge et aftalt antal aktiver til en aftalekurs på en

¹ Derudover bruges EEX Phelix, APX ENDEX og N2EX til henholdsvis Tyskland, Holland og Storbritannien.

aftalt udløbsdato. Handlen med forwardkontrakterne for 1. kvartal 2012 blev afsluttet den 30. december 2012, jævnfør figur 33.

Perioden for køb af forwardkontrakter gældende for første kvartal 2012 fremgår af figur 33. Prisen var i starten af perioden omkring 50 EUR/MWh og er faldet til omkring niveau 37 EUR/MWh. Der var i september ikke den store interesse for køb af forwardkontrakter, og handlerne har hovedsageligt været foretaget i oktober, november, og starten af december. Generelt holder prisen for forwardkontrakter et stabilt niveau i forhold til spotprisen.

Figur 33: Handlede forwardkontrakter, 1. kvartal 2012



Kilde: Nord Pool Spot

Note: Viser købstidspunktet af volumen til en given pris i 4. kvartal 2011 for forwardkontrakter gældende for 1. kvartal 2012.

Mængderne er opgjort i MWh, og prisen er EUR/MWh.

11.3 Systemydelser

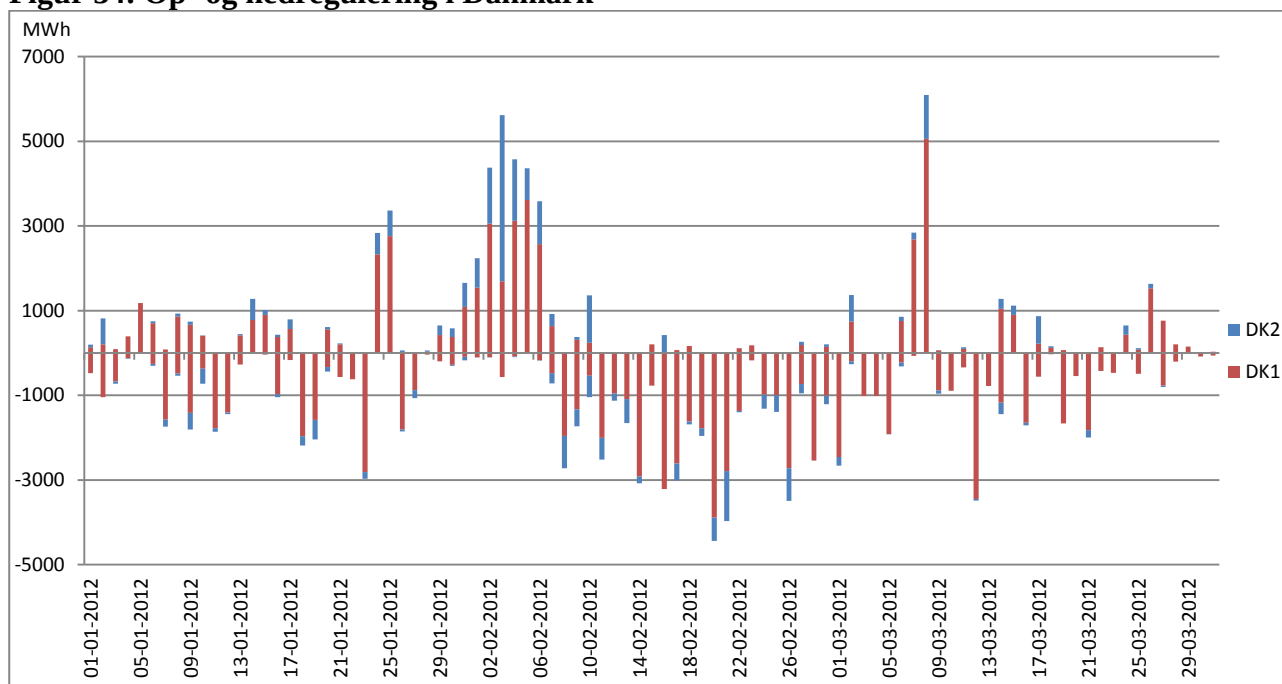
En grundlæggende egenskab ved elektricitet er, at det ikke kan lagres. Derfor skal elproduktionen og elforbruget hele tiden være i balance, således der ikke opstår strømsvigt. I Danmark er Energinet.dk den systemansvarlige virksomhed, der er ansvarlig for forsynings sikkerheden og sikrer, at elnettet til enhver tid er i balance. Til dette formål handler Energinet.dk med systemydelser i form af reserver og regulerkraft.

Reserver indebærer optioner på levering, hvor en mængde reservekapacitet stilles til rådighed for systemansvaret på et kraftværk. Købet af reserver er ikke et køb af elektricitet, men i stedet er aktører, der har solgt reservekapacitet, forpligtet til at stå til rådighed, hvis behovet for op- eller nedregulering skulle opstå. I det følgende vælges niveauet af op- og nedregulering kun at inddrages.

Regulerkraft er den faktiske levering af elektricitet, der bruges til at opnå balance mellem forbruget og den faktiske produktion i driftstimen. De balanceansvarlige virksomheder indsender deres niveau af mulig op- eller nedregulering, samt prisen for dette. Ved opregulering køber Energinet.dk den nødvendige mængde regulerkraft af aktørerne med den laveste pris. Ved nedregulering sælges den nødvendige mængde regulerkraft til den højeste pris.

Januar 2012 var præget af både op- og nedregulering, hvor opreguleringen i størstedelen af måneden var omkring 1.000 MWh om dagen, mens nedreguleringen var omkring 1.500 MWh om dagen, jævnfør figur 34. Fra den 31. januar og indtil den 6. februar 2012 var der en stor grad af opregulering i Danmark, hvor den største fandt sted den 3. februar 2012 med en mængde på 5.623 MWh. Der blev opreguleret 3.924 MWh i DK2 og 1.699 MWh i DK1 denne dag, og det var bemærkelsesværdigt, at størstedelen af opreguleringen foregik i DK2. Generelt foretages størstedelen af op- og nedreguleringen i DK1, hvor hovedparten af de danske regulerkraft bud kommer fra. Opreguleringen var grundet af lave temperaturer, og maksimal udnyttelse af handelskapaciteten den 3. februar 2012 på forbindelserne DK1-DK2 og DK1-SE3 medførte, at buddene i DK1 ikke kunne aktiveres og opreguleringen derfor foregik i DK2.

I den resterende tid af 1. kvartal 2012 har der hovedsageligt været nedregulering i både DK1 og DK2. Med undtagelse af enkelte dage i marts 2012 var måneden præget af en lav grad af op- og nedregulering. Den 7 - 8. marts var der en høj grad af opregulering og peakniveauet blev nået den 8. marts med et samlet opregulering på 6.096 MWh. Kapaciteten på forbindelsen DK1 – DK2 var disse dage reduceret til nul på grund af planlagt vedligeholdelse.

Figur 34: Op- og nedregulering i Danmark

Kilde: Nord Pool Spot

Note: Mængderne er opgjort i MWh. Positive værdier er opregulering og negative værdier er nedregulering.

