



ENERGITILSYNET



HALVÅRSRAPPORT – 2. HALVÅR 2017

OVERVÅGNING AF DET DANSKE ENGROSMARKED FOR NATUR- GAS

INDHOLD

RESUMÉ	3
1. DAY AHEAD- PRISUDVIKLING	4
2. GASPOINT NORDIC OG GAS TRANSFER FACILITY	7
3. PRODUKTION, FORBRUG OG EKSPORT	11
4. ELLUND.....	14
5. LAGER.....	17
ORDLISTE	19
BILAG	21

Forsidebilleder

Billederne af Nybro gasbehandlingsanlæg og Siri-plattformen er lånt af Ørsted.
Billedet af Stenlille gaslager er lånt af Energinet.

RESUMÉ

Priserne på de nordvesteuropæiske gashubs har været relativt høje i 2. halvår 2017 sammenlignet med 2016. Den gennemsnitlige spotpris på Gaspoint Nordic var 16,68 EUR/MWh, hvilket er 16 pct. højere end i samme periode i 2016. De høje gaspriser kan bl.a. formentlig tilskrives større efterspørgsel efter gas i Europa og begrænsninger i den norske produktion og forsyning af gas. Spotprisen på Gaspoint Nordic lå under de tyske spotpriser samtlige dage i 2. halvår 2017, og den lå under den nederlandske spotpris (TTF) 95 pct. af dagene. De nordvesteuropæiske gaspriser nåede op omkring 22 EUR/MWh den 13. december 2017 som følge af en eksplosion ved det østrigske gasanlæg Baumgarten. Dette førte kortvarigt til volatile gaspriser på alle europæiske markeder, men i Nordvesteuropa stabiliserede gaspriserne sig relativt hurtigt.

Handlen på den danske gasbørs Gaspoint Nordic har generelt været stigende siden 2014, men det seneste år har der været en faldende tendens i den handlede volumen. Der blev handlet 11 TWh i 2. halvår 2017, hvilket er et faldt på 3 pct. i forhold til 2016. Day-ahead produktet er fortsat det mest handlede og udgjorde 74 pct. af den handlede volumen.

Den samlede produktion af naturgas i den danske del af Nordsøen udgjorde 2.384 mio. Nm³ i 2. halvår 2017, hvilket er en stigning på ca. 9 pct. i forhold til 2. halvår 2016. Produktionen af gas i Danmark har ellers været faldende siden 2006, men de seneste to år har været en undtagelse. Det danske forbrug var 972 mio. Nm³ i 2. halvår 2017 og er dermed faldet med 13 pct. i forhold til samme halvår i 2016. Eksporten til Nederlandene har været stor i 2. halvår 2017, og den samlede eksport var i 2017 ca. dobbelt så stor som den årlige eksport i de seneste år.

DONG Energy (nu Ørsted) og Mærsk meddelte begge i løbet af 2017, at selskabernes olie- og gasaktiviteter frasælges. Salget af DONG Energys olie- og gasorganisation til kemikalieproducenten INEOS blev gennemført i september 2017 efter godkendelse af Energistyrelsen. Salget af Mærskes olie- og gasorganisation til det franske energiselskab Total blev gennemført den 8. marts 2018 efter godkendelse af Energistyrelsen. Total overtager Mærskes forpligtelser og viderefører eksisterende udviklingsplanerne for Tyra-plattformen.

Danmark var nettoeksportør til Tyskland 62 pct. af dagene i 2. halvår 2017. Hovedparten af disse dage var der mulighed for eksportgevinst, da de tyske spotpriser var højere end de danske, og da prisforskellen var større end transportomkostningerne opgjort som volumentarif. Dette tyder på, at flowet mellem det danske og tyske gasmarked i højere grad er i overensstemmelse med prissignalerne end tidligere.

Fyldningsgraden i de danske gaslagre var 44 pct. i juli og endte på 82 pct. i december 2017. Fyldningsgraden har ligget under det typiske niveau i sensommeren, men nåede 97 pct. i november 2017. Fyldningsgraden i EU lå over fyldningsgraden for Danmark frem til slutningen af juli, hvorefter den lå under fyldningsgraden for de ganske gaslagre i resten af halvåret og sluttede på 65 pct.

1. DAY AHEAD- PRISUDVIKLING

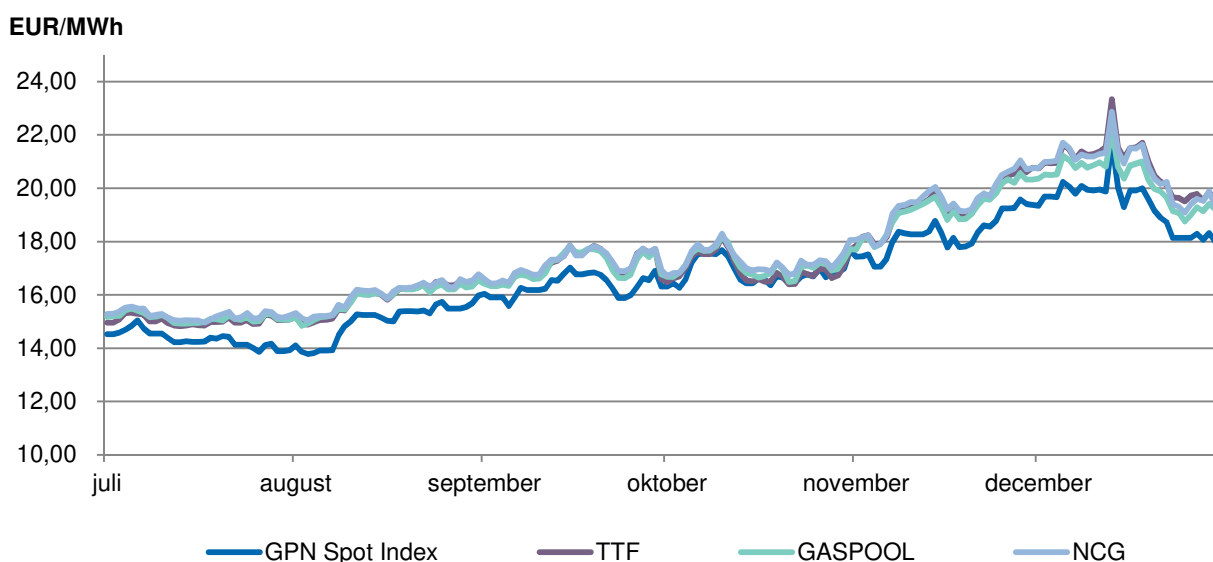
Priser på det danske, tyske og nederlandske gasmarked

I Danmark offentliggør den danske gasbørs Gaspoint Nordic (ejes og drives af Powernext) dagligt priser og handlet volumen. For hver leveringsdag beregnes en referencepris (GPN Spot Index¹) som et vægtet gennemsnit af handler den forudgående handelsdag med levering den pågældende leveringsdag.

EEX beregner ligeledes dagligt en referencepris for hver leveringsdag for områderne TTF i Nederlandene samt Gaspool og NCG i Tyskland. Referencepriserne for TTF, Gaspool og NCG er ligeledes baseret på handler indgået den forudgående handelsdag.

Spotprisen på den danske gasbørs Gaspoint Nordic har i gennemsnit været 16,68 EUR/MWh i 2. halvår 2017, jf. figur 1. Til sammenligning var den gennemsnitlige spotpris 17,52 EUR/MWh på den nederlandske gashub TTF, og spotpriserne på de tyske gashubs Gaspool og NCG var hhv. 17,43 og 17,63 EUR/MWh. Spotprisen på Gaspoint Nordic var dermed den laveste gennemsnitlige pris i 2. halvår 2017 sammenlignet med TTF, Gaspool og NCG.

FIGUR 1 | DAY-AHEAD PRISER I DANMARK, TYSKLAND OG NEDERLANDENE, 2. HALVÅR 2017



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

Note: GPN Gaspoint Nordic, TTF Title Transfer Facility, NCG NetConnect Germany. GPN er den danske gasbørs. TTF er en hollandsk gashub. NCG og Gaspool er tyske gashubs. Priserne for TTF, Gaspool og NCG er en referencepris beregnet af EEX.

¹ Fra den 5. september 2017 vil Gaspoint Nordic Spot Index (GPN Spot Index) blive erstattet af European Gas Spot Index (EGSI). GPN Spot Index publiceres parallelt med EGSI frem til 31. december 2017, hvorefter kun EGSI publiceres.

Den gennemsnitlige spotpris på Gaspoint Nordic i 2. halvår 2017 var 16 pct. højere end i samme halvår i 2016. GPN Spot Index startede på 14,53 EUR/MWh og sluttede halvåret på 18,00 EUR/MWh. GPN Spot Index nåede imidlertid op på 21,78 EUR/MWh i midten af december og ned på 13,77 EUR/MWh i starten af august.

