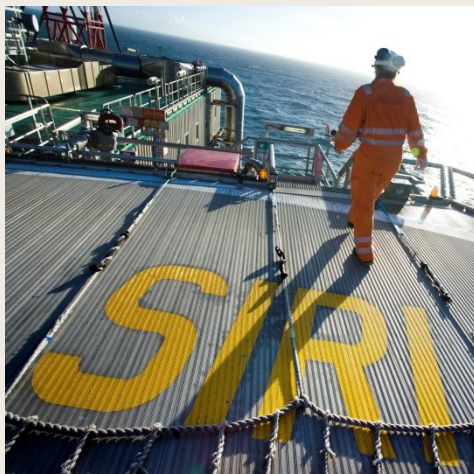




ENERGITILSYNET



HALVÅRSRAPPORT – 2. HALVÅR 2015

OVERVÅGNING AF DET DANSKE ENGROSMARKED FOR NATUR- GAS

INDHOLD

1. SAMMENFATNING	3
2. DAY AHEAD-PRISUDVIKLING	4
3. PRODUKTION, FORBRUG OG EKSPORT	7
4. LAGER.....	10
5. GASPOINT NORDIC OG GAS TRANSFER FACILITY	12
6. ELLUND.....	17
7. TO PRISREGIMER.....	20
8. ORDLISTE	21
9. APPENDIKS	23

Forsidebilleder

Billederne af Nybro gasbehandlingsanlæg og Siri-plattformen er lånt af DONG Energy
Billedet af Stenlille gaslager er lånt af Energinet.dk

1. SAMMENFATNING

1. Priserne på de nordvesteuropæiske gashubs er i løbet af 2. halvår 2015 faldet ca. 26 pct. Prisen på den danske gasbørs Gaspoint Nordics Spot Index og på den tyske gashub Gaspool har i gennemsnit været 18,55 EUR/MWh, mens den nederlandske gashub TTF havde den laveste gennemsnitspris på 18,43 EUR/MWh. Den tyske gashub NCG var i 2. halvår 2015 gennemsnitlig dyrest med en pris på 18,66 EUR/MWh. Mod slutningen af 2. halvår 2015 nåede prisen på den danske gasbørs ned på 13,82 EUR/MWh, hvilket er det laveste niveau siden foråret 2010. De lave priser skyldes sandsynligvis lav efterspørgsel, som følge af usædvanligt mildt vejr og et stort udbud af gas.

2. Den samlede produktion af naturgas i den danske del af Nordsøen i 2. halvår 2015 udgjorde 2.289 mio. m³, hvilket er en lille stigning sammenlignet med 2. halvår 2014. Produktionen har henover 2015 været relativt konstant, hvilket adskiller sig fra det typiske sæsonbetonede mønster med lavere produktion om sommeren. Dette hænger formentlig sammen med, at der har været mindre vedligeholdelse i løbet af sommermånederne 2015 end andre år. Det danske forbrug i 2. halvår 2015 er faldet med knap 3 pct. i forhold til 2. halvår 2014. Den milde start på vinterhalvåret i 2015 har medført et mindre behov for gas, og forbruget i 4. kvartal 2015 er 33 pct. lavere end samme kvartal året før.

3. Fyldningsgraden i gaslagrene i Danmark og resten af Europa har i 2. halvår 2015 været lavere end normalt. For de danske lagre skyldes dette et lavt udgangspunkt efter 1. halvår efterfuldt af lavere injektion end forventet i august og september. Mod slutningen af året nåede fyldningsgraden tættere på normalen efter et usædvanligt lille udtræk, da forbruget var lavt pga. mildt vejr og månedspriserne generelt var højere end spotpriserne.

4. På Gaspoint Nordic var den handlede volumen i 2. halvår 2015 højere for alle måneder sammenlignet med 2014. I 2015 blev der handlet godt 17.000 GWh, hvilket er en stigning på 67 pct. i forhold til 2014. Der bliver fortsat handlet mest med day ahead-produktet, der udgør 64 pct. af den samlede handlede volumen. Tendensen med større volumener pr. handel fortsætter i 2. halvår 2015.

5. Der har i en længere periode været en tendens til, at flowet af gas over den dansk/tyske grænse i Ellund ikke følger prissignalerne i Danmark og Tyskland. I 2. halvår 2015 var der nettoeksport (sydgående flow) 63 pct. af dagene. Når den mulige eksportgevinst opgøres som prisforskellen imellem Danmark (GPN) og Tyskland (NCG/Gaspool) fratrukket alle omkostninger til transport, var der ingen dage med mulig eksportgevinst i perioden. Transportomkostningerne består af to dele, hvoraf denne ene (kapacitetstariffen) betales for reservation af kapacitet og kan betragtes som "sunk cost". Hvis kapacitetstariffer ikke medtages i beregningen, var der i 2. halvår 2015 nettoeksport uden mulighed for eksportgevinst i 23 pct. af dagene.

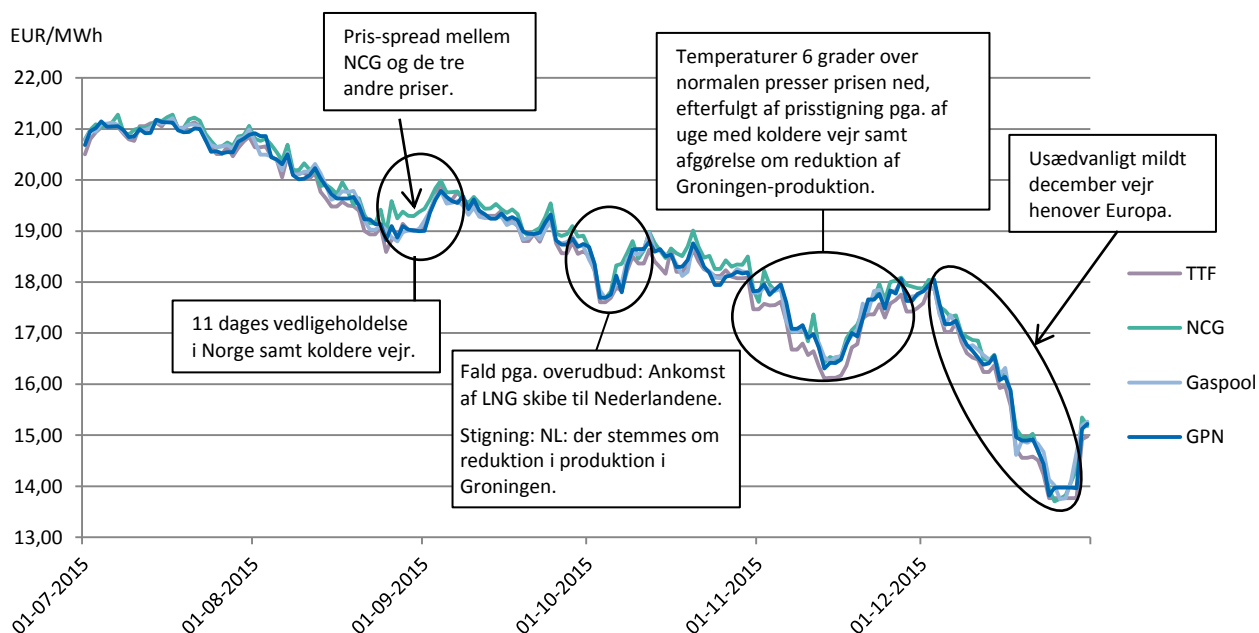
2. DAY AHEAD-PRISUDVIKLING

6. Priserne på de nordvesteuropæiske gashubs har været faldende henover 2. halvår 2015. Jf. figur 1, at priserne har været jævnt faldende afbrudt af korte, mindre prisstigninger. Det ses desuden af figur 1, at dagsprisen på den danske gasbørs og de tre nordvesteuropæiske gashubs er faldet fra ca. 21 EUR/MWh til ca. 15 EUR/MWh (ca. 27 pct.) fra 1. juli 2015 til 31. december 2015.

7. Prisen på den danske gasbørs Gaspoint Nordics Spot Index og på den tyske gashub Gaspool har i gennemsnit været 18,55 EUR/MWh, mens den nederlandske gashub TTF havde den laveste gennemsnitspris på 18,43 EUR/MWh. Den tyske gashub NCG var i 2. halvår 2015 gennemsnitlig dyrest med en pris på 18,66 EUR/MWh.

8. Generelt har gaspriserne på de nordvesteuropæiske gashubs været lave i 2015 relativt til de seneste år. I årene 2010-2014 var gennemsnitsprisen for 2. halvår på den danske gasbørs mellem 20,18-26,79 EUR/MWh. Mod slutningen af 2. halvår 2015 nåede prisen på den danske gasbørs ned på 13,82 EUR/MWh, hvilket er det laveste niveau siden foråret 2010.

FIGUR 1 | PRISUDVIKLING I DAY-AHEAD MARKEDET, 2. HALVÅR 2015



Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet, baseret på data fra Gaspoint Nordic og Gaspool

9. Den nedadgående prisudvikling kan delvis forklares af et stort udbud af gas i Europa. Det høje udbud af liquefied natural gas (LNG) i Asien¹ har medført at store mængder af LNG er blevet transporteret til Europa, hvilket har spillet en central rolle for det øgede udbud, som har lagt pres på priserne. Der henvises til Case Study I for mere information om LNG i Europa. Derudover har der i 2. halvår 2015 været et mildt vejr.

10. Spotpriserne på de nordvesteuropæiske gashubs har fulgt hinanden tæt henover 2. halvår 2015. Korrelationen mellem den danske spotpris og de tre andre nordvesteuropæiske priser er 98 pct. Fra starten af 2014 har korrelationen været højere end i perioden 2008-2013, og prisforskellen mellem det danske og de nordvesteuropæiske prisområder er markant reducerede². Den øgede priskonvergens tyder på en bedre markedsintegration mellem Danmark og kontinentet, hvilket er positivt.

¹ DG Energy, quarterly report (third quarter of 2015)

² Se eventuelt figur A2 i appendiks for historisk pris-spread.

CASE STUDY | LIQUEFIED NATURAL GAS (LNG)

Liquefied natural gas (LNG) er naturgas, som er kondenseret ved nedkøling til -161°C . Kondenseringen øger densiteten 600 gange, og naturgassen fylder dermed 1/600 i forhold til almindelig naturgas, hvilket gør det nemmere at opbevare og muligt at transportere fx med skib over strækninger, hvor der ikke er rørledninger tilgængelige³. Når gassen ankommer til en LNG-terminal bliver den flydende gas overført til beholdere, hvorefter det opvarmes, så LNG igen når "gasstadiet". Herfra kan det sendes videre ud i et transmissionsnet, så det kan nå ud til slutbrugerne.