12 Kapacitet

Den maksimale kapacitet er den kapacitet, der maksimalt kan udveksles mellem to prisområder, ligeledes benævnt nominel transmissionskapacitet. Den tilgængelige kapacitet for spotmarkedet benævnes handelskapaciteten, hvilket ofte er lavere end den nominelle transmissionskapacitet, grundet tilbageholdelse af reserver, revision, havari eller administration af forbindelse. Tabel 8 illustrerer den nominelle transmissionskapacitet.

Tabel 8: Nominel transmissionskapacitet

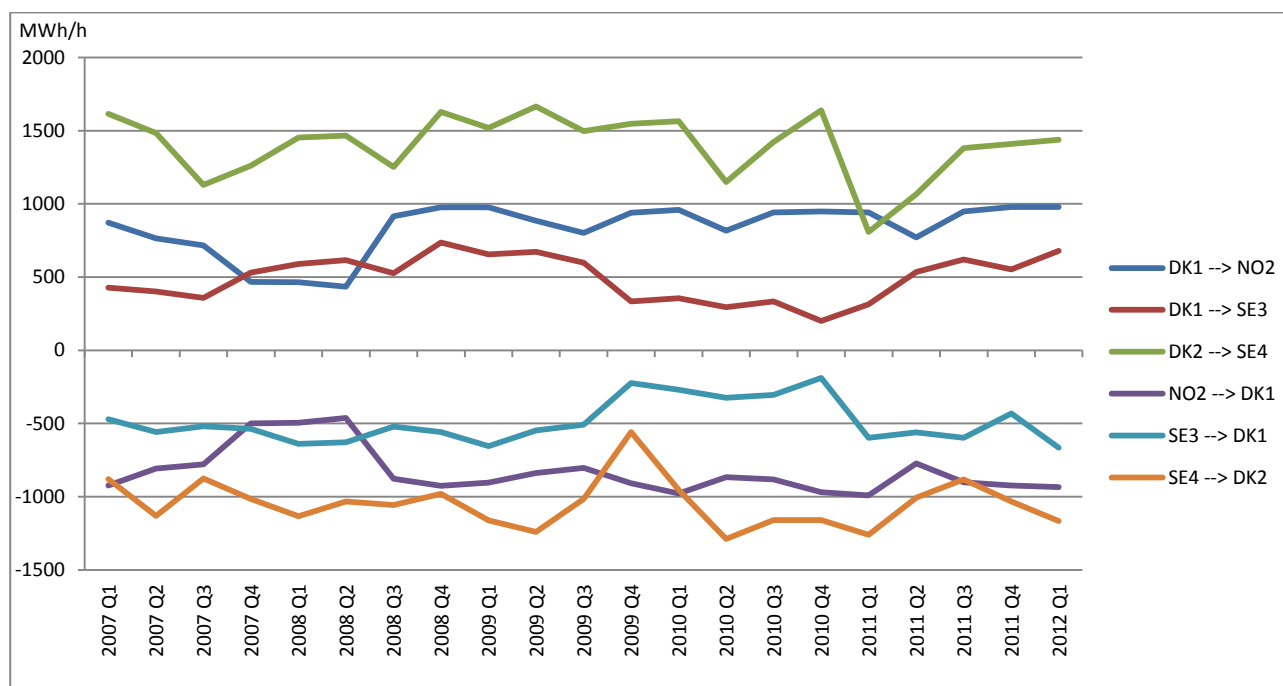
Forbindelse	Retning	Nominel transmissionskapacitet
DK1-DK2	Fra DK1	590 MW
	Til DK1	600 MW
DK1-NO2	Fra DK1	1000 MW
	Til DK1	1000 MW
DK1-SE3	Fra DK1	740 MW
	Til DK1	680 MW
DK2-SE4	Fra DK2	1700 MW
	Til DK2	1300 MW
DK1-GER	Fra DK1	1500 MW
	Til DK1	950 MW
DK2-GER	Fra DK2	585 MW
	Til DK2	600 MW

Kilde: Energinet.dk, Nord Pool Spot.

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

I de to følgende grafer illustreres udviklingen i handelskapaciteterne for de danske udlandsforbindelser til henholdsvis Sverige og Norge. Det fremgår af figur 35, at handelskapaciteterne til henholdsvis Sverige og Norge har haft flere udsving gennem perioden, men efterfølgende er handelskapaciteterne kommet tilbage på nogenlunde samme niveau igen. Set over en længere periode har handelskapaciteterne holdt et nogenlunde stabilt niveau.

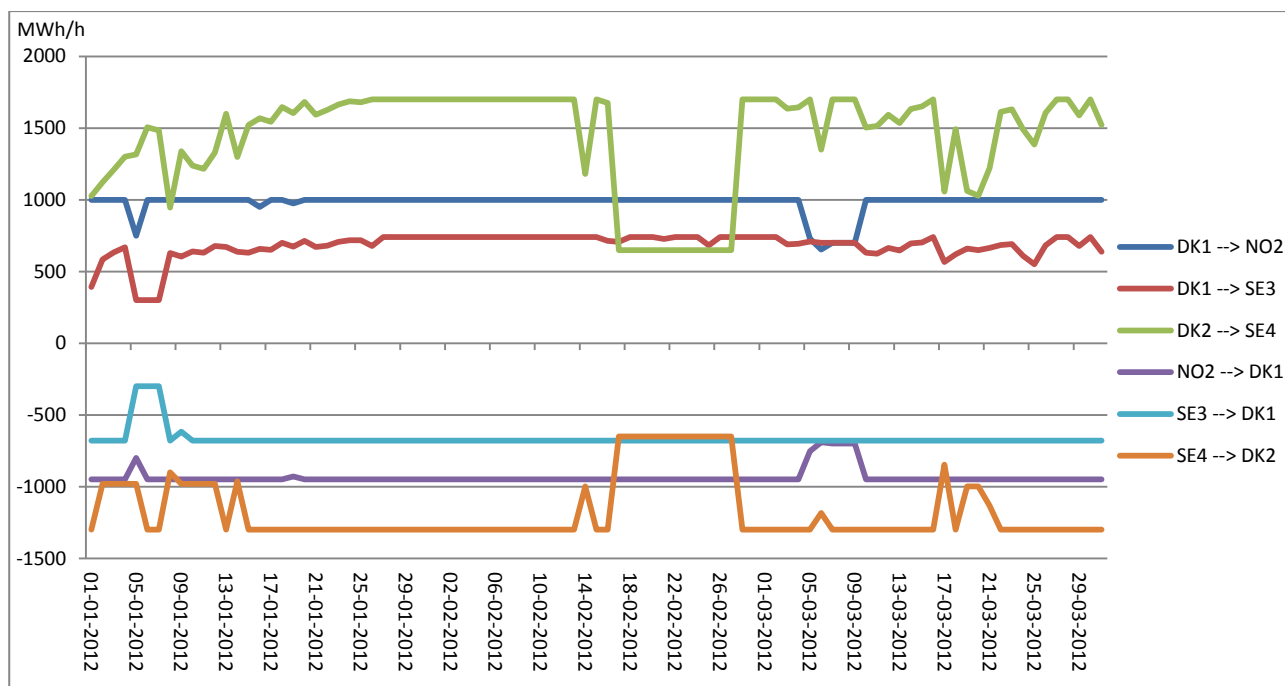
Figur 35: Udvikling i handelskapaciteten i Norden