Spotpriserne på gas var relativt konstante i juli 2017, hvor prisen var omkring 15 EUR/MWh for alle fire gashubs. Derefter steg priserne støt frem til midten af december til et niveau på ca. 21 EUR/MWh, jf. figur 1. Prisen nåede imidlertid op på 21,78 EUR/MWh den 13. december 2017 som følge af en eksplosion ved det østrigske gasanlæg Baumgarten den 12. december. Eksplosionen førte til volatile gaspriser på alle europæiske markeder, men i Nordvesteuropa stabiliserede gaspriserne sig relativt hurtigt. Gaspriserne i Nordvesteuropa var i samme periode påvirket af et nedbrud på en gasledning fra den norske del af Nordsøen til Storbritannien.

Priserne i 2. halvår 2017 har generelt fulgt den forventede udvikling, hvor gaspriserne stiger om vinteren, når efterspørgslen efter gas stiger som følge af faldende temperaturer. Der var dog et mindre fald i priserne i slutningen af december. Spotpriserne opadgående tendens i november og december kan formentlig bl.a. tilskrives en stigende efterspørgsel som følge af forventninger om koldere vejr samt begrænsninger i den norske produktion og forsyning af gas.

Spotprisen på Gaspoint Nordic lå under priserne på både Gaspool og NCG samtlige dage i 2. halvår 2017 og under prisen på TTF 95 pct. af dagene.

Spotpriserne på de nordvesteuropæiske gashubs har fulgt hinanden tæt henover 2. halvår 2017. Korrelationen mellem den danske spotpris og de tre andre nordvesteuropæiske priser er ca. 98 pct., hvilket den har været siden 2014 med undtagelse af 2. kvartal 2017, hvor korrelation var ca. 92 pct. Korrelationen mellem de nordvesteuropæiske gashubs steg markant fra 2013 til 2014 efter udbygningen af transmissionskapaciteten ved grænsepunktet Ellund mellem Danmark og Tyskland, hvilket er positivt, da den øgede priskonvergens tyder på en bedre markedsintegration mellem den danske gashub og de andre nordvesteuropæiske gashubs.

FOKUSBOKS | TO PRISREGIMER (GAS OG OLIE)

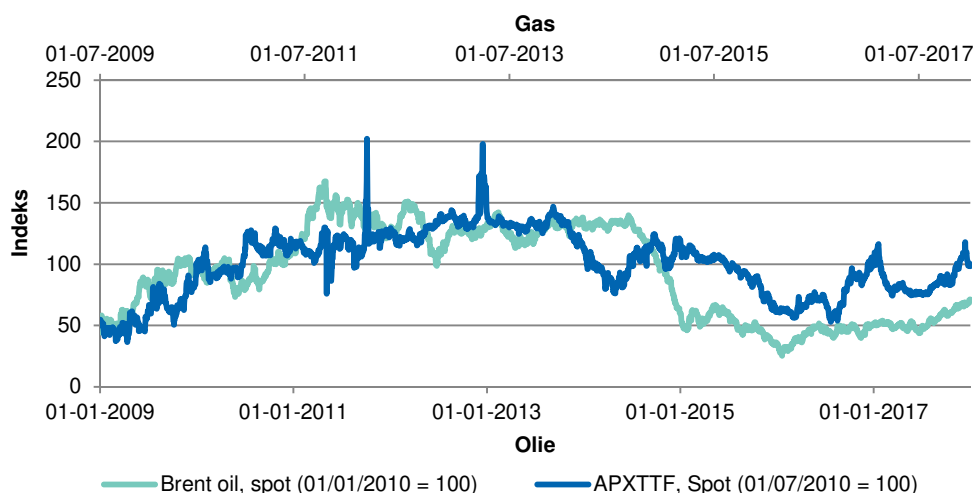
Gasprisen fastsættes enten ved handel på en gasbørs (udbud og efterspørgsel af gas) eller igennem bilaterale kontrakter, der bl.a. kan være olieindekserede og dermed følge udviklingen i oliepriserne. I disse tilfælde baseres gasprisen ofte på olieprisen 6-9 måneder tidligere og udsving i olieprisen ses derfor ofte i gasprisen med 6-9 måneders forsinkelse, jf. figur A, hvor gasprisen vises med 6 måneders forsinkelse.

Olieindekserede gaskontrakter har en vis fleksibilitet indbygget, der gør det muligt at aftage mere eller mindre end aftalt i den enkelte måned. Hvis en lav oliepris slår igennem i en kontrakt 6-9 måneder senere, kan det være en fordel at aftage mindre i dag og øge aftaget, når prisen er lav. På samme tid kan udefrakommende faktorer, som eksempelvis uventet nedgang i produktionen eller stigning i efterspørgslen, presse gaskmarkedet, så gaspriserne stiger uanset, at gassen er blevet købt billigt på olieindekserede kontrakter.

Tendensen har i de seneste år været, at markedspriserne på gas har bevæget sig mere uafhængigt af udviklingen på oliemarkedet. I 2005 blev 72 pct. af gassen i Nordvesteuropa handlet på olieindekserede kontrakter, mens 27 pct. blev handlet på gashubs eller gasindekserede kontrakter. I 2016 blev 91 pct. handlet på gashubs eller gasindekserede kontrakter i Nordvesteuropa.

Olieprisen har været faldende de seneste, og nåede et lavpunkt i slutningen af 2015. Olieprisen var relativt stabil frem til starten af 2017, hvor en stigende tendens startede, jf. figur A.

FIGUR A | OLIEPRISEN (BRENT) OG 6-MDR FORSINKET GASPRIS (TTF), 2009-2017



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

Note: Figuren viser olie- og gasprisen, hvor gasprisen er forsinket 6 måneder. 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.

2. GASPOINT NORDIC OG GAS TRANSFER FACILITY

I Danmark er der to handelsplatforme. Gaspoint Nordic, der ejes og drives af Powernext, og Gas Transfer Facility (GTF), der er ejet af Energinet. Gas handlet på Gaspoint Nordic leveres på det danske marked i det virtuelle punkt Exchange Transfer Facility (ETF). GTF er det virtuelle leveringspunkt i det danske marked for gas handlet på bilaterale OTC-kontrakter.

Gaspoint Nordic udbyder fire produkter med levering på ETF. Gas købt på en within-day kontrakt leveres samme dag, som det handles. Day-ahead produktet leveres dagen efter, der er blevet handlet. Weekend produktet leveres lørdag og søndag. Month-ahead produktet leveres hver dag i måneden efter købet er foretaget.

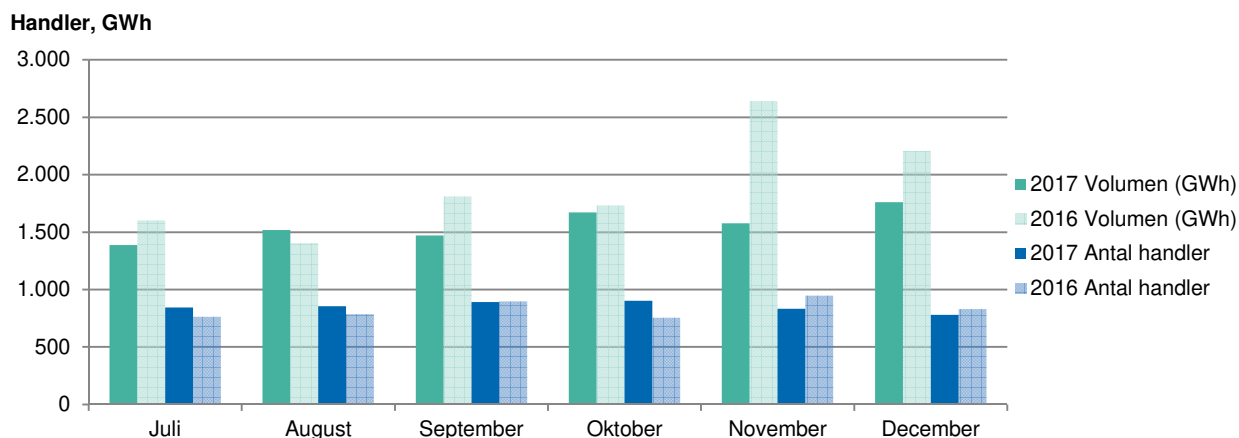
Gaspoint Nordic var indtil juli 2016 ejet af Energinet og den tyske handelsplatform EEX (European Energy Exchange), der hver havde en ejerandel på 50 pct. EEX købte i 2016 Energinets andel. Gaspoint Nordic overgik til Powernext, som er en del af EEX-koncernen, og fra november 2016 er ETF-kontrakter (Gaspoint Nordics produkter) blevet handlet på handelsplatformen PEGAS². EEX-koncernen har en række børser og handelsplatforme i Europa, hvor der bl.a. handles med el, naturgas og energiderivater.

I 2. halvår 2017 blev der handlet 9.388 GWh på Gaspoint Nordic fordelt på ca. 5.100 handler. Antallet af handler lå på et forholdsvist konstant niveau henover halvåret, mens den månedlige handlede volumen var stigende, jf. figur 2. Der var flest handler i september og oktober, og handlet volumen var højst i oktober og december, jf. figur 2.