LNG i Europa

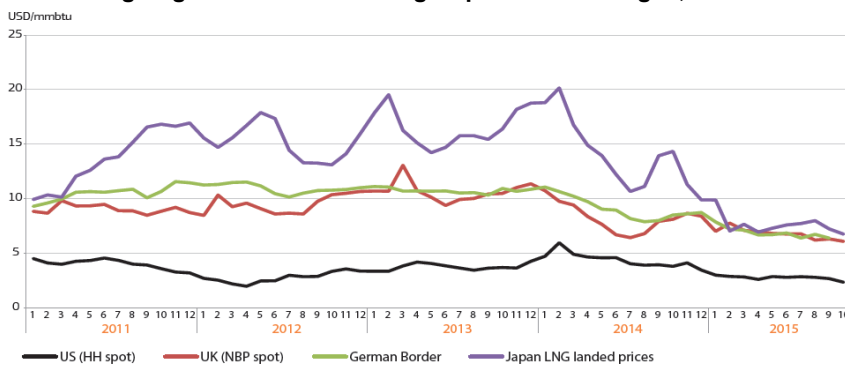
I 2014 udgjorde handel med LNG 10 pct. af naturgasforbruget i verden. Mellemøsten (Qatar) er den største eksporterende region med 40 pct. af den globale LNG eksport. Asiatiske lande (især Japan og Sydkorea) stod for 75 pct. af den globale LNG import i 2014, mens Europas andel blot var 13,6 pct.⁴ Europa er dermed en mindre spiller på det globale marked for LNG. Europa har 27 opererende LNG terminaler, hvilket totalt har en importkapacitet på 203 mia. m³ årligt. Herudover er 8 terminaler under konstruktion, og der er planlagt yderligere 26 terminaler rundt i Europa. I 2014 blev der importeret 41 mia. m³ LNG i Europa, hvilket udgjorde godt 10 pct. af det samlede europæiske forbrug af naturgas i Europa i 2014⁵.

Øget udbud, fleksibilitet og konkurrence på det globale gasmarked

Handel med LNG binder det globale gasmarked bedre sammen. Lande med overskydende gas kan sende den videre til regioner, hvor der er behov for gassen. Det øger den globale konkurrence, at der handles på tværs af kontinenter, og udbuddet er dermed mere fleksibelt. Det betyder tilmed, at lande har mulighed for at blive mindre afhængige af få, store udbydere på markedet. Den øgede mobilitet forventes desuden at kunne skabe øget priskonvergens mellem globale gaspriser.

LNG-prisen i Japan har historisk været højere end engrosprisen på det europæiske marked, men i løbet af 2014 og 2015 mindskedes prisgabet som følge af højt udbud af gas i Asien.⁶ Spotprisen på Henry Hub i USA er generelt lavere end de europæiske priser og var i slutningen af 2015 ca. det halve af prisen i Europa. USA har planlagt at eksportere deres første last af LNG i marts 2016⁷, og med udvindingen af skifergas er der udsigter til, at USA inden for den nærmeste tid bliver nettoeksportør af naturgas gennem LNG-eksport⁸.

Sammenligning af internationale engrospriser for naturgas, 2011-2015



Kilde: DG Energy, quarterly report (third quarter 2015)

³ Dansk Gasteknisk Center A/S, <http://www.dgc.dk/teknologi-lng>

⁴ GIIGNL: "The LNG Industry 2014"

⁵ DG Energy, quarterly report (third quarter 2015). Samlet forbrug i Europa 2014: 382 mia. m³.

⁶ DG Energy, quarterly report (third quarter 2015).

⁷ ICIS Heren, ESGM 22032 (16. februar 2016).

⁸ Forbes.com, "World Benefits From U.S. Liquefied Natural Gas Exports" (10. januar 2016).

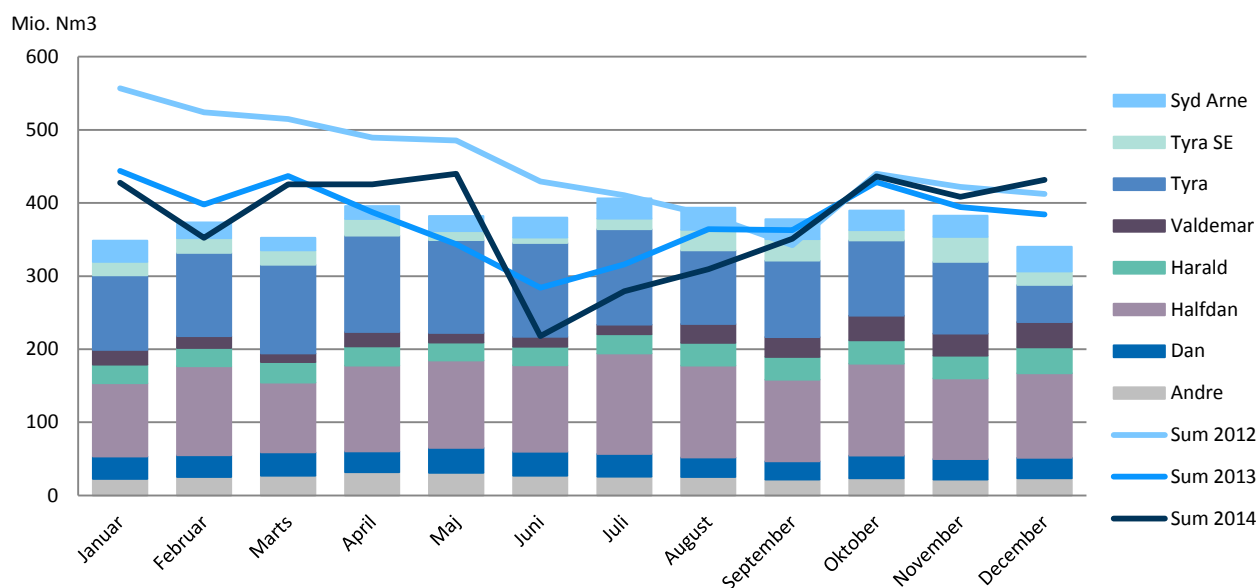
3. PRODUKTION, FORBRUG OG EKSPORT

11. Danmarks produktion af naturgas foregår i den danske del af Nordsøen fordelt på 19 gasfelter. Naturgassen transporteres fra Nordsøen ind til Nybro i Vestjylland via to rørledninger, som udgår fra felterne Tyra og Syd Arne.

12. Den samlede produktion af naturgas i 2. halvår 2015 udgjorde 2.289 mio. m³, hvilket er en lille stigning sammenlignet med 2. halvår 2014. Den samlede årsproduktion for 2015 blev ligesom 2014 lige godt 4.500 mio. m³ naturgas. Generelt har tendensen ellers været, at produktionen af gas i Danmark har været faldende fra 2008-2014.

13. DONG Energy meddelte den 29. marts 2016, at kontrakten med leverandørkonsortiet om platformen til Hejre-feltet ophæves pga. væsentlig misligholdelse af aftaleforhold. Der kan på nuværende tidspunkt ikke gives nogen dato for produktionen af den første olie fra Hejre-feltet.

FIGUR 2 | PRODUKTION AF NATURGAS I DEN DANSKE DEL AF NORDSØEN, 2015



Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet, baseret på data fra Energistyrelsen

Note: Produktionen fra Igor og Sif indgår i *Halfdan*. Feltet *Andre* er en sum af produktionen i Cecilie, Dagmar, Gorm, Kraka, Lulita, Nini, Regnar, Roar, Rolf, Siri, Skjold og Svend. Den aggregerede sum fra danske felter i de forrige år er medtaget som *Sum 2012*, *Sum 2013* og *Sum 2014*.

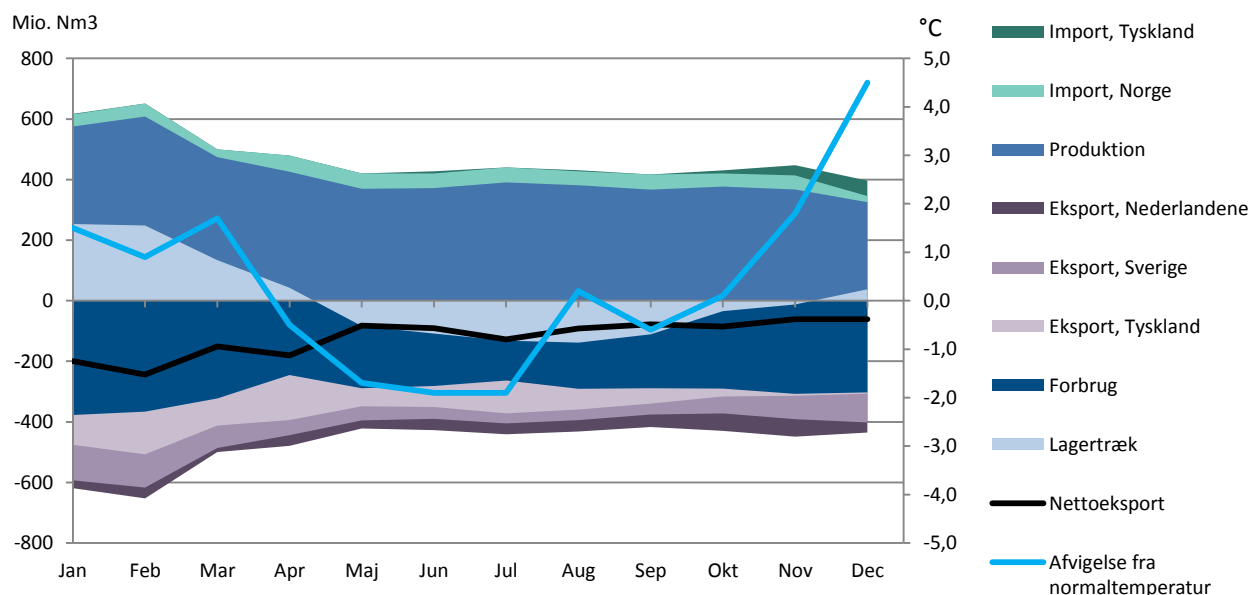
14. Produktionen har henover år 2015 har været meget konstant. De seneste tre år har der været et sæsonbetonet mønster med mere produktion i vinterhalvåret og mindre i sommerhalvåret, da der typisk foretages vedligeholdelse på gasfelterne om sommeren, hvor efterspørgslen ligeledes er lavere. Den tendens ses ikke for år 2015 jf. figur 2. Der er mindre produktion i december måned pga. mere vedligeholdelse.

holdelse på gasfelterne relativt til de andre måneder i året. Det var primært vedligeholdelse af gasfeltet Tyra, der forårsagede faldet i produktionen i december 2015⁹.