Kilde: Energinet.dk

Note: Udviklingen i handelskapaciteterne for danske udlandsforbindelser. De kvartalsvise handelskapaciteter er et gennemsnit af de timelige handelskapaciteter. Handelskapaciteten er den kapacitet, der stilles til rådighed for spotmarkedet. Positive værdier er eksporthandelskapaciteten og negative værdier er importhandelskapaciteter. Eksempel på aflæsning: I 4. kvartal 2009 var den gennemsnitlige handelskapacitet per time fra Sveriges prisområde 4 (Malmö) til Østdanmark på 558 MWh.

Den daglige udvikling i handelskapaciteten til Sverige og Norge for 1. kvartal 2012 fremgår af figur 36. Det fremgår, at især forbindelserne DK1 - NO2 og SE3 - DK1 har holdt et nogenlunde stabilt forløb gennem 1. kvartal 2012. For forbindelsen DK2 - SE4 har der i perioden fra den 17. februar 2012 og indtil den 28. februar 2012 været en begrænsning på handelskapaciteten. I denne periode har kapaciteten i begge retninger været på 650 MWh/h, hvor den normalt er omkring 1.700 MWh/h fra DK2 til SE4 og 1.300 MWh/h fra SE4 til DK2.

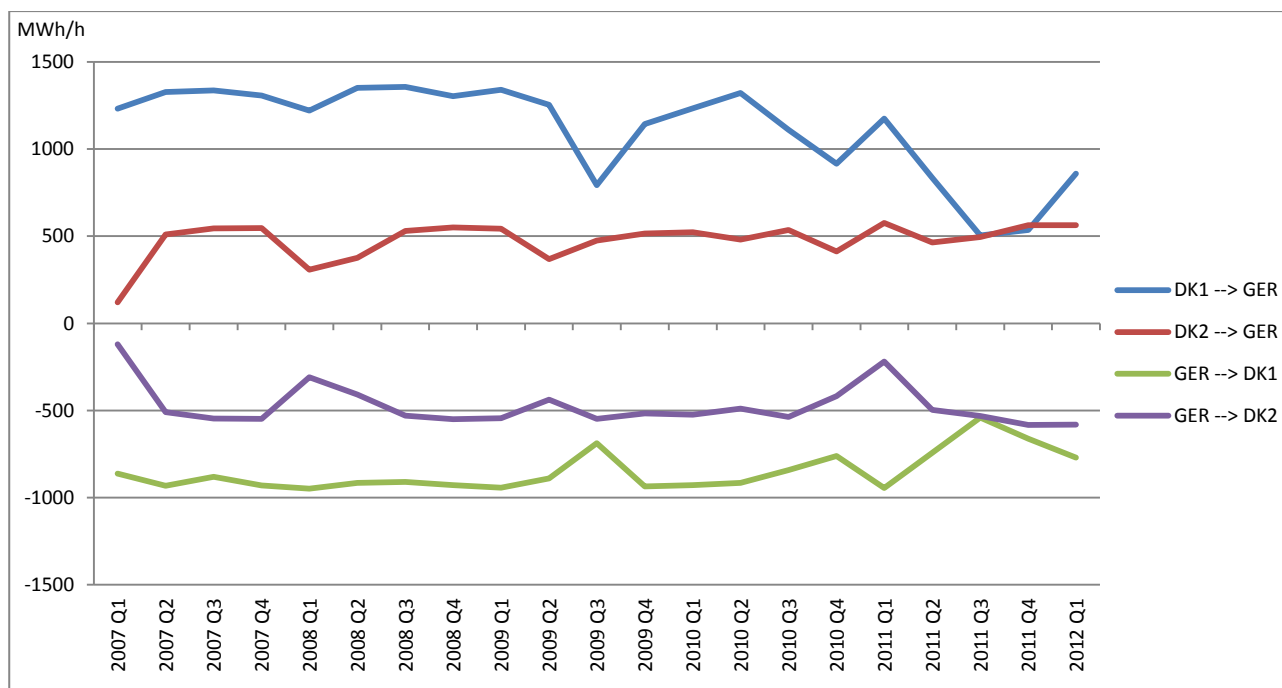
Figur 36: Udvikling i handelskapaciteten i Norden, 1. kvartal 2012

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

Figur 37 illustrerer udviklingen i handelskapaciteterne for udlandsforbindelserne til Tyskland. Handelskapaciteten mellem DK2 og Tyskland har gennem perioden ligget på et nogenlunde stabilt niveau på omkring 500 MWh/h. Handelskapaciteten mellem DK1 og Tyskland har imidlertid haft et mere ustabil forløb. Handelskapaciteten mellem DK1 og Tyskland har siden starten af 2011 oplevet en væsentlig nedgang i begge retninger. På retningen fra Danmark til Tyskland faldt handelskapaciteten med over 50 procent, fra et gennemsnitsniveau på 1175 MWh/h i 1. kvartal 2011 til 535 MWh/h i 4. kvartal 2011. I retningen fra Tyskland til DK1 var faldet på 30 procent fra 1. kvartal 2011 (945 MWh/h) til 4. kvartal 2011 (661 MWh/h). Efterfølgende er handelskapaciteten på forbindelsen mellem Tyskland og DK1 steget, hvilket illustreres nærmere i figur 28.

Sekretariatet for Energitilsynet (SET) har været opmærksom overfor denne udvikling på overførselsforbindelsen mellem DK1 og Tyskland og har fulgt op på sagen. SET har udtrykt bekymring og har drøftet kapacitetssituationen med den tyske TSO Tennet, Bundesnetzagentur og Energinet.dk, hvor den tyske TSO vil lave flere tiltag for at forbedre situationen. SET følger sagen, og vil i løbet af efteråret følge op på igangsætning af aftalte tiltag.