Den handlede volumen på Gaspoint Nordic er faldet 18 pct. i 2. halvår 2017 i forhold til samme halvår 2016. Faldet i den handlede volumen var i nogen grad drevet af month-ahead kontrakterne, som faldt med 86 pct. i 2017 i forhold til 2016, men også volumen for day-ahead, within-day og weekendprodukter er faldet. Den handlede volumen per handel var lavere i alle måneder i 2. halvår 2017 i forhold til 2. halvår 2016.

² PEGAS er EEX Groups centrale handelsplatform for naturgas, som giver markedsaktører adgang til produkter og handel med gaskontrakter i belgiske, britiske, franske, hollandske, italienske og tyske markedsområder. Platformen drives af Powernext.

FIGUR 2 | ANTAL HANDLER OG HANDELT VOLUMEN PÅ GASPOINT NORDIC, 2. HALVÅR 2016 OG 2017

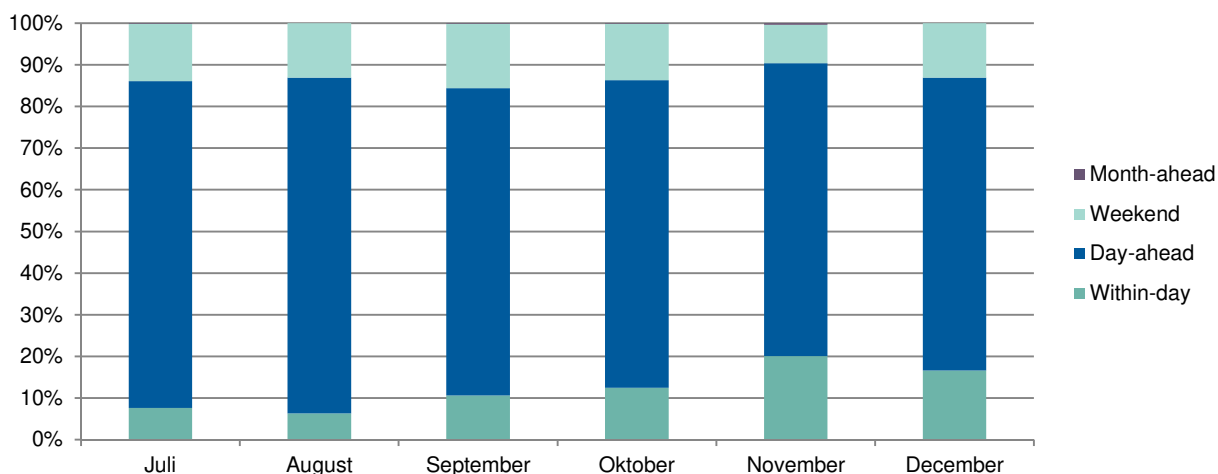


Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet baseret på data fra Gaspoint Nordic.

Note: Figuren viser udviklingen i antal handler (antal) og handlet volumen (GWh) fordelt på måneder.

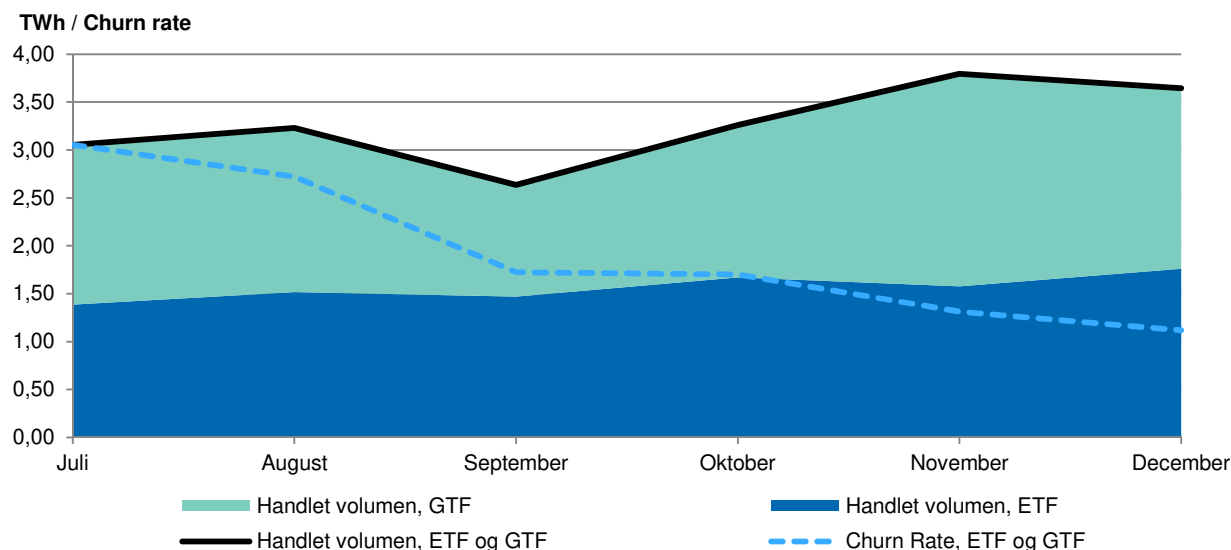
Der handles fortsat mest day-ahead kontrakter på Gaspoint Nordic, både hvad angår antallet af handler og den handlede volumen, jf. figur 3. Day-ahead udgjorde 68 pct. af den samlede handlede volumen. Den handlede volumen for produkterne weekend og month-ahead er begrænset og udgjorde hhv. 25 pct. og 1 pct. i 2. halvår 2017.

FIGUR 3 | HANDELT VOLUMEN PÅ GASPOINT NORDIC FORDELT PÅ PRODUKTER, 2. HALVÅR 2017



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.

FIGUR 4 | **HANDLET VOLUMEN OG CHURN RATE (FORBRUG) PÅ ETF OG GTF, 2. HALVÅR 2017**

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

Note: Figuren viser udviklingen i handlet volumen og churn rate (forbrug) for de to danske virtuelle punkter ETF og GTF. Churn rate (forbrug) beskriver antallet af gange gasforbruget handles mellem aktørerne.

ETF er leveringspunkt for børskontrakter med levering i op til en måned, mens GTF er leveringspunkt for bilaterale (OTC) kontrakter med levering over en længere periode. Handlen på Gaspoint Nordic (ETF) er steget markant i perioden 2014-2016, mens den leverede volumen på GTF faldet betydeligt. Dermed overgik volumen på ETF den handlede volumen på GTF i 2015 og 2016. Dette ændrede sig dog i 1. halvår 2017, og tendensen ser ud til at fortsætte i 2. halvår 2017.

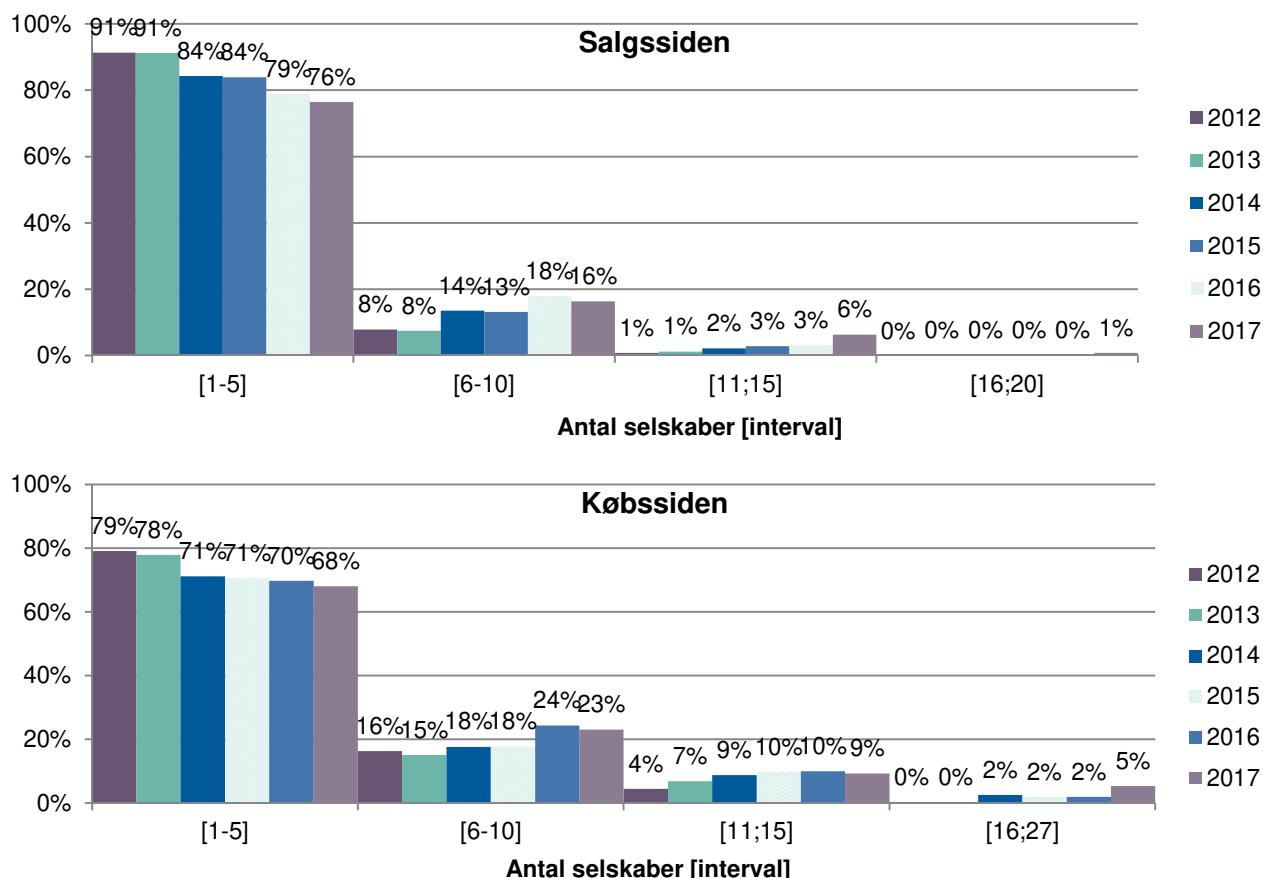
I 2. halvår 2017 var der en stigende tendens for den leverede volumen på GTF, jf. figur 4. Sammenlignet med samme periode i 2016 er den handlede volumen på GTF steget med 61 pct., mens den handlede volumen på ETF er faldet med 18 pct. Der blev handlet mest på GTF i juli, august, november og december, mens der blev handlet mest på ETF i september og oktober. Den samlede handel på GTF og ETF var i 2. halvår 2017 på godt 19,6 TWh, hvilket er en stigning på knap 22 pct. i forhold til 2. halvår 2016.