15. Den største mængde gas blev produceret ved gasfeltet Halfdan, og her blev der i 2. halvår 2015 produceret 726 mio. m³ naturgas. Ved feltet Tyra var produktionen 588 mio. m³ naturgas og tilsammen udgjorde produktionen ved Tyra og Halfdan 60 pct. af den samlede gasproduktion i 2. halvår 2015.

16. Energibalancen består af produktion, lagertræk og import, hvilket er lig med forbrug, lagerfyldning samt eksport. Energibalancen har været relativt konstant i 2. halvår 2015. Det skyldes, at produktionen ikke som tidligere år er steget i løbet af 2. halvår 2015, men i stedet har været relativt konstant i perioden og endda faldet i december, jf. figur 3.

FIGUR 3 | PRODUKTION, FORBRUG OG NETTOEKSPORT, 2015



Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet, baseret på data fra Energistyrelsen og DMI

Note: Al produktion og import er positive værdier, mens alt forbrug og eksport er negative værdier. Positivt lagertræk i figuren afspejler et forbrug, idet udtræk fra gaslagrene henhører til udbudssiden af energibalancen. Energibalancen kan udtrykkes: Produktion + Import + Lagertræk = Forbrug + Eksport. Afvigelse fra normaltemperaturen angiver dette halvårs gennemsnitlige månedstemperaturen fra trukket normaltemperaturen, som er månedlige gennemsnit for årene 2001-2010.

17. Danmark var i hele 2. halvår 2015 nettoeksportør af naturgas, jf. figur 3. Eksporten har i 2. halvår 2015 været fordelt mere ligeligt mellem Nederlandene, Tyskland og Sverige med eksportandele på hhv. 31, 31 og 39 pct. Sammenlignet

⁹ Markedsinformation fra gasmarketmessage.dk og egne beregninger.

med 2. halvår 2014, eksporterer Danmark en større andel gas til Nederlandene frem for til Sverige og Tyskland i 2. halvår 2015¹⁰.

18. Det danske forbrug i 2. halvår 2015 er faldet med knap 3 pct. i forhold til 2. halvår 2014 og har dermed været relativt uændret. Den milde start på vinterhalvåret i 2015 har medført et mindre behov for gas, og sammenlignet med 4. kvartal 2014 var forbruget i 4. kvartal 2015 33 pct. lavere.

¹⁰ I 2. halvår 2014 var eksportandelen til Nederlandene, Tyskland og Sverige hhv. 22, 36 og 42 pct.

4. LAGER

19. Danmark har to gaslagre, Stenlille på Sjælland og Lille Torup i Jylland. Førhen har lagrene været ejet af hhv. DONG Energy og Energinet.dk, men pr. 1. januar 2015 ejer Energinet.dk begge gaslagre. Der er fra 1. maj 2015 etableret ét virtuelt lagerpunkt, hvorfra gas kan injiceres og udtrækkes. Aktørernes lagerbeholdning er derfor ikke længere opdelt imellem Stenlille og Lille Torup.

20. Injektion og udtræk af lagrene sker henover hele året, men typisk er der nettoinjektion af naturgas i lagrene i sommerhalvåret. I vinterhalvåret, hvor efterspørgslen er højere, er der typisk nettoudtræk.

21. I 1. halvår 2015 var fyldningsgraden i de danske gaslagre lav, og fyldningsgraden i 2. halvår 2015 har været under normalen¹¹. I starten af juli måned var fyldningsgraden i de danske lagre 43 pct., og den var herefter stigende indtil midten af november, hvor fyldningsgraden var 88 pct. Herfra faldt fyldningsgraden svagt i resten af halvåret og endte i slutningen af året med at være 82 pct. Først i slutningen af halvåret var fyldningsgraden på normalniveauet, hvor der var 5 pct. mindre gas i lagrene i forhold til normalen.

22. Sammenlignes gasår 2014/2015 med gasår 2008/2009 og 2012/2013, hvor fyldningsgraden også var relativt lav, og injektionssæsonen startede sent, så var væksten i lagergas i 3. kvartal i 2009 og 2013 hhv. 97 pct. og 169 pct. Væksten i 3. kvartal 2015 var til sammenligning 88 pct., hvilket er relativt lavt i forhold til lignende gasår med en lav minimumsfyldningsgrad i gasåret.

23. I 3. kvartal var spotprisen i langt de fleste dage højere end prisen på en månedskontrakt på den danske gasbørs¹², hvilket ikke giver incitament til at købe gas til injektion i gaslagrene med henblik på videresalg i vinterperioden. Dette kan være med til at forklare den lave vækst i fyldningsgraden inden vinterhalvårets start i oktober, hvor fyldningsgraden var 12 procentpoint lavere end normalt.

24. Endvidere var mønstret for udtræk af gas atypisk sammenlignet med tidligere år. I sidste del af 2. halvår 2015 var fyldningsgraden relativt konstant i modsætning til andre år, hvor øget behov for gas mod slutningen af kalenderåret medførte nettoudtræk af gas fra lagrene og dermed en faldende fyldningsgrad. Det kan skyldes den milde start på vinteren med temperaturer langt over normalen, som har reduceret efterspørgslen efter gas.

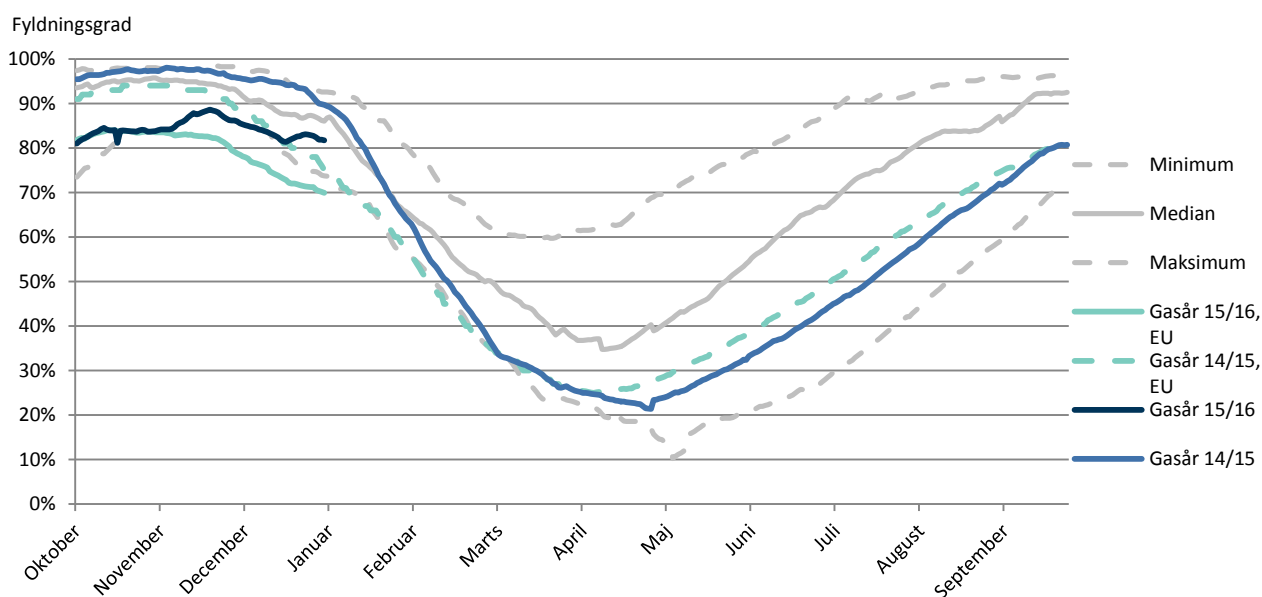
25. I 4. kvartal 2015 var månedsprisen højere end spotprisen 75 pct. af dagene på den danske gasbørs. Dermed var incitamentet til at udtrække gas fra lagrene lavere og aktører udskød udtrækning af gas i håb om kommende koldere vejr og dermed

¹¹ Normalen angiver medianniveauet i fyldningsgraden i gasårene 2006-2015.

¹² Gaspoint Nordic og egne beregninger.

højere gaspriser og gevinst.¹³ Resultatet heraf blev, at forskellen mellem fyldningsgraden i 2015 og normalniveauet blev indsnævret i slutningen af året.

FIGUR 4 | UDVIKLING I DANSK OG EUROPÆISK LAGERFYLDNINGSGRAD



Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet, baseret på data fra Energinet.dk Gaslager, DONG Storage og Gas Infrastructure Europe

Note: Den danske lagerfyldningsgrad (Stenlille og Lille Torup) og den gennemsnitlige europæiske lagerfyldningsgrad. Værdierne *Minimum*, *Maksimum* og *Median* er for gasårene 2006-2014 og henviser kun til danske lagerfyldningsgrader. Et gasår er fra 1. oktober til 30. september det efterfølgende år. Data er opgjort på dagsbasis og opgjort i procent af den maksimale lagerkapacitet.

26. Både i Danmark og resten af Europa kan det usædvanligt milde vejr i 4. kvartal 2015 forklare, at aktører så vidt muligt har udskudt udtræk af gas fra lagrene.

27. Lagrenes primære opgave har tidligere været at sikre forsyningspligten, men den øgede handel på tværs af landegrænser har været med til at ændre lagrenes rolle på markedet. Med færdiggørelsen af kompressor og rørdublering i Ellund kan forsynings sikkerheden i Danmark også komme ved gasimport fra Tyskland, hvorfor en høj fyldningsgrad ikke længere er ligeså nødvendig for at sikre en tilstrækkelig mængde gas. Den øgede fleksibilitet har de seneste år vist sig i et faldende spread på sommer- og vinterkontrakter, hvorfor arbitragemulighederne med lagerprodukter ligeledes er blevet forringede. Dermed kan det typiske sæsonmønster med injektion i sommerhalvåret og udtræk i vinterhalvåret med tiden ventes at blive mere udjævnet. Handel med gas til lagrene kan forventes i højere grad fremover at blive brugt kortsigtet. Aktørerne reagerer på pludselige stigninger og fald på markedet og kan dermed udnytte arbitragemuligheder markeder imellem. Det betyder ligeledes, at mønstret for injektion og udtræk kan blive sværere at forudsige.