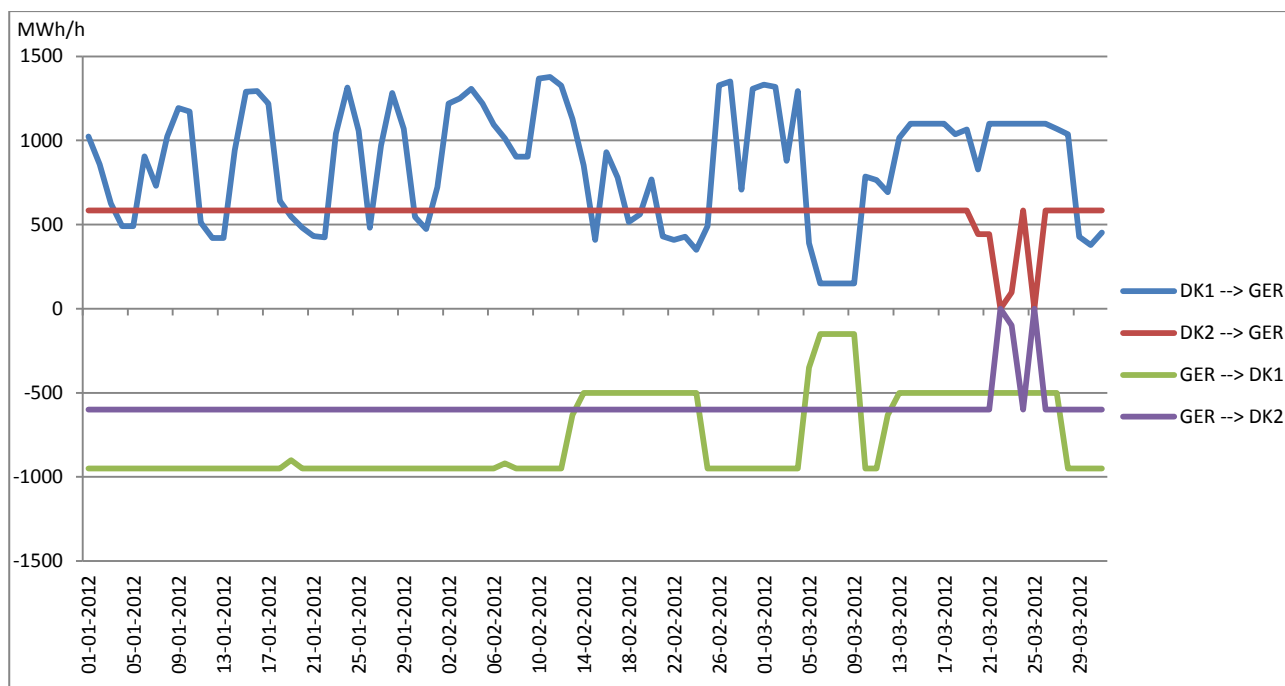
Figur 37: Udviklingen i handelskapaciteten til Tyskland

Kilde: Energinet.dk.

Note: Udviklingen i handelskapaciteterne for danske udlandsforbindelser til Tyskland. De kvartalsvise handelskapaciteter er et gennemsnit af de timelige handelskapaciteter. Handelskapaciteten er den kapacitet, der stilles til rådighed for spotmarkedet. Positive værdier er eksporthandelskapaciteten og negative værdier er importhandelskapaciteter.

Den daglige udvikling i handelskapaciteten til Tyskland for 1. kvartal 2012 fremgår af figur 38. Det fremgår, at forbindelsen DK2 – GER har været nogenlunde stabil hele perioden, hvis der ses bort fra den 22. og den 26. marts 2012. Handelskapaciteten DK1 – GER har haft et anderledes forløb, hvilket især er gældende for retningen fra DK1 til Tyskland. Gennem 1. kvartal 2012 har den tilgængelige kapacitet været mellem 400 og 1300 MWh/h med et gennemsnit omkring 900 MWh/h for kvartalet. Kapaciteten ligger stadig lavere end tilbage i starten af 2011, hvor handelskapaciteten var omkring 1.300 – 1.400 MWh/h.

I forhold til handelskapaciteterne for 1. kvartal 2012 ligger handelskapaciteten for DK1 til Tyskland stadig på et for lavt niveau i forhold til den nominelle transmissionskapacitet. De andre forbindelser har haft et bedre niveau af handelskapacitet i forhold til den nominelle transmissionskapacitet.

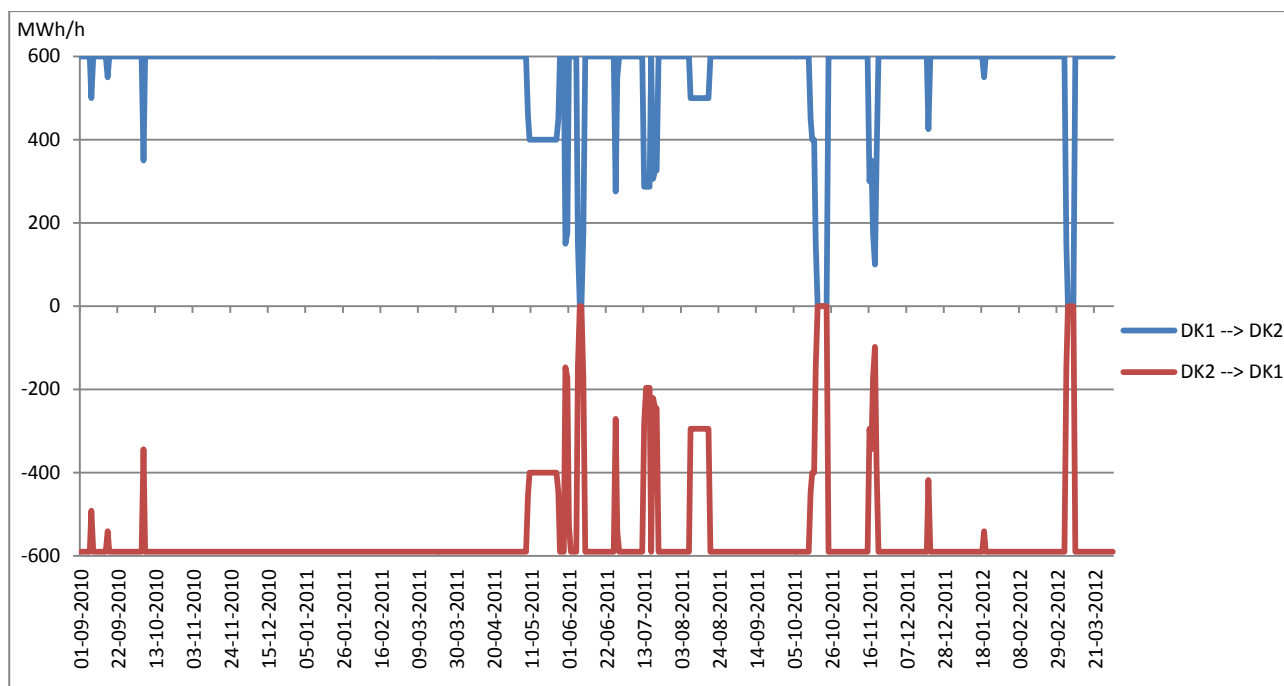
Figur 38: Udviklingen i handelskapaciteten til Tyskland, 1. kvartal 2012

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

Figur 39 viser den daglige udvikling i handelskapaciteten siden Storebæltskablets idriftsættelse i 2010. Det fremgår af figuren, at kapaciteten på forbindelsen fra DK1 til DK2 i størstedelen af perioden har været 590 MWh/h, hvilket er lig den nominelle transmissionskapacitet.