Churn rate er et mål for, hvor mange gange naturgassen bliver handlet ("skiftet hænder") og er dermed et udtryk for likviditeten på gasmarkedet. Churn rate for det danske gasmarked lå mellem 1,11 og 3,05 i 2. halvår 2017, jf. figur 4. Generelt er der en relativ lav churn rate på det danske gasmarked, der bevæger sig i intervallet [0,5;2,5]. Churn rate er højst om sommeren, hvor forbruget oftest er lavest.

Det var i 2. halvår 2017 forsat få selskaber, der stod for størstedelen af handlen på Gaspoint Nordic og GTF både på salgs- og købsiden, jf. figur 5. I 2. halvår 2017 var markedsandelen for de fem største selskaber i interval [1;5] på salgssiden 76

pct., og markedsandelen for de fem største selskaber på købsiden var 68 pct. Markedsandelen for interval [1;5] er faldet over tid på både salgs- og købsiden.

FIGUR 5 | MARKEDSANDELE SALGSSIDEN OG KØBSSIDEN PÅ GASPOINT NORDIC OG GTF, 2012-2017



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

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 så fremdeles.

Markedskoncentrationen kan udtrykkes vha. indekset HHI³. Det samlede HHI for børss- og OTC-handler med levering af gas i Danmark i 2. halvår 2017 var 1.494 og 1.036 for hhv. salgs- og købsiden. Dette er en forbedring i forhold til 2016, hvor HHI var 1.669 og 1.459 for hhv. salgs- og købsiden.

Den faldende markedskoncentration i perioden tegner godt for konkurrencen på markedet. Udviklingen skyldes primært, at der er indtrådt en håndfuld nye aktører

³ HHI (Herfindahl-Hirschmann indeks) er beregnet ud fra aktørernes markedsandele. Jo højere HHI jo højere markedskoncentration [0;10.000]. Ifølge ACER er et marked velfungerende, hvis HHI er under 2.000.

på det danske gasmarked i forbindelse med Gaspoint Nordics overgang til handelsplatformen PEGAS.

3. PRODUKTION, FORBRUG OG EKSPORT

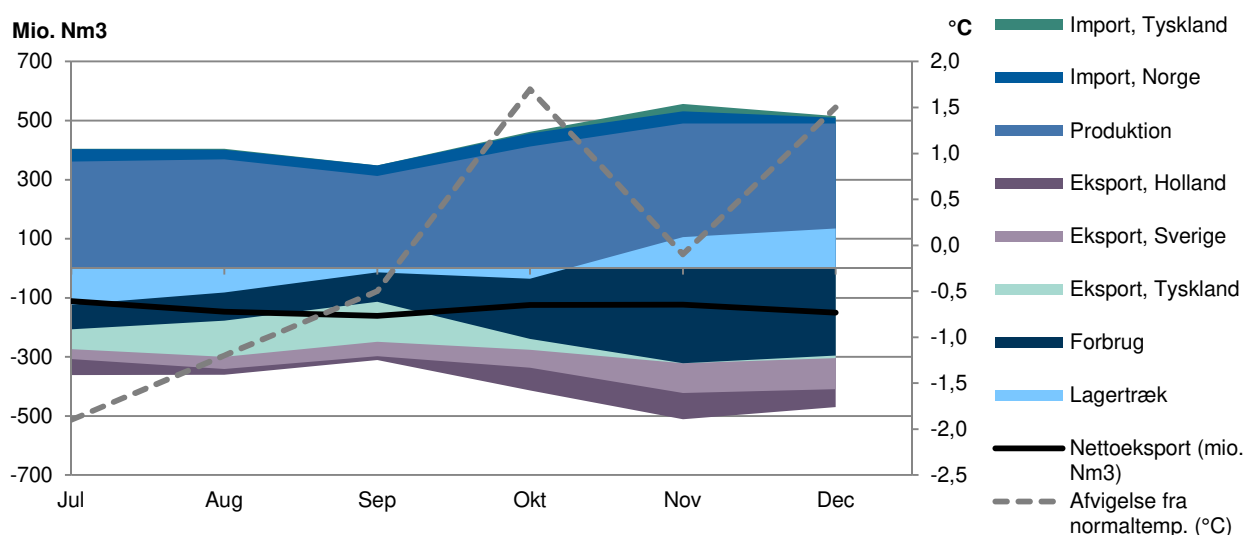
Det danske naturgassystem

Danmarks produktion af naturgas foregår i den danske del af Nordsøen fordelt på 19 gasfelter (der produceres ikke længere gas fra alle felter). Naturgassen transporteres fra Nordsøen ind til Nybro i Vestjylland via to rørledninger, som udgår fra felterne Tyra og Syd Arne.

Danmark eksporterer gas til Tyskland, Sverige og Nederlandene. Eksport til Nederlandene sker direkte fra Nordsøen. Danmark importerer gas fra Norge og Tyskland. Import af gas fra Norge kommer direkte fra Nordsøen, hvor et norsk gasfelt Trym er koblet direkte til det danske system.

Størstedelen af den danske gasproduktion forbruges af danske gaskunder. Resten eksporteres til Tyskland, Sverige og Nederlandene. Det danske gasforbrug steg som forventet henover 2. halvår 2017 i takt med faldende temperaturer, jf. figur 6. Samlet var det danske forbrug (ekskl. offshore forbrug) 972 mio. Nm³ i 2. halvår 2017, hvilket er et fald på 12 pct. i forhold til 2. halvår 2016.

FIGUR 6 | PRODUKTION, FORBRUG OG NETTOEKSPORT, 2. HALVÅR 2017



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

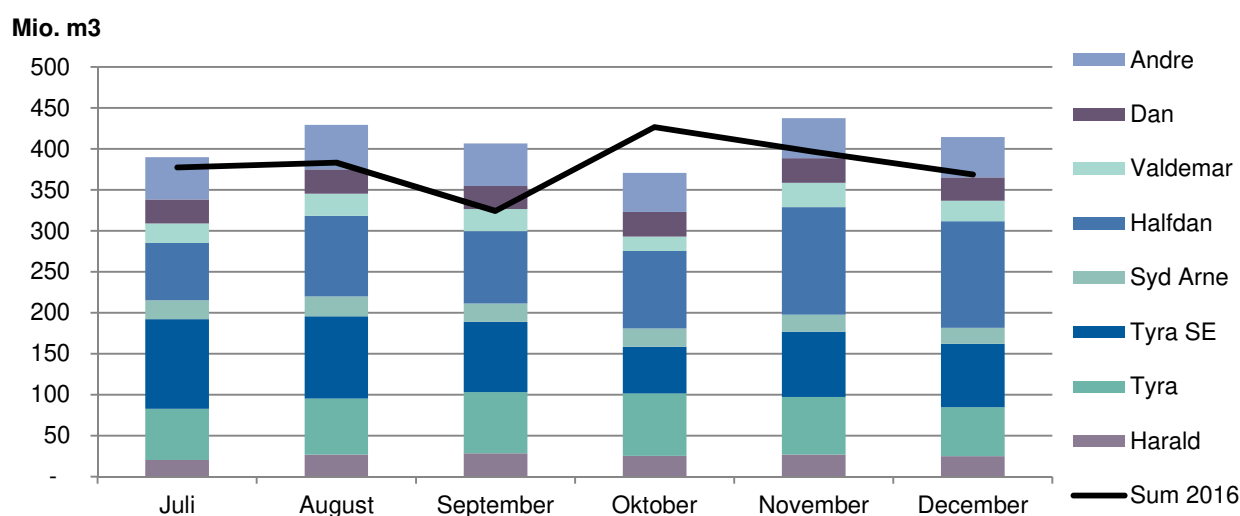
Note: Al produktion og import er positive værdier, mens alt forbrug og eksport er negative værdier. Positivt lagertræk i figuren afspejler et forbrug, idet udtræk fra gaslagrene henhører til udbudssiden af energibalancen. Energibalancen kan udtrykkes: Produktion + Import + Lagertræk = Forbrug + Eksport.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

Nettolagertræk har udviklet sig som forventet over halvåret, dvs. positivt i halvårets kolde måneder med nettoudtræk fra oktober til december og negativt i halvårets varme måneder med nettoinjektion, jf. figur 6.