¹³ ICIS Heren EGM 2301 (16. januar 2016)

5. GASPOINT NORDIC OG GAS TRANSFER FACILITY

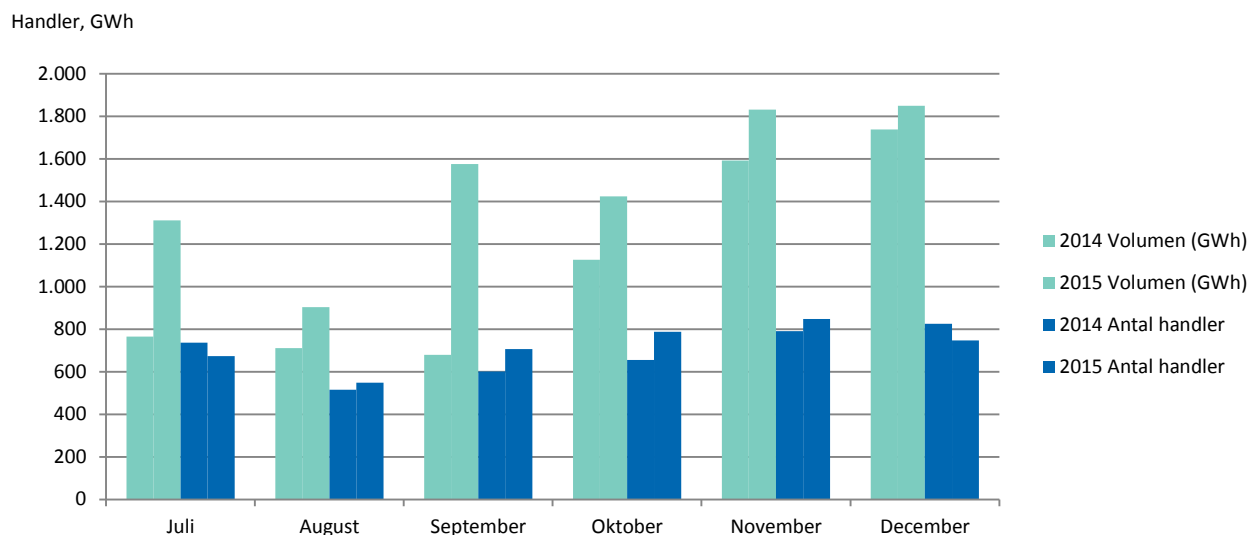
28. I Danmark er der to virtuelle handelsfaciliteter. Den danske gasbørs Gaspoint Nordic (GPN) er en handelsfacilitet etableret i 2008 med levering på Exchange Transfer Facility (ETF). Gas Transfer Facility (GTF) er en facilitet, der muliggør bilateral handel med gas og er leveringspunktet for OTC-kontrakter. GTF drives af Energinet.dk og har eksisteret siden 2008.

29. Det danske marked for naturgas er meget beskedent sammenlignet med nærliggende markeder, og i 2015 udgjorde summen af handlen på GPN og GTF blot 1,8 pct., 1,5 pct. og 0,6 pct. af handlen på de største europæiske gashubs, dvs. Gaspool, NCG og TTF.¹⁴

30. Siden etableringen af GPN i 2008 har andelen af den handlede gas på Gaspoint Nordic i forhold til GTF været stigende. I 2010 udgjorde den handlede volumen på GPN blot knap 12 pct. af den samlede handlede volumen på GTF og GPN. I 2. halvår 2015 udgjorde handlen på GPN 59 pct. af den samlede handel.

31. Den danske gasbørs er pr. 1. januar 2015 ejet af EEX og Energinet.dk, der hver har en ejerandel på 50 pct. Det er i 2015 muligt at handle med fire forskellige produkter på GPN. Within day-produktet er gas, der leveres samme dag som det handles, og day ahead-produktet er gas, der leveres dagen efter handlen er eksekveret. Herudover er der weekend-produktet, der leveres lørdag og søndag, samt et month ahead-produkt, som leveres hver dag i måneden efter købet er foretaget. Der er ingen futures-produkter på den danske gasbørs. På andre nordvesteuropæiske gashubs er det muligt at handle med futures-produkter, hvor leveringen kan ske i helt op til fem år frem i tiden.

¹⁴ Gaspool, NCG, Gasunie NL, Gaspoint Nordic og egne beregninger.

FIGUR 5 | **ANTAL HANDLER OG HANDLEDE VOLUMEN PÅ GASPOINT NORDIC, 2014 – 2015**

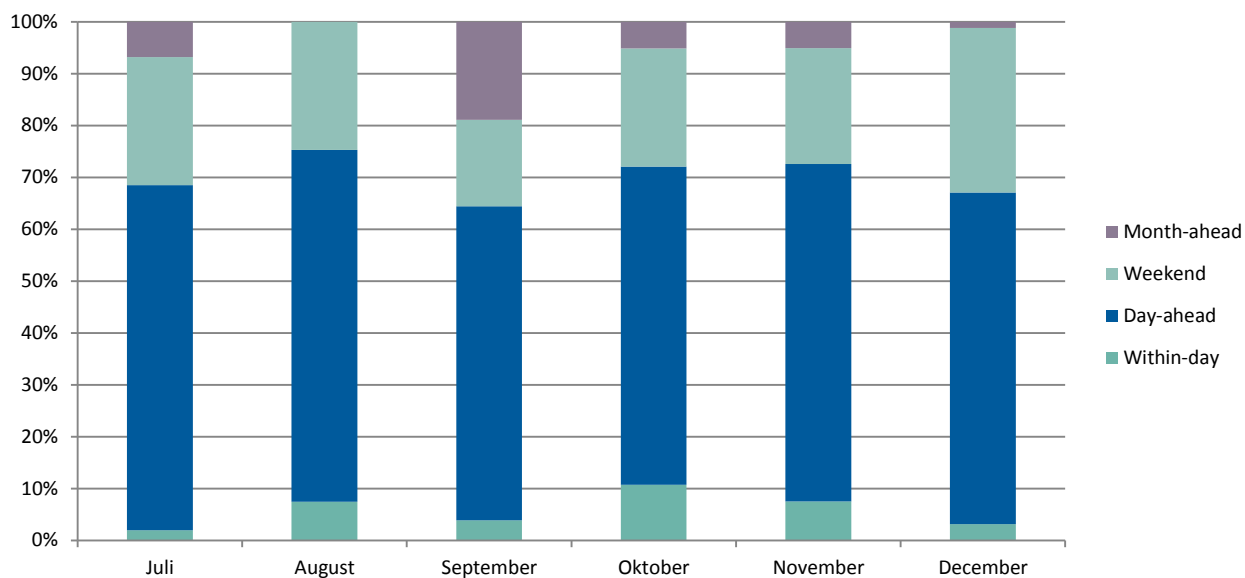
Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet, baseret på data fra Gaspoint Nordic

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

32. I 2. halvår 2015 blev der handlet 8.895 GWh på GPN fordelt på i alt 4.310 handler. Der var flest handler i de sidste tre måneder, og handlet volumen var ligeledes højest i november og december, jf. figur 5.

33. Den handlede volumen i 2. halvår 2015 er højere for alle måneder sammenlignet med 2014, jf. figur 5. I september måned var den handlede volumen mere end fordoblet i forhold til 2014, mens antallet af handler kun var steget svagt. Sammenlignet med 2014 har der været en højere handlet volumen pr. handel i alle måneder i 2015.

34. Handlen på den danske gasbørs GPN har været markant stigende de seneste år. I 2015 blev der handlet godt 17.000 GWh, hvilket er en stigning på 67 pct. i forhold til 2014 og mere end en firdobling sammenlignet med 2010.

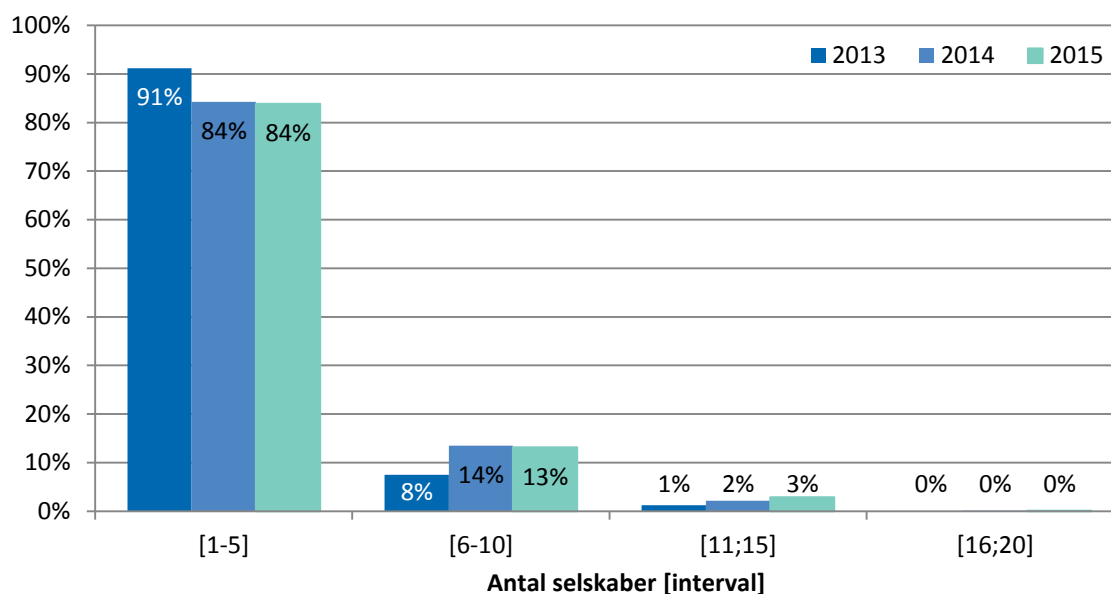
FIGUR 6 | **HANDLET VOLUMEN FORDELT PÅ PRODUKT, 2. HALVÅR 2015**

Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet, baseret på data fra Gaspoint Nordic

Note: Udviklingen i handlet volumen allokeret på produkt. Data er opgjort på månedsbasis. *Month-ahead*: Gas til levering den efterfølgende måned. *Weekend*: Gas til levering lørdag og søndag. *Day-ahead*: Gas til levering næste dag. Kan handles op til tre dage inden levering. *Within-day*: Gas til levering samme dag som kontrakten indgås.

35. Der handles fortsat mest day-ahead på GPN, både hvad angår antallet af handler og i den handlede volumen, jf. figur 6. I 2. halvår 2015 var knap 88 pct. af den handlede volumen day-ahead og weekend. Handlet volumen med within-day og månedsproduktet er begrænset og dækker hhv. 5,7 og 6,5 pct. af den samlede handlede volumen.

FIGUR 7 | FORDELING AF MARKEDSANDELE PÅ ETF OG GTF (SALGSSIDEN), 2013 – 2015



Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet, baseret på data fra Gaspoint Nordic og GTF.

Note: Akkumulerede markedsandele for aktører på Gaspoint Nordic og GTF. Intervallerne er udarbejdet således, at intervallet [1-5] består af de fem mest handlende aktører og herefter.