I enkelte perioder har kablet været ude af drift grundet vedligeholdelse, hvilket har været gældende for begge retninger. På forbindelsen fra DK2 til DK1 har handelskapaciteten ligeledes i størstedelen af tiden været lig med den nominelle transmissionskapacitet på 600 MWh/h.

Figur 39: udvikling i handelskapaciteten over Storebælt

Kilde: Energinet.dk.

Note: Daglig udvikling i handelskapaciteten for overføringsforbindelsen over Storebælt fra 1. september 2010 – 31. marts 2012. 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.

13. Flaskehalse

Begrænsningerne i transmissionskablerne, der forbinder prisområderne, medfører flaskehalse på transmissionskablerne, da efterspørgslen kan overstige handelskapaciteten i transmissionssystemet. Antallet af timer med flaskehalse på de forskellige forbindelser varierer væsentligt, hvilket tabel 9 ligeledes illustrerer. Tabellen indeholder alle de forbindelser, der kan indeholde flaskehalse i det danske transmissionssystem. Dette inkluderer storebæltsforbindelsen samt alle Entry-Exit punkter i forhold til Danmark. En prisforskel mellem to prisområder er ensbetydende med flaskehalse.

Tabel 9: Flaskehalse på forbindelserne

Forbindelse	Flaskehalsehåndtering	Prisforskel	Januar 2012		Februar 2012		Marts 2012	
DK 1 – DK2	Market Splitting	DK2 < DK1	13 t.	(2 %)	2 t.	(0 %)	5 t.	(1 %)
		DK2 > DK1	110 t.	(15 %)	113 t.	(16 %)	42 t.	(6 %)
		DK2 = DK1	621 t.	(83 %)	581 t.	(84 %)	696 t.	(94 %)
DK1 – NO2	Market Splitting	NO2 < DK1	292 t.	(39 %)	192 t.	(28 %)	239 t.	(32 %)
		NO2 > DK1	63 t.	(9 %)	17 t.	(2 %)	23 t.	(3 %)

		NO2 = DK1	389 t.	(52 %)	487 t.	(70 %)	481 t.	(65 %)
DK1 – SE3	Market Splitting	SE3 < DK1	38 t.	(5 %)	51 t.	(7 %)	219 t.	(29 %)
		SE3 > DK1	138 t.	(19 %)	72 t.	(10 %)	20 t.	(3 %)
		SE3 = DK1	568 t.	(76 %)	573 t.	(82 %)	504 t.	(68 %)
DK2 – SE4	Market Splitting	SE4 < DK1	28 t.	(4 %)	50 t.	(7 %)	209 t.	(28 %)
		SE4 > DK1	41 t.	(6 %)	10 t.	(1 %)	8 t.	(1 %)
		SE4 = DK1	675 t.	(91 %)	636 t.	(91 %)	526 t.	(70 %)
DK1 – GER	Market Coupling og eksplicitte auktioner	GER < DK1	118 t.	(16 %)	59 t.	(8 %)	39 t.	(5 %)
		GER > DK1	521 t.	(70 %)	511 t.	(73 %)	638 t.	(86 %)
		GER = DK1	105 t.	(14 %)	126 t.	(18 %)	66 t.	(9 %)
DK2 – GER	Market Coupling	GER < DK2	139 t.	(19 %)	91 t.	(13 %)	42 t.	(6 %)
		GER > DK2	495 t.	(67 %)	473 t.	(68 %)	635 t.	(85 %)
		GER = DK2	110 t.	(15 %)	132 t.	(19 %)	66 t.	(9 %)

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 2 % af tiden i januar, mens prisen var højere i DK2 end DK1 i 15 % 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*.

Set over hele perioden fra 1. januar 2012 og indtil 31. marts 2012 er der undersøgt i alt 2183 timer per forbindelse. I størstedelen af tiden har der internt i Danmark ikke været flaskehalse, idet priserne i DK1 og DK2 har været ens mellem 83 - 94 % af tiden. Det fremgår ligeledes af tabellen, at ved prisforskelle mellem DK1 og DK2 var prisen i hovedparten af tilfældene højest i DK2.

I forhold til den danske forbindelse til Norge har der været en større grad af flaskehalse. Der var ens priser i henholdsvis 52 %, 70 % og 65 % af tiden i januar, februar og marts 2012. I den resterende tid var der flaskehalse mellem DK1 og NO2, hvilket hovedsageligt bevirkede højere priser i DK1 end NO2.

Forbindelsen DK1 – SE3 havde ens priser i 68 – 82 % af timerne i 1. kvartal 2012. I januar 2012 havde SE3 højere priser end DK1 i 19 % af tiden, mens det kun var 5 % den modsatte vej. I februar var fordelingen mere ligelig, da SE3 havde højeste priser i 10 % og DK1 havde højeste priser i 7 % af tiden. I marts 2012 var der flaskehalse i 239 timer ud af 744 timer på forbindelsen, og priserne var højest i DK1 i 219 timer, hvilket svarer til 29 % af måneden. Der var kun 20 timer med højere priser i SE3 denne måned.

I forhold til forbindelsen DK2 – SE4 har der eksisteret en høj grad af korrelation mellem priserne, da priserne i både januar og februar 2012 var ens i 91 % af tiden. I marts 2012 var prisen imidlertid kun ens i 70 % af tiden på forbindelsen og hovedparten af flaskehalsene bevirkede højere priser i DK2.

De danske overføringsforbindelser til Tyskland minder meget om hinanden ved sammenligning af prisniveauer. Der eksisterer kun en lav grad af ens priser på forbindelserne. For forbindelsen DK1 – GER har der i 1. kvartal 2012 været ens priser i 9 – 18 % af tiden, mens det for DK2 – GER har været 9 – 19 % af tiden. Det fremgår af tabel 4, at prisen i størstedelen af tiden er højest i Tyskland. På forbindelsen DK1 – GER var prisen i Tyskland højest i henholdsvis 70, 73 og 86 % af tiden i januar, februar og marts 2012. På forbindelsen DK2 – GER var værdierne 67, 68 og 85 %.

Overordnet set har der været en lavere grad af flaskehalse på de danske forbindelser til Norge og især Sverige. I 1. kvartal 2012 var priserne på forbindelsen DK1 – DK2 sammenlagt ens i 1829 timer, mens der var ens priser på forbindelsen DK2 – SE4 i 1838 timer ud af 2184 mulige timer. I forhold til de danske forbindelser til Tyskland har der i størstedelen af tiden ikke kunne transporteres tilstrækkelig elektricitet til, at Tyskland og Danmark var ens prisområder. Markedskoblingen mellem Norden og Tyskland startede i 2009 og har sidenhen forsøgt at harmonisere det nordiske marked med det centraleuropæiske marked. Priserne i Danmark ved flaskehalse på overføringsforbindelserne i 1. kvartal 2012 var generelt højere i forhold til svenske og norske priser, men lavere end den tyske pris.