Danmark var nettoeksportør i alle måneder i 2. halvår 2017. I hovedparten af juli og august havde Danmark imidlertid nettoimport af gas fra Tyskland. Eksporten til Sverige steg over halvåret, hvilket svarer til tidligere års udvikling. Sammenlignet med 2. halvår 2016 er andelen af gas eksporteret til Sverige og Tyskland i 2. halvår 2017 faldet, mens andelen af gas eksporteret til Nederlandene er steget. Eksporten til Nederlandene udgjorde 506 mio. Nm³ i 2. halvår 2017 og 1.070 mio. Nm³ i hele 2017. Dette er relativt store eksportmængder, som er ca. dobbelt så store som den årlige eksport til Nederlandene i de seneste tre år.

Produktion af naturgas udgjorde 2.384 mio. Nm³ i 2. halvår 2017, hvilket er en stigning på ca. 9 pct. sammenlignet med 2. halvår 2016. Produktionen af gas i Danmark har været faldende siden 2006, men stagnerede omkring en årlig produktion på ca. 4.300 mio. Nm³ i perioden 2014-2016. I 2017 var den samlede gasproduktion 4.585 mio. Nm³, som således var første år med stigende produktion i en længere årrække.

FIGUR 7 | PRODUKTION AF NATURGAS I DANMARK, 2. HALVÅR 2017



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 2016. Data for maj og juni 2017 var ikke tilgængelig på publiceringstidspunktet.

Der har i en årrække været et sæsonbetonet produktionsmønster med en højere produktion i vinterhalvåret sammenlignet med sommerhalvåret, hvor der typisk foretages vedligeholdelse på gasfelterne, når efterspørgslen har været lav. Sæsonudsvingene har dog udjævnet sig de seneste tre år. Produktionen i 2. halvår 2017 har ligeledes fulgt et atypisk mønster, hvor produktionen i sommermånederne var på niveau med produktionen i november og december, jf. figur 7.

Gasfelterne Tyra og Tyra SE (sydøst) producerede tilsammen 921 mio. Nm³ naturgas i 2. halvår 2017, mens gasfeltet Halfdan producerede 612 mio. Nm³. Tilsammen udgjorde produktionen fra Halfdan og Tyra-felterne 63 pct. af den samlede gasproduktion i 2. halvår 2017, jf. figur 7.

Den 22. marts 2017 udsendte Mærsk Oil en meddelelse om, at Mærsk Oil (på vegne af DUC-partnerne) og den danske stat var nået frem til en aftale om Tyras fremtid. Aftalen indebærer, at Tyra-komplekset skal fuldt genopbygges, og at produktionen forventes at stoppe i en periode fra den 1. december 2019 til den 1. marts 2022, dvs. i godt to år. Nedlukningen af Tyra-komplekset medfører, at gasproduktionen i Nordsøen reduceres til ca. 10 pct. af det aktuelle niveau. Dette indebærer, at der skal importeres gas fra Tyskland for at kunne dække det danske og svenske gasforbrug. Energinet har i august 2017 analyseret situationen og har konkluderet, at der er tilstrækkelig kapacitet i systemet til at dække det danske og svenske forbrug under nedlukningen, men at gassystemet bliver mindre fleksibelt og robust mod hændelser, der kan presse gassystemet.

Den 24. maj 2017 meddelte DONG Energy (nu Ørsted), at DONG E&P A/S sælges til INEOS, der er et globalt selskab med 18 forskellige forretningsområder, som omfatter produktion af petrokemikalier, specialkemikalier og olieprodukter, fordelt i mere end 15 lande. Transaktionen blev godkendt af Energistyrelsen den 28. september 2017 på baggrund af en grundig undersøgelse af INEOS' økonomiske styrke og tekniske formåen til at drive og udvikle olieforretningen.

Den 21. august 2017 meddelte Mærsk A/S, at Mærsk Olie og Gas A/S sælges til den franske energikoncern Total S.A. Total overtager hele Mærsk Olie og Gas' organisation, portefølje og forpligtelser. Transaktionen skal godkendes af de relevante myndigheder og forventes gennemført i 1. kvartal 2018.

4. ELLUND

Transmissionskapacitet i Ellund

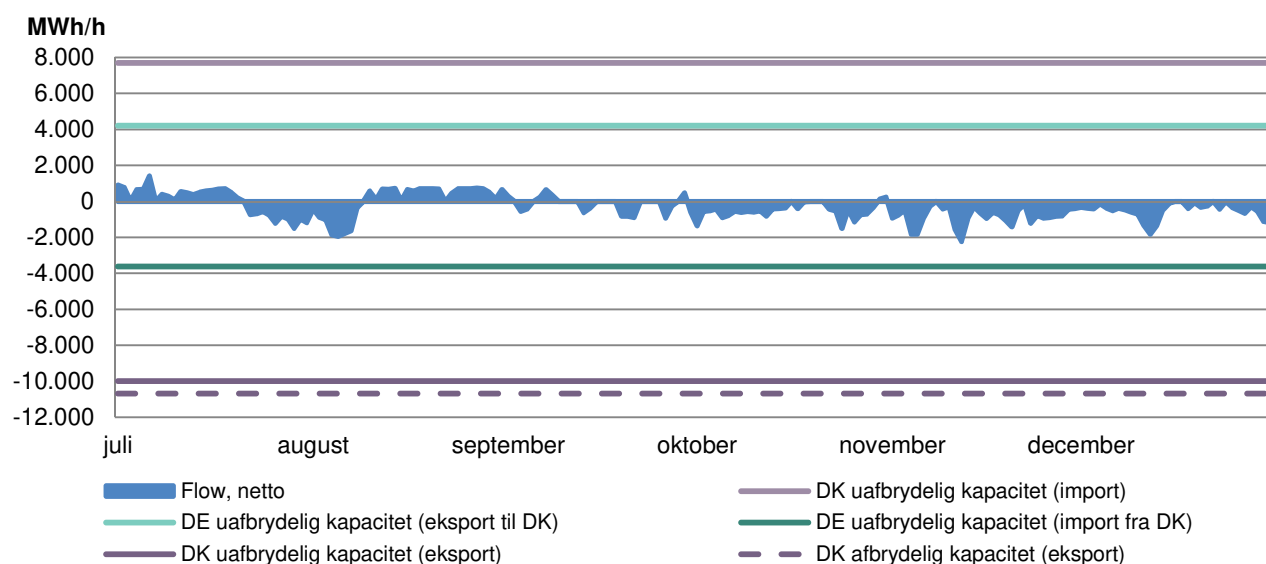
Punktet Ellund, på den dansk-tyske grænse, giver adgang til markederne på kontinentet. Det er muligt både at eksportere og importere gas via punktet.

Transmissionstariffer

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

Nettoflowet var sydgående i 62 pct. af dagene i 2. halvår 2017, dvs. at der var nettoeksport af gas til Tyskland de fleste dage i halvåret, jf. figur 8 og tabel 1. Der var nettoimport fra Tyskland det meste af juli og en stor del af august, mens der generelt var nettoeksport til Tyskland resten af perioden.

FIGUR 8 | TRANSPORT KAPACITET OG NETTOFLOW I ELLUND, 2. HALVÅR 2017



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

Note: Figuren 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. Den uafbrydelige kapacitet på den danske side af Ellund (dansk Ellund exit) i sydgående retning mod Tyskland er på 10.000 MWh i timen på uafbrydelige vilkår og yderligere 684 MWh i timen på afbrydelige vilkår. Den tyske transmissionskapacitet (tysk Ellund entry) 3.622 MWh i timen på uafbrydelige vilkår. Desuden 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.