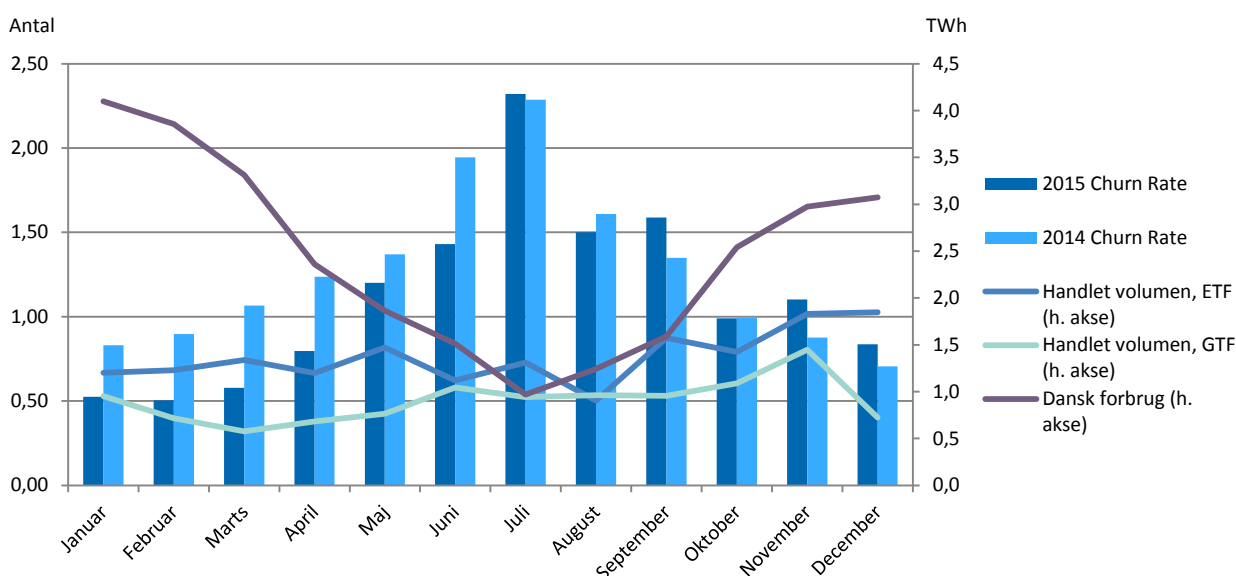
36. De fem aktører med størst markedsandel står i 2015 for knap 84 pct. af salget på ETF og GTF, mens dette tal var 91 pct. i 2013. De næste fem aktører på markedet har i 2015 13 pct. af salget, hvilket er en stigning i forhold til deres markedsandel i 2013, hvor andelen var på 8 pct.

37. Det danske engrosmarked for gas er jf. figur 7 præget af få aktører med relativt høje markedsandele. Siden den danske gasbørs åbnede i 2008 har det været lettere for aktører at indtræde på markedet, men det fortsat få aktører, der står for størstedelen af handlen på GPN.

38. Herfindahl-Hirschmann indeks (HHI) er et mål for konkurrencen på markedet. HHI-indekset beskriver markedsconcentrationen i forhold til aktørers markedsandele¹⁵. De seneste år har HHI-indekset for ETF og GTF været faldende. Der er som en generel regel en høj markedsconcentration, når HHI overstiger 1.800. I 2015 var HHI-indekset for købte og solgte handler på GPN og GTF 1.250.

¹⁵ HHI-indekset er summen over kvadrerede markedsandele for aktørerne på markedet. HHI-indekset kan dermed variere i intervallet [0;10.000], hvor 10.000 angiver monopol på markedet og 0 angiver fuldkommen konkurrence.

FIGUR 8 | UDVIKLING I HANDELEDE VOLUMEN OG CHURN RATE (FORBRUG) PÅ DE DANSKE GASHUBS (ETF OG GTF), 2015



Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet, baseret på data fra Gaspoint Nordic og Energinet.dk

Note: Udvikling i handlet volumen og churn rate (forbrug), der beskriver antallet af gange, som gasforbruget i hubbens omkringliggende transmissionssystem handles mellem aktørerne på hubben. ETF (Exchange Transfer Facility) er leveringspunkt for alle handler på Gaspoint Nordic. GTF (Gas Transfer Facility) er leveringspunkt for alle OTC-handler.

39. Churn rate er et mål for, hvor mange gange naturgassen er blevet handlet, inden den bliver brugt. En højere churn rate betragtes som udtryk for en højere likviditet på markedet¹⁶. Generelt er der en relativ lav churn rate på det danske marked, og i 2. halvår 2015 lå den mellem 0,8 og 2,3. Churn rate er højst om sommeren, hvor forbruget også er lavest, og sammenlignet med 2. halvår 2014 er den lidt højere i alle måneder i 2. halvår 2015 bortset fra august måned.

40. Det ses i figur 8, at churn rate er lidt højere de fleste måneder i 2. halvår 2015 sammenlignet med 2. halvår 2014. Denne udvikling kan forklares af en stigning i den handlede volumen i 2. halvår 2015, hvor forbruget har været relativt konstant.

41. Den samlede handel på GTF og ETF var i 2015 på godt 28.000 GWh. Til trods for en markant stigning i handlet volumen på ETF, er den samlede handel på GTF og ETF i 2015 faldet med 15 pct. sammenlignet med 2014, hvilket skyldes en halvering af den handlede volumen på GTF fra 2014 til 2015.

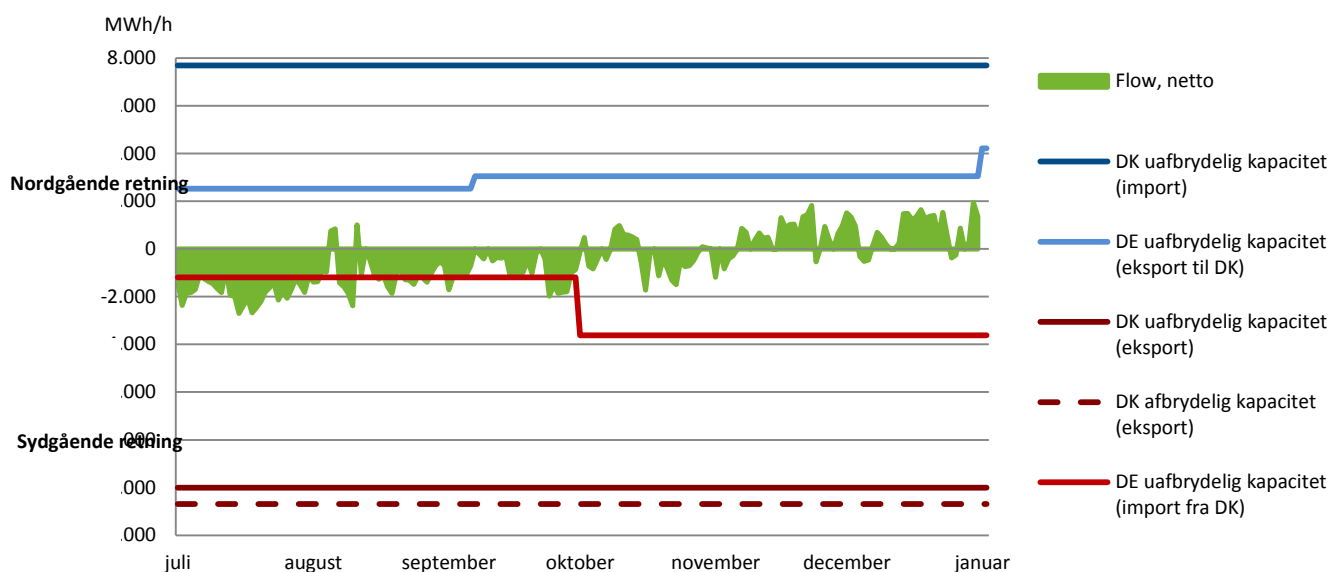
¹⁶ Churn rate kan defineres enten i forhold til forbrug eller i forhold til levering af gas i exitzonen (throughput). Her beregnes den handlede mængde naturgas i forhold til det danske forbrug og er derfor større eller lig 0.

6. ELLUND

42. Kapaciteten til at importere gas fra Tyskland ved entry-punktet Ellund blev i 2013 udbygget på den danske side af grænsen. Eksportkapaciteten på den tyske side af grænsen er efterfølgende blevet øget fra 2.525 MWh til 3.045 MWh i timen. Fra 1. januar 2016 blev udbygningen af forbindelsen mellem Tyskland og Danmark færdiggjort, så det er muligt at transportere 4.215 MWh i time til Danmark på uafbrydelige vilkår.¹⁷

43. Den uafbrydelige kapacitet på den danske side af Ellund i sydgående retning mod Tyskland er på 10.000 MWh i timen på uafbrydelige vilkår og yderligere 684 MWh i timen på afbrydelige vilkår efter en udbygning 1. februar 2015. Den tyske transmissionskapacitet (tysk Ellund entry) kunne frem til 1. oktober 2015 modtage 1.191 MWh i timen på uafbrydelige vilkår, og herefter modtage 3.622 MWh i timen. Foruden denne uafbrydelige kapacitet, sælges der ”uendelig” afbrydelig kapacitet. Ved uafbrydelige vilkår er transportkunden sikker på at få sin gasleverance. Transportkunder med en kapacitetsaftale på afbrydelige vilkår er ikke sikre på at få leveret gas.

FIGUR 9 | FLOW I ELLUND, 2. HALVÅR 2015



Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet, baseret på data fra Energinet.dk og ENTSOG

Note: Viser nettoflow i entry/exitpunktet Ellund mellem Danmark og Tyskland, samt maksimale kapaciteter (afbrydelig og uafbrydelig) på både dansk og tysk side. Positive værdier er import og negative værdier er eksport.