I den nordiske model får eksporterende producenter og importørerne den pris, der er gældende i deres eget prisområde. Ved tilfælde af begrænsning i transmissionskapaciteten vil prisen i importområdet blive større end prisen i eksportområdet. Der vil opstå en positiv difference, hvilket tilfalder de involverede TSO'er som flaskehalsindtægter.

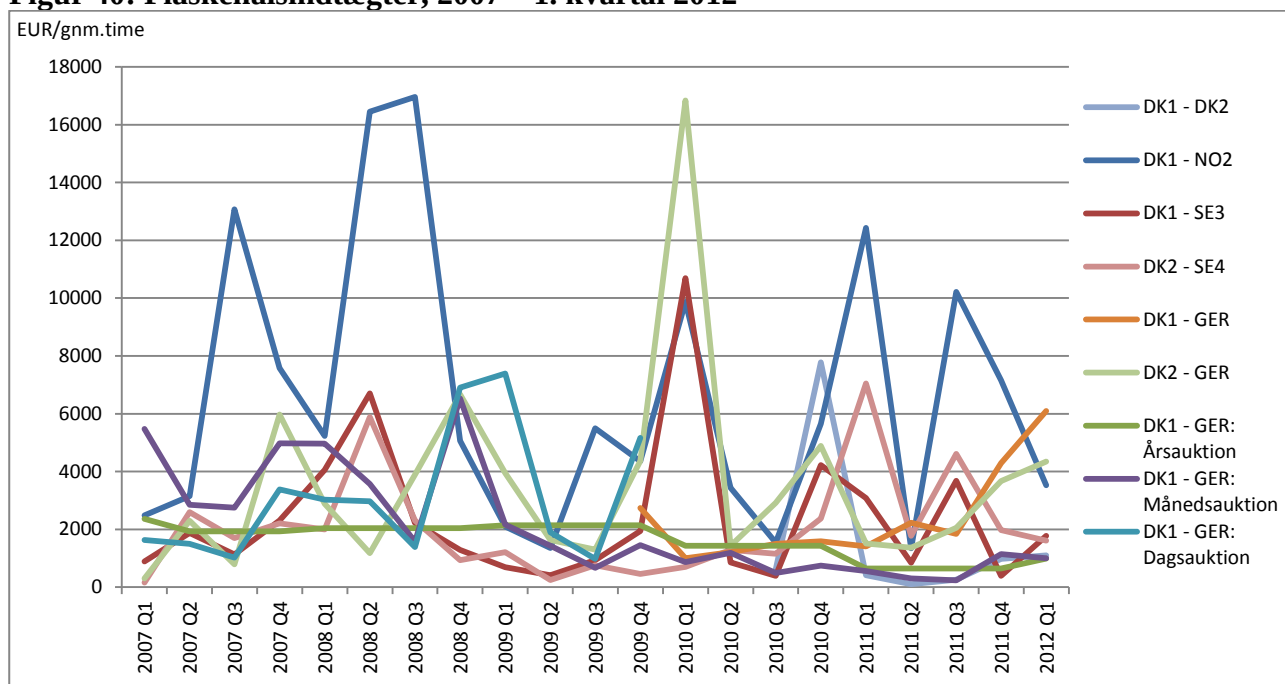
I forhold til Sverige og Norge stilles udlandsforbindelserne i deres helhed til rådighed for Nord Pool Spot, hvorimod de systemansvarlige får flaskehalsindtægten. Flaskehalsindtægten er lig prisforskellen ganget med den planlagte udveksling. For forbindelsen mellem DK2 og Tyskland (KONTEK-forbindelsen) tilfalder flaskehalsindtægten Energinet.dk, Vattenfall Europe Transmission og Vattenfall AB. Forbindelsen mellem DK1 og Tyskland foregår via måneds- og årsauktioner, hvor betalingen for brug af forbindelsen – og hermed flaskehalsindtægterne – bestemmes ud fra udbud og efterspørgsel. Flaskehalsindtægterne deles af Energinet.dk og E.On Netz.

Figur 40 illustrerer udviklingen i flaskehalsindtægter for udlandsforbindelserne og overføringsforbindelsen over Storebælt. Det fremgår, at auktionerne på forbindelsen mellem DK1 og GER har holdt et relativt stabilt forløb gennem perioden. Dagsauktionerne mellem DK1 og GER udgik i 4. kvartal 2009 og kapaciteten overgik i stedet til den implicitte auktion mellem DK1 og GER.

Gennem perioden fra 2007 og indtil 1. kvartal 2012 har de største gennemsnitlige flaskehalsindtægter per time været på forbindelsen DK1 – NO2. Niveauet peakede i 3. kvartal 2008, hvor den gennemsnitlige flaskehalsindtægt for kvartalet var omtrent 17.000 EUR per time. Flaskehalsindtægterne har været grundet af store prisforskelle mellem DK1 og NO2. Generelt har der været store prisudsving mellem de to prisområder, hvilket har medført en svingende trend.

På forbindelsen DK2 – GER har flaskehalsindtægten været omkring 2.500 EUR per time med undtagelse af 1. kvartal 2010, hvor niveauet var cirka 17.000 EUR per time. I denne periode var priserne i DK2 ekstra høje i forhold til EPEX GER/AUS, hvilket bevirkede store flaskehalsindtægter på forbindelsen. De høje priser i DK2 var grundet af interne problemer i Sverige, hvilket ikke havde samme effekt på den tyske pris som på prisen i DK2, jævnfør figur 29.

Figur 40: Flaskehalsindtægter, 2007 – 1. kvartal 2012



Kilde: Energinet.dk.

Note: Kvartalvis gennemsnitlig flaskehalsindtægt per time, opgjort i EUR. Flaskehalsindtægter på forbindelsen DK1 – GER: Dagsauktion udgik i 4. kvartal 2009 og overgik til den implicitte auktion på forbindelsen DK1 – GER i samme kvartal. Forbindelsen DK1 – DK2 startede i 3. kvartal 2010.