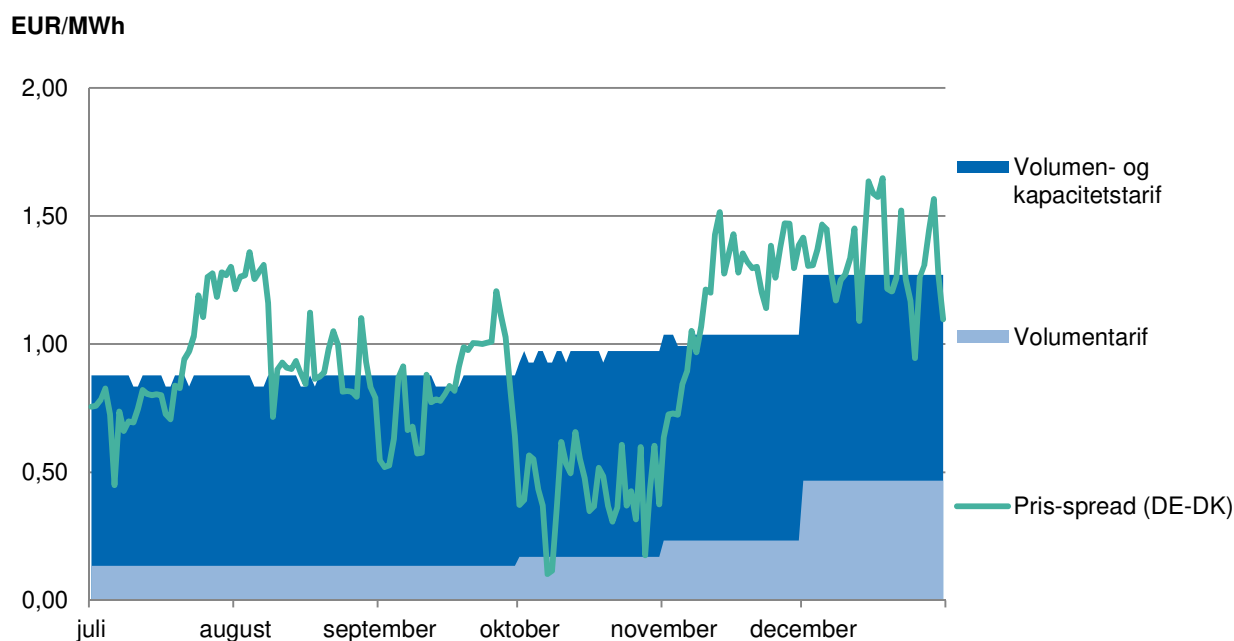
Hverken eksport til eller import fra Tyskland oversteg ikke den uafbrydelige kapacitet i 2. halvår 2017, jf. figur 8.

Det er muligt at opnå en gevinst, når prisforskellen for gas mellem to markeder overstiger omkostningen til transport. I figur 8 sammenlignes prisforskellen mellem den danske og de tyske spotpriser med omkostningen til transport ved eksport, når der betales volumentarif eller volumen- og kapacitetstarif samlet.

Naturgas forventes transporteret til det marked, der har den højeste pris. I de måneder hvor Danmark er nettoeksportør af naturgas, er det derfor forventningen, at den danske spotpris er lavere end de tyske spotpriser.

Den danske spotpris var lavere end de tyske spotpriser samtlige dagene i 2. halvår 2017, hvor den gennemsnitlige prisforskel var 0,94 EUR/MWh, jf. figur 9. Til sammenligning var den gennemsnitlige prisforskel 0,78 EUR/MWh i 2. halvår 2016.

FIGUR 9 | PRISFORSKEL (DE-DK) OG OMKOSTNINGER TIL TRANSPORT VED EKSPORT, 2. HALVÅR 2017



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

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 fratrasket. Omkostninger til transmission indeholder exit-kapacitet i dansk Ellund, entry-kapacitet i tysk Ellund (der afhænger af handelsområde) samt en volumenbetaling i dansk Ellund exit for transporteret volumen. Der antages dagskapacitet.

Danmark var nettoeksportør 62 pct. af dagene i 2. halvår 2017. Stort set alle disse dage var forskellen mellem den danske og de tyske spotpriser høj nok til at dække omkostningerne til transport, når kun volumentariffen medtages. Der var dog dage, hvor der ikke umiddelbart var mulighed for at opnå en gevinst, hvis både volumen- og kapacitetstariffen medtages i betragtningen.⁴ Disse dage udgjorde 42 pct. af dagene i halvåret, jf. tabel 1.

TABEL 1 | ANDEL AF DAGE MED NETTOEKSPORT UDEN MULIGHED FOR GEVINST, 2015-2017

Periode	Nettoeksport i perioden	Nettoeksport uden mulighed for gevinst i perioden	
		Volumentarif	Volumen- og kapacitetstarif
2015	80 pct.	49 pct.	80 pct.
2016	61 pct.	3 pct.	41 pct.
2017	68 pct.	1 pct.	48 pct.
2. halvår 2017	62 pct.	1 pct.	42 pct.

Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet baseret på data fra Gaspoint Nordic, EEX, Gasunie og Energinet.
 Note: Hver celle skal læses som andel af antal dage i perioden, hvor der er hhv. nettoeksport, nettoeksport uden mulighed for gevinst ved indregning af volumentarif samt nettoeksport uden mulighed for gevinst ved indregning af volumen- og kapacitetstarif. Rækker og kolonner i tabellen summerer ikke til 100 pct., da kolonnerne viser forskellige scenarier.

Antallet af dage med nettoeksport uden mulighed for gevinst er faldet betydeligt sammenlignet med 2015, jf. tabel 1. Dette kan tyde på, at flowet i Ellund i stigende grad følger prissignalerne.

⁴ Det skal bemærkes, at SET's analyse baserer sig på et gennemsnit af de handlede priser. Den enkelte trader kan derfor have handlet til priser, hvor der rent faktisk har været mulighed for at opnå gevinst.

5. LAGER

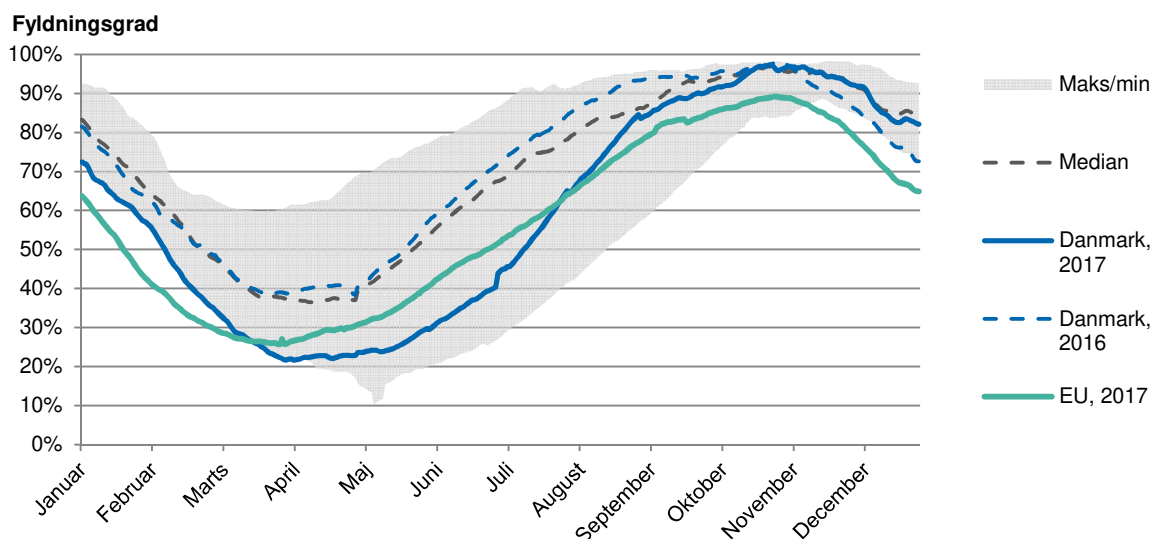
Danmark har to gaslagre. Stenlille på Sjælland og Lille Torup i Jylland, der begge ejes af Energinet. Der er etableret ét virtuelt lagerpunkt, hvorfra gas kan injiceres og udtrækkes. Den 1. november 2016 skiftede lagerforretningen navn til Gas Storage Denmark.

Injektion og udtræk

Gas injiceres typisk i lagrene i sommerhalvåret og udtrækkes i vinterhalvåret. Gaspriserne er oftest højest om vinteren, hvor efterspørgslen efter gas ligeledes er højest. Injektion og udtræk af gas afhænger typisk af prisforskelle på gas, fx lagres gas om sommeren, hvis det forventes at gassen kan sælges til en højere pris om vinteren (inkl. omkostninger til lager). Injektion og udtræk af lagrene sker imidlertid henover hele året.

I starten af 2. halvår 2017 var fyldningsgraden i de danske gaslagre 44 pct., jf. figur 10, hvilket er 28 procentpoint lavere end samme tidspunkt året før. Fyldningsgraden har det meste af 2017 ligget under medianen og fyldningsgraden i 2016. Fyldningsgraden steg frem til november og nåede op på 97 pct., som svarer til både niveauet for både medianen og 2016, og faldt derefter frem til årets udgang.