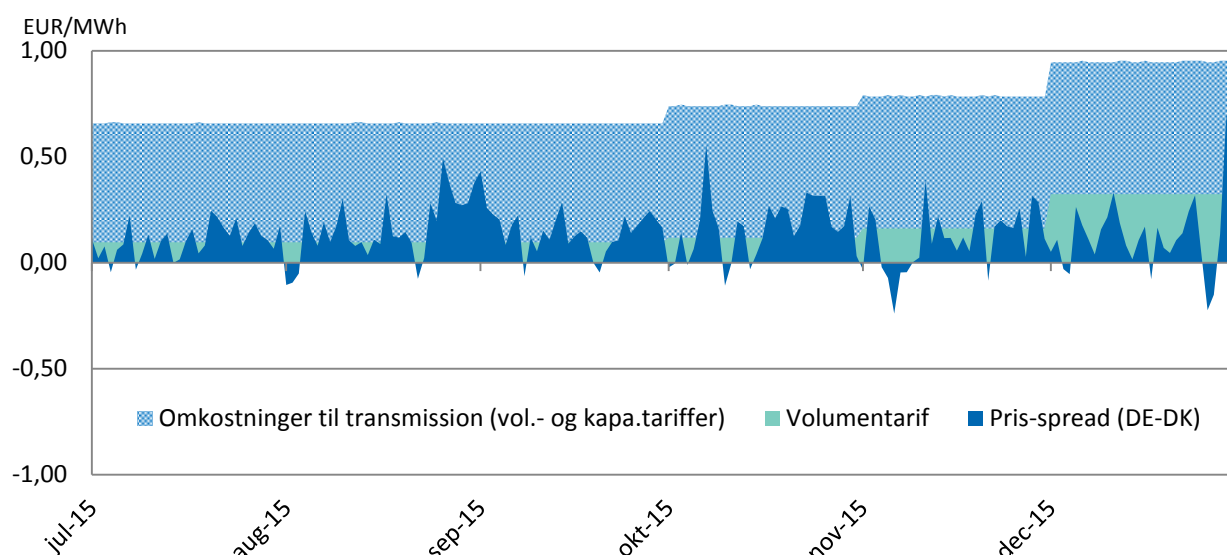
¹⁷ Energinet.dk ”Redegørelse for gasforsyningssikkerhed 2015” og Gasunie Deutschland Transparency Platform

44. I 2. halvår 2015 har flowet de fleste dage været sydgående. 63 pct. af dagene har der været nettoeksport af gas fra Danmark til Tyskland, jf. tabel 1. I 4. kvartal var flowet dog primært nordgående. Fra oktober til december var der flow fra Tyskland til Danmark 58 pct. af dagene.

45. Flowet fra Tyskland til Danmark har i 2. halvår 2015 jf. figur 9 ikke oversteget den uafbrydelige kapacitet i Tyskland. Der har dermed ikke været risiko for kommercielle afbrud i 2. halvår 2015 på den danske side af grænsen.

46. I den modsatte retning fra Danmark til Tyskland oversteg flowet den uafbrydelige kapacitet på tysk side 28 pct. af dagene i 2. halvår 2015. Dermed har naturgasen været transporteret på afbrydelige vilkår med øget risiko for afbrud i Tyskland.

FIGUR 10 | **PRISSPREAD OG OMKOSTNINGER VED EKSPORT I ELLUND, 2. HALVÅR 2015**



Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet, baseret på data fra Gaspoint Nordic, Gaspool, Gasunie og Energinet.dk.

Note: Figuren viser de tidspunkter, hvor der potentielt kunne opnås en gevinst ved at eksportere gas til det tyske gasmarked (NCG eller GUD). Figuren viser forskellen mellem priserne på den danske gasbørs og de tyske gashubs. En positiv pris indikerer, at den tyske gaspris er højere end den danske. De dage, hvor der forventes at være gevinst ved eksport, er de dage, hvor pris-spread overstiger omkostningerne. Den tyske pris er den højeste pris fra de to gashubs, NCG og GUD, når omkostningen til transport til det enkelte handelsområde er fratrullet. Omkostninger til transmission indeholder exitkapacitet i dansk Ellund, entrykapacitet i tysk Ellund (der afhænger af handelsområde) samt en volumenbetaling i dansk Ellund exit for transporteret volumen. Der antages dagskapacitet.

47. De seneste år er rørene omkring Ellund Entry-punktet blevet udbygget både på den tyske og den danske side, hvilket har mindsket risikoen for afbrud i Ellund. Siden maj 2013 har der ikke været nogen kommercielle afbrud i Ellund Entry.

48. I 2. halvår 2015 var der heller ingen fysiske afbrud i Ellund. Tidligere har afbrud forårsaget store prisforskelle mellem Danmark og de nærliggende markeder. I

2. halvår 2015 var prisforskellene mellem den danske spotpris og de tyske spotpriser relativt lave jf. figur 10, hvilket indikerer en forbedret markedsintegration¹⁸.

49. I Sekretariatet for Energitilsynets analyse af konkurrencen på det danske engrosmarked for naturgas fra 2015, sammenholdes omkostningerne ved at transportere gas over grænsen til Tyskland med prisforskellene på det danske og tyske marked. Her blev det konkluderet, at der har været flowet gas imod prissignalerne i størstedelen af perioden 1. januar 2012 til 30. juni 2015.

50. Når et selskab transporterer gas fra Danmark til Tyskland, skal der betales en kapacitetstarif for at få gassen ud af Danmark og en kapacitetstarif for at få gassen ind i det tyske system. Kapacitetstariffen betales for den mængde gas, selskabet forventer at transportere. Herudover betales der en volumentarif for den mængde gas, der faktisk transporteres ud af Danmark. Det kan antages, at selskaber med længere aftaler på reserveret kapacitet anser kapacitetstariffen som "sunk cost" og derfor kun medregner volumentariffen, når der træffes beslutninger om der skal eksporteres eller ej.

51. I figur 10 vises volumentariffen som det turkise felt, mens den samlede omkostning til transmission angives af det blå skraverede felt. Hvis kapacitetstariffen medtages som en omkostning og ikke anses den som "sunk cost", var der ingen dage i 2. halvår 2015, hvor prisforskellen mellem Danmark og Tyskland var stor nok til at der kunne opnås en gevinst ved eksport jf. figur 10.

TABEL 1 | ANDEL AF DAGE MED NETTOEKSPORT UDEN MULIG GEVINST, 2014-2015

	Nettoeksport	Nettoeksport uden mulighed for gevinst volumentarif	Nettoeksport uden mulighed for gevinst volumen- og kapacitetstarif
2014	71 pct.	49 pct.	68 pct.
1. halvår 2015	98 pct.	75 pct.	97 pct.
2. halvår 2015	63 pct.	23 pct.	63 pct.

Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet, baseret på data fra Gaspoint Nordic, Gaspool, Gasunie og Energinet.dk

Note: Hver celle skal læses som andel af perioden, der er mulighed for at opnå gevinst, og der samtidig har været nettoflow i den respektive retning. Rækker og kolonner i tabellen summerer ikke til 100 pct., da kolonnerne viser forskellige scenarier.

52. I 2. halvår 2015 var der nettoeksport uden mulighed for eksportgevinst 23 pct. af dagene, hvilket er et fald i forhold 1. halvår 2015 og 2014 jf. tabel 1. Prisforskellen mellem den tyske og danske pris oversteg på intet tidspunkt i 2. halvår 2015 de samlede omkostninger ved at eksportere gas til Tyskland jf. figur 10. Der var derfor ingen af dagene med faktisk nettoeksport, hvor der var mulighed for eksportgevinst, når kapacitetstariffen medregnes.

¹⁸ Se eventuelt historisk pris-spread figur A2 i appendiks.

7. TO PRISREGIMER

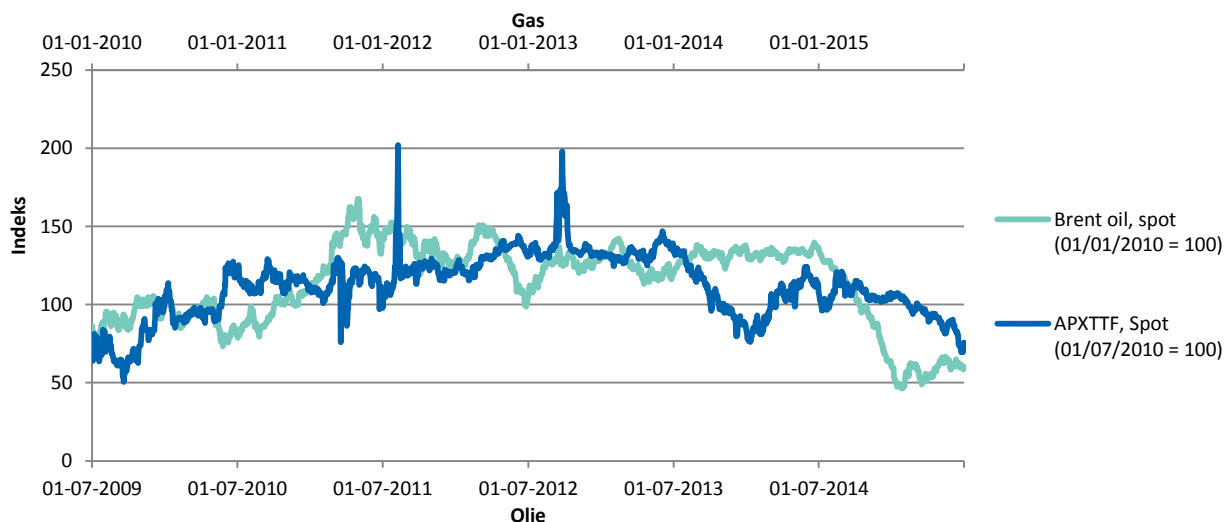
53. Gasprisen fastsættes enten ved handel på en gasbørs eller igennem bilaterale kontrakter, som fx kan følge et olieindeks eller et naturgasindeks. Er gasprisen prissat efter et olieindeks, bestemmes prisen af olieprisen og eksogene faktorer på oliemarkedet. Følger gasprisen en markedsbaseret prisdannelse, vil prisen bestemmes af udbud og efterspørgsel af naturgas på gashubs.

54. Markedsprisen på gas har tidligere fulgt prisen på olie tæt med ca. 6-9 måneders forsinkelse, jf. figur 11, hvor gasprisen sammenlignes med olieprisen 6 måneder tidligere. Denne forsinkelse skyldes, at prisindekseringen i kontrakterne typisk sker med 6-9 måneders forsinkelse.

55. I takt med den øgede likviditet på de nordvesteuropæiske gashubs har tendensen ændret sig, og de seneste år har markedspriserne på gas bevæget sig mere uafhængigt af udviklingen på oliemarkedet. I 2005 blev 72 pct. af gassen i Nordvesteuropa handlet ved olieindekserede kontrakter, mens 27 pct. blev handlet på gashubs eller ved gasindekserede kontrakter. Dette forhold har ændret sig og i 2014 blev 88 pct. handlet over gashubs eller ved gasindekserede kontrakter.¹⁹

56. Det var forventet, at faldet i olieprisen i 2. halvår 2014 ville få effekt på gaspriserne i løbet af 2. kvartal 2015. Jf. figur 11 ses det, at gasprisen først var faldende fra 3. kvartal 2015, men i svagere grad end faldet i olieprisen i 2. halvår 2014.