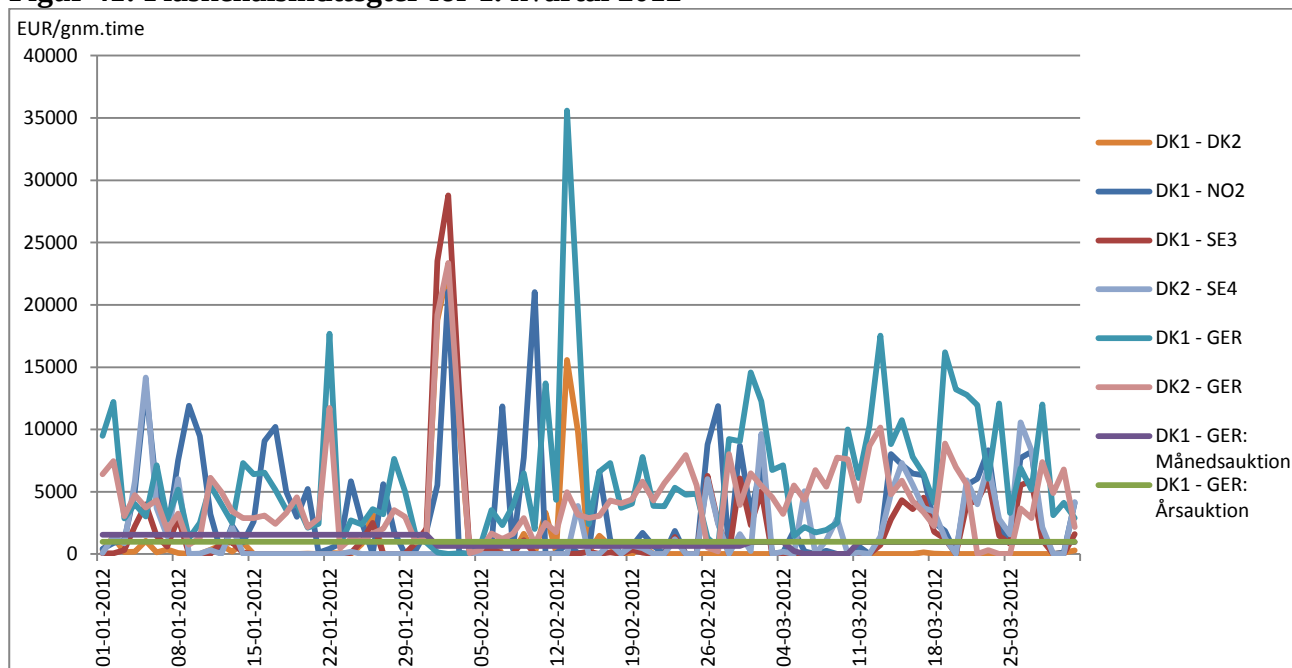
Figur 41 viser den daglige udvikling i flaskehalsindtægter i 1. kvartal 2012. Det fremgår af figuren, at auktionerne på overføringsforbindelsen mellem DK1 og GER har holdt et stabilt niveau. Den gennemsnitlige flaskehalsindtægt har været 996 EUR per time for årsauktionerne, mens niveauet var 1544 EUR per time for månedsauktionerne i januar, 666 EUR i februar og cirka 950 EUR i marts 2012.

På forbindelsen DK1 – DK2 var der et lav niveau af flaskehalseindtægter i januar 2010, mens flaskehalseindtægter per time i februar steg fra 404 EUR per time i januar til 3.000 EUR per time i februar 2012. I marts 2012 var der kun få dage med flaskehalseindtægter, hvilket ligeledes stemmer overens med tallene fra tabel 9.

På de danske overføringsforbindelser til Sverige, DK1 – SE3 og DK2 – SE4, var der i januar og februar en lav grad af flaskehalse, mens der har været flaskehalse de fleste dage i marts 2012. Den gennemsnitlige flaskehalsindtægt per time var omkring 1.850 EUR og 3.000 EUR for henholdsvis DK1 – SE3 og DK2 – SE4. Dette stemmer ligeledes overens med tabel 9, der viser et lavere niveau af ens priser i marts 2012 mellem Danmark og Sverige.

De fleste flaskehalseindtægter i 1. kvartal 2012 findes på udlandsforbindelserne mellem Danmark og Tyskland. Der var flest flaskehalsindtægter på forbindelsen DK1 – GER med et gennemsnit på omkring 6.100 EUR/time for kvartalet. Det høje niveau skyldes blandt andet, at der eksisterede flaskehalse på forbindelsen mellem 82 – 91 % af tiden i 1. kvartal 2012. Derudover var der i flere tilfælde relativ store prisforskelle mellem DK1 og GER ved flaskehalse. Den 13. februar 2012 var døgnets gennemsnitlige flaskehalsindtægt på over 35.000 EUR per time, hvilket er et usædvanligt højt niveau af flaskehalsindtægter, jævnfør figur 22. Det høje niveau af flaskehalsindtægter skal ses i lyset af relativ stor eksport af elektricitet fra Danmark til Tyskland, samt store prisforskelle. Spotprisen for DK1 var 49,62 EUR/MWh alt imens Tysklands engrospris var på 84,43 EUR/MWh den 13. februar 2012.

For den anden udlandsforbindelse til Tyskland, forbindelsen DK2 – GER, var den gennemsnitlige flaskehalsindtægt på omkring 4.300 EUR/time for kvartalet. Det store niveau af flaskehalse og flaskehalseindtægter på forbindelserne til Tyskland er med til at indikere en lav grad af priskorrelation mellem Norden og Tyskland, og peger på et behov for nærmere at vurdere kapacitet på forbindelserne med henblik på overvejelser i investering i større kapacitet.

Figur 41: Flaskehalsindtægter for 1. kvartal 2012

Kilde: Energinet.dk, SET's egne beregninger.

Note: Daglige flaskehalsindtægter er et gennemsnit af flaskehalsindtægterne per time.

14. Markedskobling

Ved prisforskelle mellem to prisområder ønskes der flow af elektricitet fra lavprisområdet til højprisområdet. Der opleves i flere tilfælde, at dette ikke altid er tilfældet, og det planlagte flow er i stedet fra højprisområdet til lavprisområdet. På det nordiske marked er det Nord Pool Spot, der forsøger at optimere flowet mellem prisområderne. Al handelskapacitet i de nordiske prisområder tildeles Nord Pool Spot for implicitte auktioner, og ved flaskehalse eksisterer der marked splitting.

For alle forbindelser mellem Norden og det centrale Vesteuropa 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.

Flowets planlagte retning i tilfælde af prisforskelle både internt i Danmark, Norden og i forhold til Tyskland fremgår af tabel 10. Det er nødvendigt at sammenholde spotpriserne 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 områder.

Tabel 10: Flowets planlagte retning ved flaskehalse

Forbindelse	Prisforskel og flow	Januar 2012	Februar 2012	Marts 2012
DK1 – DK2	Timer med prisforskel	123 t.	115 t.	47 t.
	Korrekt flow	122 t.	114 t.	17 t.
	Forkert flow	0 t.	1 t.	0 t.
	Manglende flow	1 t.	0 t.	30 t.
DK1 – NO2	Timer med prisforskel	355 t.	209 t.	262 t.
	Korrekt flow	346 t.	205 t.	257 t.
	Forkert flow	8 t.	3 t.	2 t.
	Manglende flow	1 t.	1 t.	3 t.
DK1 – SE3	Timer med prisforskel	176 t.	123 t.	239 t.
	Korrekt flow	172 t.	122 t.	237 t.
	Forkert flow	1 t.	1 t.	2 t.
	Manglende flow	3 t.	0 t.	0 t.
DK2 – SE4	Timer med prisforskel	69 t.	60 t.	217 t.
	Korrekt flow	65 t.	60 t.	210 t.
	Forkert flow	0 t.	0 t.	0 t.
	Manglende flow	4 t.	0 t.	7 t.
DK1 – GER	Timer med prisforskel	639 t.	570 t.	677 t.
	Korrekt flow	637 t.	566 t.	675 t.
	Forkert flow	1 t.	4 t.	2 t.
	Manglende flow	1 t.	0 t.	0 t.
DK2 - GER	Timer med prisforskel	634 t.	564 t.	677 t.
	Korrekt flow	579 t.	501 t.	596 t.
	Forkert flow	4 t.	8 t.	3 t.
	Manglende flow	51 t.	55 t.	78 t.