FIGUR 10 | UDVIKLING I DANSK OG EUROPÆISK LAGERFYLDNINGSGRAD GASÅR, 2017



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

Note: Figuren viser den danske lagerfyldningsgrad (gaslagrene Stenlille og Lille Torup samlet) og den gennemsnitlige lagerfyldningsgrad for EU. Værdierne Maks/min og Median er beregnet for perioden 2007-2016 for Danmark. Data er opgjort på dagsbasis og opgjort i procent af den maksimale lagerkapacitet. I skudår er observationen for den 29. februar udeladt. EU indeholder 20 EU-lande.

I forbindelse med Energinets halvårsrapport for 1. halvår 2017 er Gas Storage Denmarks egenkapital nedskrevet med 320 millioner kroner. Nedjusteringen skyldes, at en af de syv kaverner i gaslageret i Lille Torup er ude af drift på ubestemt tid, og at en kapacitetsundersøgelse af gaslageret i Stenlille har vist en reduktion af den salgbare lagerkapacitet.

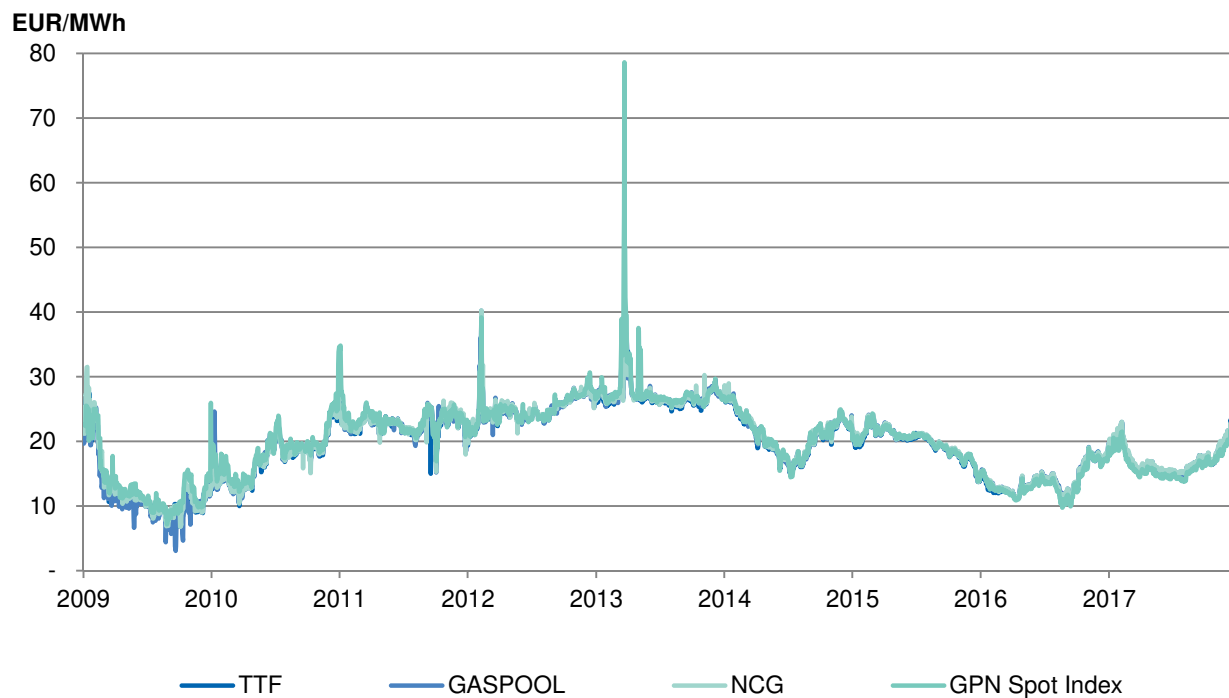
De danske og europæiske lagre fulgte nogenlunde samme trend i 2. halvår 2017 frem til november, hvorefter fyldningsgraden i de danske lagre lå relativt højt i forhold til fyldningsgraden i de europæiske lagre. I starten af perioden var fyldningsgraden i de europæiske gaslagre 52 pct., hvilket var 8 procentpoint højere end fyldningsgraden i de danske gaslagre. Ved halvårets udgang var fyldningsgraden i de europæiske gaslagre 65 pct., hvilket var 17 procentpoint lavere end de danske gaslagre.

Fyldningsgraden i EU lå over fyldningsgraden for Danmark frem til slutningen af juli, hvorefter den lå under fyldningsgraden for de danske gaslagre i resten af halvåret.

ORDLISTE

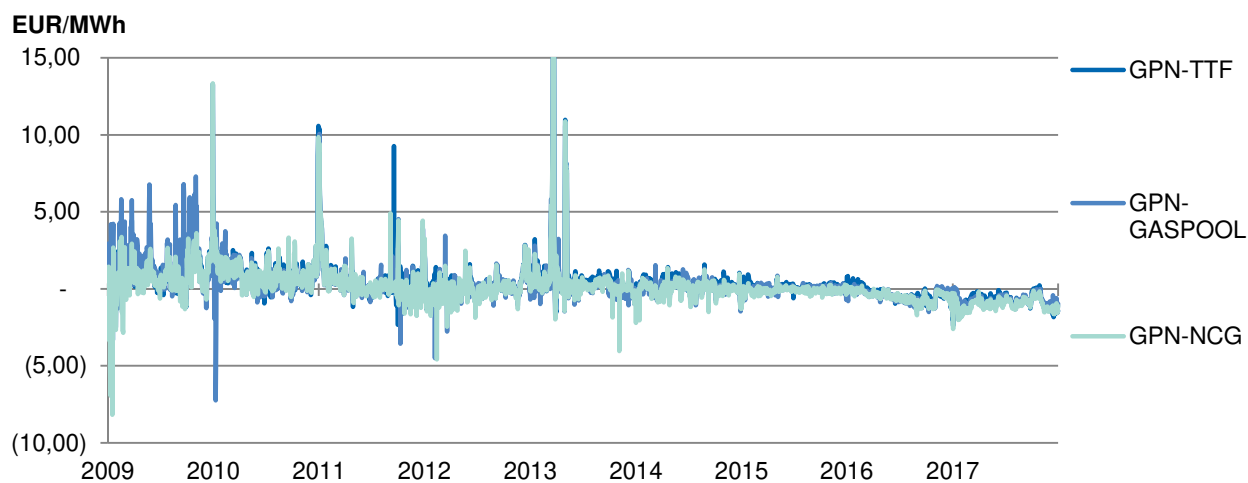
Begreb	Forklaring
Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER)	Agentur for EU's regulatorer af energimarkeder. ACER arbejder for at implementere netværkskoder og derigennem harmonisere de europæiske energimarkeder og øge markedsintegrationen.
Churn rate (forbrug)	Churn rate (forbrug) beskriver 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	Entry-punkt, 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	Exit-punkt, 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 (Powernext) 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, som ejes af Powernext
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

Begreb	Forklaring
Lille Torup gaslager	Underjordisk gaslager beliggende i Jylland og ejet af Energinet. Gassen lagres i syv store hulrum, benævnt kaverner, der er udskyldt 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.
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. 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

BILAG**FIGUR A1 | PRISUDVIKLING I DAY-AHEAD MARKEDET, 2009-2. HALVÅR 2017**

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

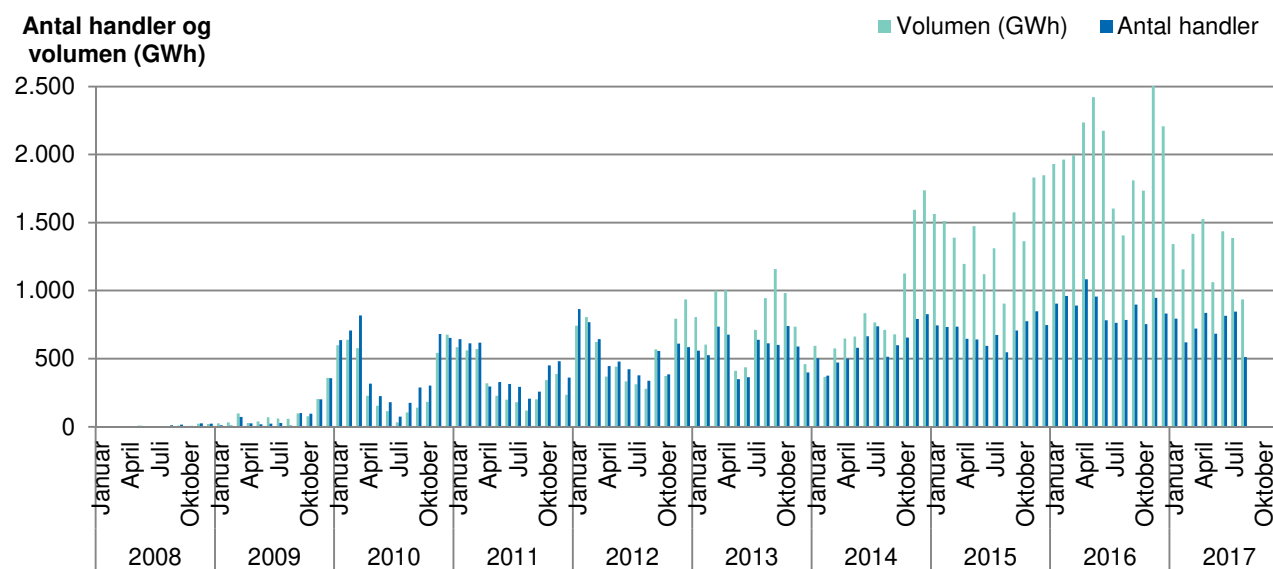
Note: Den 22. marts 2013 kom prisen på GPN Spot Index op på 78,64 EUR/MWh.