FIGUR 11 | UDVIKLING I OLIE- OG GASPRISEN I NORDVESTEUROPA



Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet, baseret på data fra Gaspool, EIA og ECB

Note: Olie- og gasprisen sammenlignes med 6 mdr. lag. Markedsprisen på naturgas repræsenteres af spotprisen på TTF, som er den mest likvide gashub i Europa. Brent-olien er den mest handlede olie, hvorfor prisen herpå repræsenterer den mest likvide oliepris.

¹⁹ International Gas Union, "Wholesale Gas Price Survey - 2015 Edition", 2015

8. ORDLISTE

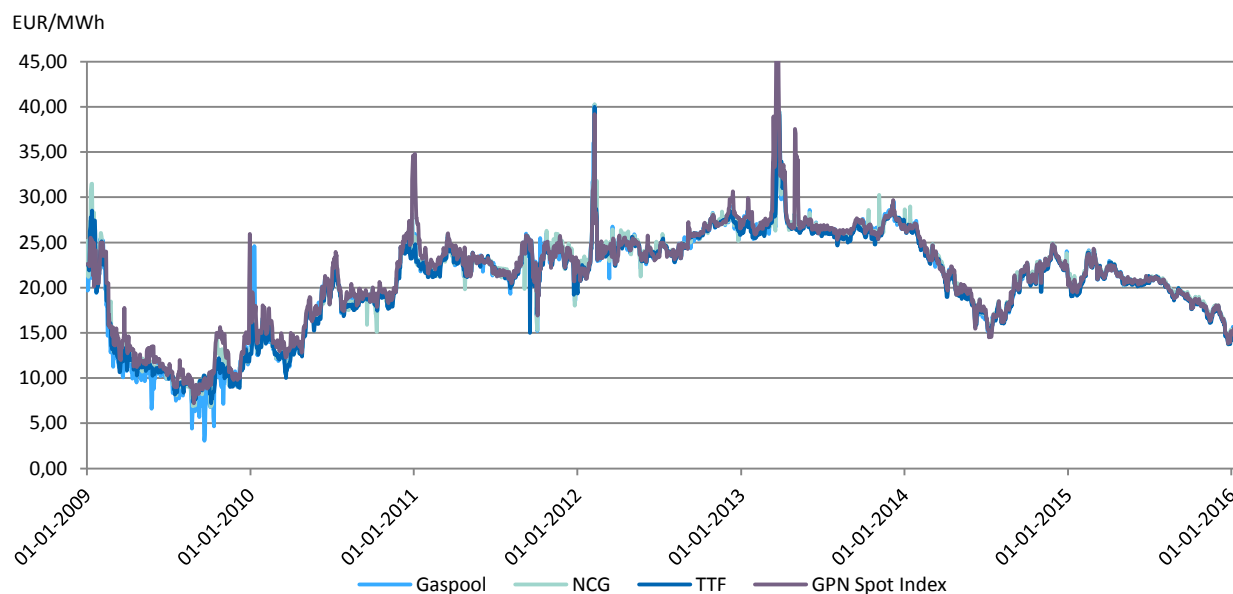
TABEL 2 | ORDLISTE

Begreb	Forklaring
Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER)	Agentur for EU's regulatorer af energimarkeder. ACER arbejder for at implementere netværkskoder og derigennem harmonisere de europæiske energimarkeder og øge markedsintegrationen.
Churn rate (forbrug)	Churn rate (forbrug) beskriver antallet af gangen som gasforbruget i hubbens omkringliggende transmissionssystem handles mellem aktørerne på hubben. Værdien skal som minimum være over 0
Churn rate (physical throughput)	Churn rate (physical throughput) beskriver antallet af gange som den samme mængde fysisk gas handles mellem aktørerne på hubben. Physical throughput benævnes også <i>physical volumen</i> . Værdien skal som minimum være lig 1
Day-ahead	Produkt med levering af gas næste dag. Produktet kan handles flere dage frem
Ellund	Grænsepunkt, der adskiller det tyske og det danske gastransmissionssystem
Ellund Entry	Entrypunkt, hvor naturgassen kan transporteres ind i Danmark fra Tyskland. Begrebet <i>Tysk Ellund Entry</i> anvendes som betegnelse for punktet, hvor naturgassen kan transporteres ind i Tyskland fra Danmark.
Ellund Exit	Exitpunkt, hvor naturgassen kan transporteres fra Danmark til Tyskland. Begrebet <i>Tysk Ellund Exit</i> anvendes som betegnelse for punktet, hvor naturgassen kan transporteres fra Tyskland til Danmark.
European Energy Exchange (EEX)	Tysk gasbørs hvor gas handles til levering i GASPOOL (GPL) eller NetConnect Germany (NCG)
Exchange Transfer Facility (ETF)	En virtuel gashub i Danmark, hvor gas handlet på den danske gasbørs Gaspoint Nordic leveres
Flaskehals	Fænomen, som opstår, når kapaciteten i transmissionssystemet begrænser udbuddet i forhold til efterspørgslen. Ved en flaskehals er der således risiko for afbrud
Fyldningsgrad	Den procentvise andel af gaslagerkapaciteten benyttet
Fysisk gashub	En fysisk gashub består af et punkt i transmissionssystemet, hvortil gassen leveres og hentes fra. I Nordvesteuropa eksisterer kun Zeebrugge Beach i Belgien. Se også "Virtuel gashub"
Gas Transfer Facility (GTF)	En virtuel gashub i Danmark hvor gas handlet på OTC-kontrakter leveres
Gashub	En gashub er et punkt eller et område, hvor handel med gas faciliteres af en (hub)operatør
Gaslager	Et underjordisk lager til lagring af gas. I Danmark findes to gaslagre: LI. Thorup i Jylland og Stenlille på Sjælland
Gaspoint Nordic (GPN)	Den danske gasbørs
Gaspool	En virtuel gashub i det nordlige Tyskland
Gasår	Er det tidsrum, som begynder den 1. oktober kl. 06:00 i et år og slutter den 1. oktober kl. 06:00 i det efterfølgende år. Gasår 2013 går eksempelvis fra 1. oktober 2013 til 1. oktober 2014.
ICE-ENDEX	Gasbørs hvor spotmarkedsprodukter handles i relation til det britiske, nederlandske og belgiske gasmarked. Herudover handles derivater i relation til det nederlandske og det tyske marked
Lagerår	Er det tidsrum, som begynder den 1. maj kl. 06.00 i et år og slutter den 1. maj kl. 06:00 i det efterfølgende år
Lille Torup gaslager	Underjordisk gaslager beliggende i Jylland og ejet af Energinet.dk. Gassen lagres i syv store hulrum, benævnt kaverner, der er udskyllet i en salthorst
Liquefied Natural Gas (LNG)	Flydende naturgas: gassen nedkøles til -161 grader og bliver ved denne temperatur flydende, hvor volumen mindskes ned til 1/600 i forhold til tilstandsformen gas. LNG transporteres på skibe og kan derfor bidrage til at øge udbuddet, hvor der er behov for gas.

Begreb	Forklaring
Month-ahead	Produkt med levering af gas alle dage i næste måned
NetConnect Germany (NCG)	En virtuel gashub i det sydlige Tyskland
Over-the-counter kontrakt (OTC)	Bilateral og ofte standardiseret aftale (kan også indgås via mægler) som bliver aftalt direkte mellem to parter uden opsyn af børns. Vil indeholde en vis modpartsrisiko, da kontrakten først afregnes ved udløb – modsat indgåelse af børskontrakter
Spotpris	Pris på produkt til levering kort tid efter aftalens indgåelse – særligt within-day og day-ahead, som handles på gasbørsen
Stenlille gaslager	Underjordisk gaslager beliggende på Sjælland og ejet af Energinet.dk. Gassen lagres i sandstenslag
Title Transfer Facility (TTF)	En virtuel gashub i Nederlandene
Transportkunde	En kommerciel aktør, typisk en gasleverandør, der varetager engrostransport af gas i transmissionssystemet
Virtuel gashub	En virtuel gashub består af et afgrænset Entry-exit system, hvor gassen transporteres ind via Entry-punkter og ud via Exit-punkter. I Nordvesteuropa er hovedparten af de eksisterende gashubs virtuelle. Se også "Fysisk gashub".
Weekend	Produkt med levering af gas lørdag eller søndag
Within-day	Produkt med levering af gas samme dag som kontrakten indgås

9. APPENDIKS

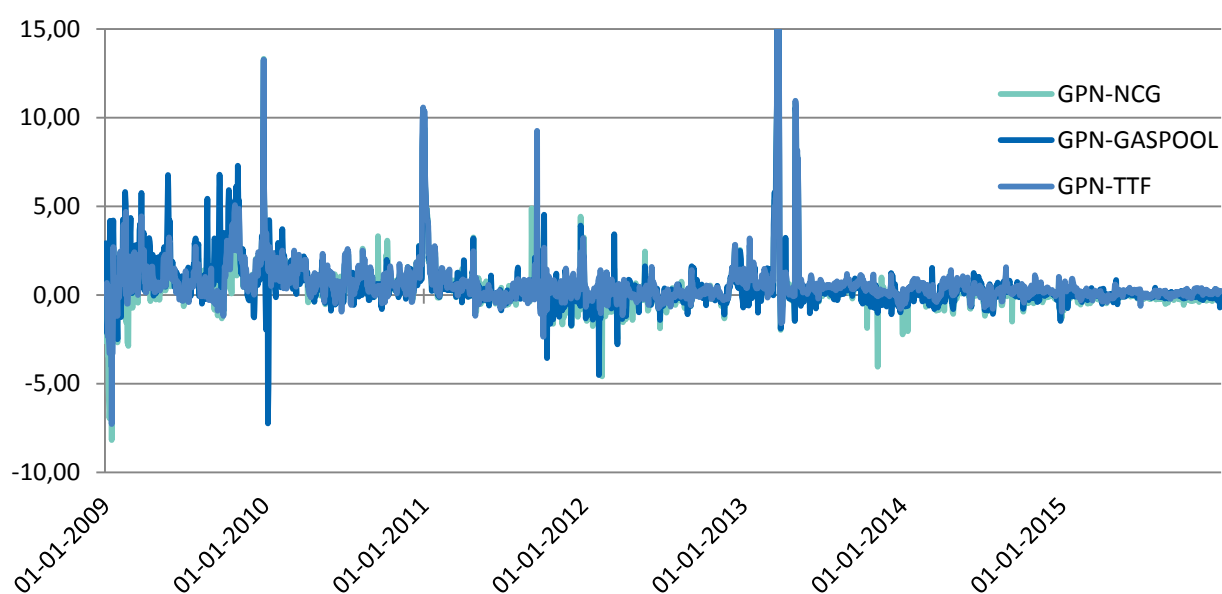
FIGUR A1 | PRISUDVIKLING I DAY-AHEAD MARKEDET, 2009-2015



Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet, baseret på data fra Gaspoint Nordic og Gaspool.