Kilde: Energinet.dk, SETs egne beregninger.

Note: *Timer med prisforskel* 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. *Manglende flow* viser antallet af timer, hvor der ikke har været planlagt et flow på forbindelsen, hvilket ofte skyldes vedligeholdelse på forbindelsen.

I 253 ud af 285 timer med prisforskel på forbindelsen DK1 – DK2 i 1. kvartal 2012 har flowet været planlagt den korrekte retning, fra lavprisområde til højprisområdet, jævnfør tabel 10. I 31 timer har der været manglende planlagt flow ved prisforskelle, hvilket ikke har den store betydning, da det oftest skyldes vedligeholdelse. Kolonnen *manglende flow* er imidlertid inddraget, da det kan

være problematisk, hvis en forbindelse ofte er under vedligeholdelse, og dermed ikke tilgængelig for markedet.

På den danske forbindelse DK1 – DK2 har der været ét tilfælde af planlagt flow fra højprisområdet til lavprisområdet, hvilket var den 19. februar 2012. Prisen var højest i DK1, men det planlagte flow var fra DK1 til DK2. For en afklaring af dette tilfælde har Sekretariatet for Energitilsynet været i dialog med Energinet.dk og Nord Pool Spot herom. Prisen i både DK2 og SE4 var cirka 4 euro lavere end resten af Norden til trods for, at der var import fra SE3 og DK1. Dette burde ikke have været tilfældet taget flowene og priserne i omkringliggende områder i betragtning. Nord Pool Spot har forklaret, at det skyldes vertikalt overlappende kurver på samme tid i DK2 og SE4, hvor prisen i DK2 og SE4 blev sat lig den tyske pris uden hensyntagen til import fra andre nordiske områder med højere priser. Flowenes retning til DK2 og SE4 var korrekte, men prisen i DK2 og SE4 blev sat for lav i forhold til omkringliggende områder. Nord Pool Spot har forklaret, at deres day ahead handelssystem for elektricitetsmarkedet (SESAM), baseret på velfærds-kriteriet i kombination med markedsregler, beregnede en forkert pris. Fejlen skyldes et forkert fortegn i algoritmen til beregning af prisniveauet. Nord Pool Spot har oplyst, at fejlen sker yderst sjældent og har derudover gennemgået data på alle forbindelser et helt år tilbage i tiden uden at have observeret andre fejl. SET følger sagen og vil være opmærksomme på lignende tilfælde.

På forbindelsen DK1 – NO2 har flowet i 808 ud af 826 timer med prisforskelle i 1. kvartal 2012 været planlagt den korrekte retning. I 5 timer har der været manglende flow ved prisforskelle, og ved de resterende 13 timer har flowet ved prisforskelle været planlagt den forkerte retning. Nord Pool Spot har oplyst, at de forkerte flows skyldes ramping-betingelser. Ved beregning af priser og flow indeholder NPS' algoritme som bibetingelse restriktioner på det planlagte flow på HVDC-forbindelser. Flowet på forbindelserne Konti-Skan (DK1- SE3), Skagerrak (DK1 – NO2) og Storebælt (DK1 – DK2) og summen af Skagerrak og Konti-Skan må højst ændres med 600 MW fra én time til den næste. Restriktionerne er indlagt for at sikre en sikker drift af elsystemet.

Der var blandt andet ramping-begrænsninger den 2. januar 2012 i timen 06-07, hvor flowet var planlagt fra højprisområdet NO2 til lavprisområdet DK1. Den efterfølgende time (07-08) var der en import på 649,8 MWh til Jylland, hvorved ramping-betingelsen på Skagerrak-forbindelsen på 600 MWh medførte, at flowet kun kunne begrænses til en import på 49,8 MWh i timen 06-07. Ramping-betingelsen gjorde det hermed ikke muligt at eksportere elektricitet fra DK1 til NO2, selvom priserne i områderne indikerede dette.

Et andet eksempel på ramping-betingelsen for det forkerte flow på forbindelsen DK1-NO2 var den 20. januar 2012 i timen 05-06. I den efterfølgende time (06-07) blev der importeret 950 MW fra NO2 til DK1 samtidigt med en eksport på 498 MW fra DK1 til SE3, hvilket betød en nettoimport på 452 MW til DK1. I timen 05-06 var importen på 401 MW fra NO2 til DK1 samtidig med en eksport på 549 MW fra DK1 til SE3, hvilket gav en nettoeksport på 148 MW. Den samlede flowændring var hermed 600 MW, hvilket var det maksimale niveau for ændringen, jævnfør ramping-reglerne. Ramping-betingelsen bevirkede hermed import fra NO2 til DK1, selvom priserne indikerede eksport fra DK1 til NO2.

På udlandsforbindelsen mellem DK1 – SE3 var de fire tilfælde af planlagt flow den forkerte retning på grund af ramping-betingelsen. På forbindelsen DK2-SE4 har der i 1. kvartal 2012 ikke været nogle tilfælde af forkert flow ved prisforskelle.

Forbindelsen DK2-GER er ligeledes en AVDC-forbindelse, og der er en ramping-betingelse på højest at ændre flowet med 600 MW fra én time til den næste. På forbindelsen DK1-GER er der ingen ramping-betingelse, da det er en DC-forbindelse. De fleste tilfælde af forkert planlagt flow ved flaskehalse sker på de danske udlandsforbindelser til Tyskland, jævnfør tabel 10. Det skyldes især, at der eksisterer volumenkobling på forbindelsen. EMCC beregner spotpriser og det planlagte flow for udlandsforbindelserne mellem det centraleuropæiske område og det nordiske område, herunder forbindelserne DK1-GER og DK2-GER. Spotpriserne, der er beregnet af EMCC anvendes ikke, men i stedet benyttes spotpriserne genberegnet af NPS. En af problemerne heri er, at EMCC beregner priserne med to decimaler, mens NPS anvender ét decimal, hvilket kan skabe fejl. Forskellen på afrunding bevirker ofte, at ellers ens priser får en minimal prisforskel, hvorved de indgår som flaskehalse. Derudover kan det bevirke adverse flows, det vil sige forkert planlagt flow fra højprisområdet til lavprisområdet.

På forbindelserne DK1-GER og DK2-GER skyldes alle 22 tilfælde af forkert planlagt flow volumenkobling. Den maksimale prisforskel mellem de danske priser og den tyske pris har ved tilfældene været 11 cent. Eksempelvis var der planlagt flow den forkerte retning den 9. januar 2012 i tidsrummet 06 – 07 fra højprisområdet GER (EUR 43,02) til lavprisområdet DK2 (EUR 43,01). Volumenkoblingen medførte i dette tilfælde en prisforskel på EUR 0,01 og adverse flows.