FIGUR A2 | PRIS-SPREAD MELLEM GPN OG HHV. NCG, GASPOOL OG TTF, 2009-2. HALVÅR 2017

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

Note: Den 22. marts 2013 kom prisforskellene op over 44 EUR/MWh.

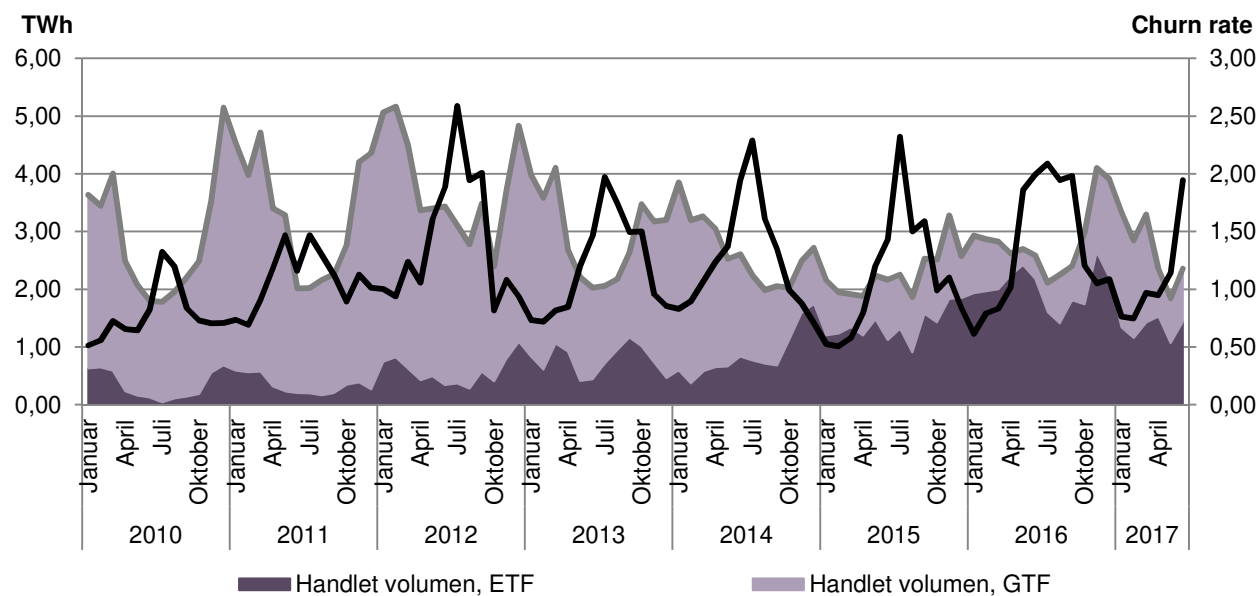
FIGUR A3 | ANTAL HANDLER OG HANDELEDE VOLUMEN PÅ GASPOINT NORDIC, 2008-1. HALVÅR 2017



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

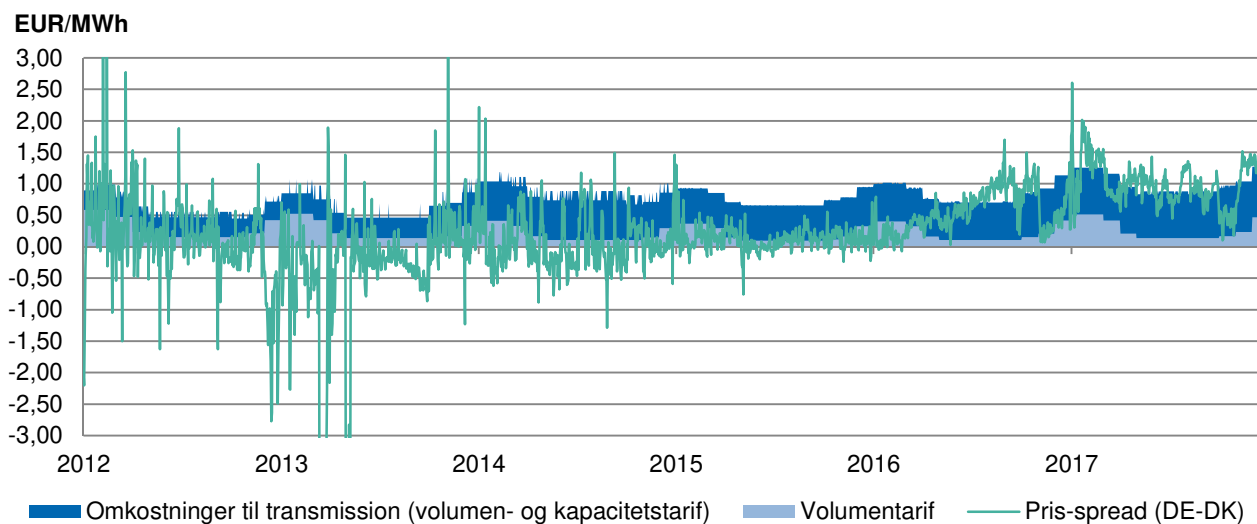
Note: I november 2016 blev der handlet 2.641 GWh.

FIGUR A4 | CHURN RATE OG HANDELT VOLUMEN PÅ ETF OG GTF, 2010-1. HALVÅR 2017



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

FIGUR A5 | PRIS-SPREAD OG TRANSPORTOMKOSTNINGER, 2012- 2. HALVÅR 2017

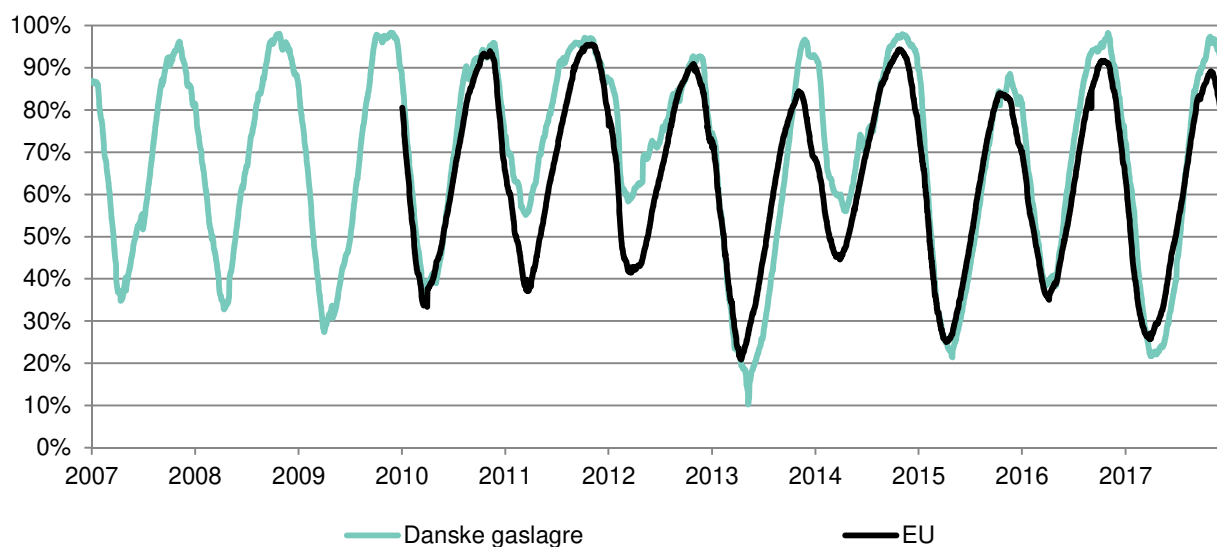


Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet baseret på data fra Gaspoint Nordic, Gaspool, Gasunie og Energinet.

Note: Den lodrette akse er skåret i top og bund, da det er mængden af positive og negative pris-spreads og forholdet til transportomkostninger der er interessant i figuren.

FIGUR A6 | UDVIKLING I DANSK OG EUROPÆISK LAGERFYLDNINGSGRAD, GASÅRENE 2006- 2017

Fyldningsgrad



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