Note: D. 22. marts 2013 kom prisen på GPN Spot Index op på 78,64 EUR/MWh.

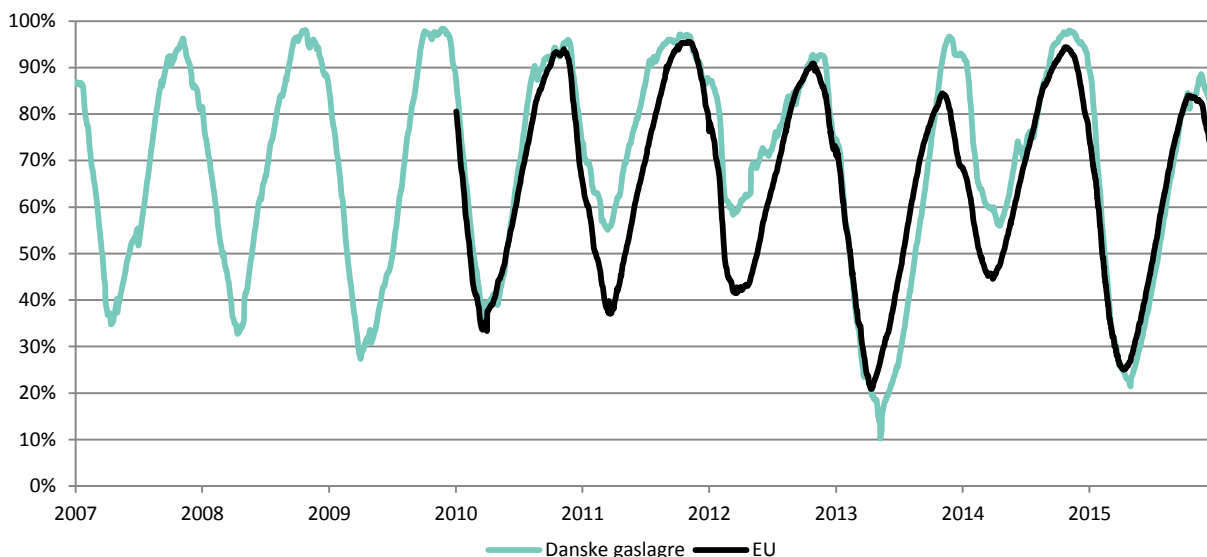
FIGUR A2 | PRIS-SPREAD MELLEM GPN OG HHV. NCG, GASPOOL OG TTF, 2009-2015



Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet, baseret på data fra Gaspoint Nordic og Gaspool.

FIGUR A3 | UDVIKLING I DANSK OG EUROPÆISK LAGERFYLDNINGSGRAD, GASÅRENE 2006 - 2015

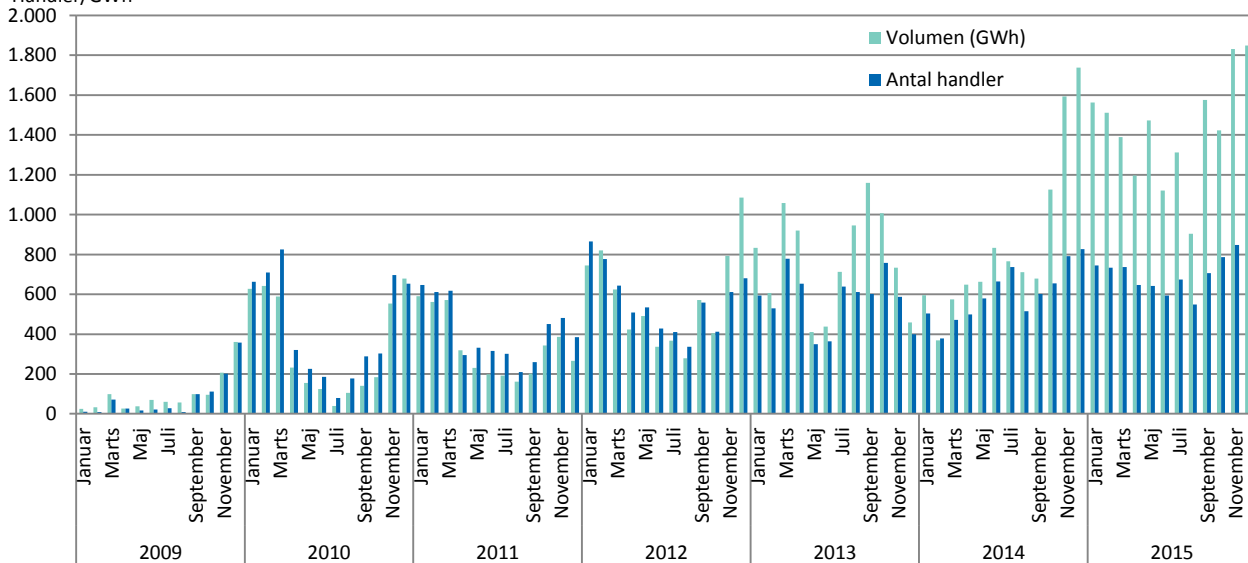
Fyldningsgrad



Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet, baseret på data fra Energinet.dk Gaslager, DONG Storage og Gas Infrastructure Europe

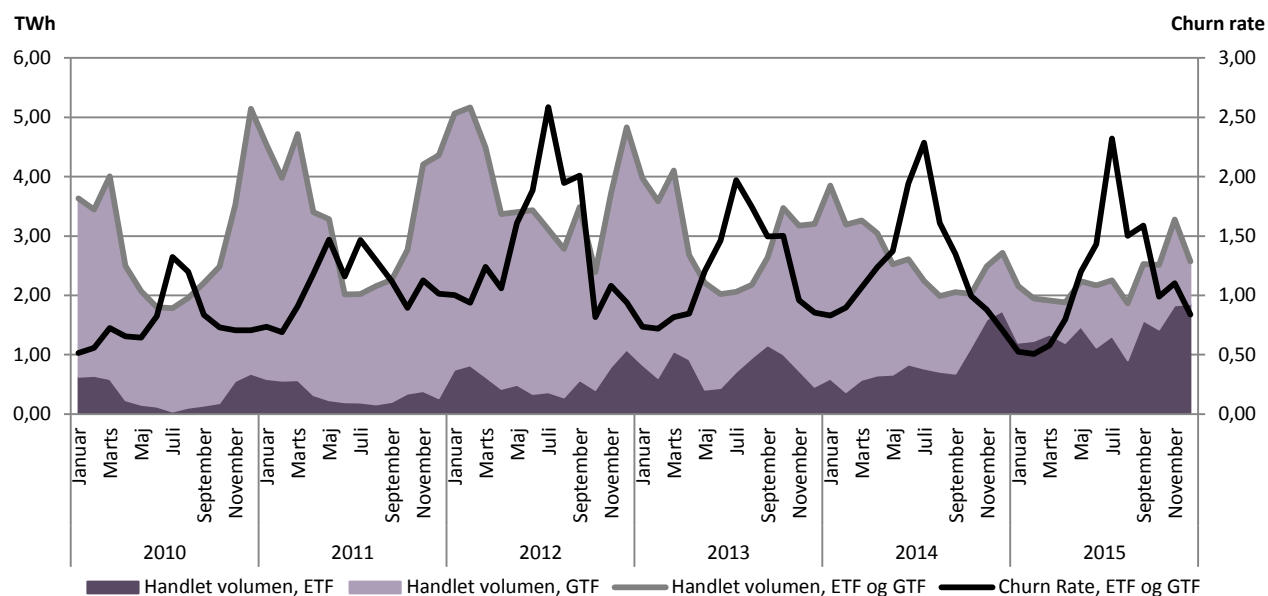
FIGUR A4 | ANTAL HANDLER OG HANDLEDE VOLUMEN PÅ GASPOINT NORDIC, 2009-2015

Handler/GWh



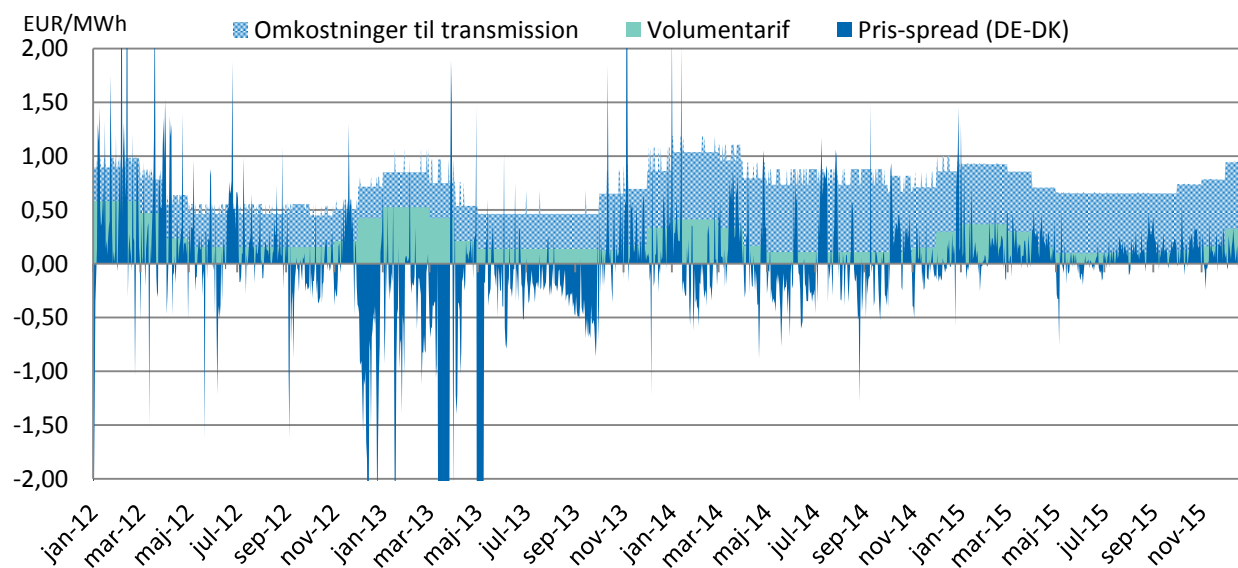
Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet, baseret på data fra Gaspoint Nordic

FIGUR A5 | CHURN RATE PÅ ETF OG GTF, 2010 – 1. HALVÅR 2015



Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet, baseret på data fra Gaspoint Nordic og Energinet.dk

FIGUR A6 | PRIS-SPREAD I FORHOLD TIL EKSPORTOMKOSTNINGER, 2012-2015



Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet, baseret på data fra Gaspoint Nordic, Gaspool, Gasunie og Energinet.dk