



Forsyningstilsynet

Markedsrapport for 2018

Engrosmarkedet for gas

RAPPORT

DEN 17. JUNI 2019

FORSYNINGSTILSYNET
Carl Jacobsens Vej 35
2500 Valby

Tlf. 4171 5400
post@forsyningstilsynet.dk
www.forsyningstilsynet.dk

Indhold

RESUMÉ	3
VIGTIGE BEGIVENHEDER I 2018	5
PRODUKTION OG FORBRUG	6
PRODUKTION	6
FORBRUG	8
IMPORT OG EKSPORT	9
NEDLUKNING OG GENOPBYGNING AF TYRA-PLATFORMEN	10
TRANSMISSION	10
TRANSPORT AF GAS VED ELLUND I FORHOLD TIL PRISSIGNALER	12
LAGER	14
PRISER	15
MARKEDSSAMMENSÆTNING	15
PRISUDVIKLING	18

RESUMÉ

Produktionen af naturgas var i 2018 på 3,9 mia. m³. Det er 15 pct. under 2017, hvilket er det laveste niveau i fem år. Produktionen af bionaturgas er syvdoblet fra 2015 til 2018 og svarede i december 2018 til 9 pct. af det danske gasforbrug.

I 2017 og 2018 skete der betydelige ændringer i ejerskabet af gasfelter og infrastruktur i Nordsøen. Dansk Undergrunds Consortium (DUC) og rørledningen Tyra Vest-F3 ejes nu af Total, Noreco og Nordsøfonden.

Det danske gasforbrug i 2018 var på 2,3 mia. m³, hvilket er på niveau med de seneste fem år på trods af højere forbrug i februar og marts end normalt. Det danske forbrug påvirkes i høj grad af temperaturer, da over halvdelen af gasforbruget anvendes til el- og varmeproduktion eller af husholdninger til opvarmning. Forbruget steg derfor i slutningen af februar og marts, da en udsædvanlig kuldeperiode ramte Europa. Energistyrelsen estimerer, at forbruget vil falde med 23 pct. de næste 10 år, hvilket drives af forventet faldende forbrug hos husholdninger samt til el- og varmeproduktion.

Danmark var i 2018 nettoeksportør, men eksporterede 37 pct. mindre end sidste år. Dette skyldes, at eksporten til Nederlandene blev begrænset fra juni 2018, da Tyra Vest-F3 rørledningen blev lukket for en periode på 14 måneder. Der var størst import i marts, hvor kuldeperioden drev forbruget op. Energinet erklærede desuden Early Warning i denne periode pga. bekymring for forsyningssituationen, da der indledningsvist blev eksporteret gas til Tyskland trods den øgede danske efterspørgsel. Dette skyldtes, at de tyske gaspriser var højere end den danske balancepris.

Tyra-plattformen, som behandler ca. 90 pct. af gasproduktionen fra den danske del af Nordsøen, lukkes ned i perioden fra den 19. september 2019 til 1. juli 2022 for at blive genopbygget. I denne periode vil det danske marked primært blive forsynet med gas fra Tyskland samt fra mindre forsyningskilder som Syd Arne-feltet og biogasproduktionen. Dette vil ændre forsyningssituationen i Danmark væsentligt, da Danmark går fra at være et selvforsynende eksportland til at skulle importere hovedparten af gassen.

I 2018 blev der ligesom tidligere år primært transporteret gas fra Danmark til Tyskland via Eilund-forbindelsen. Der var rigeligt import- og eksportkapacitet på både den danske og tyske side af grænsen sammenholdt med det faktiske gasflow. Omkring halvdelen af den danske importkapacitet ser ud til at være reserveret på lange kontrakter, mens den danske eksportkapacitet ser ud til at blive købt på kortere kontrakter. Tilsynets analyse af transporteret gas sammenlignet med prissignaler viser overordnet, at der i 2018 ikke har været større eller systematisk adfærd med transport af gas imod prissignalerne. Dette er en klar forbedring sammenlignet med situationen i 2015, hvor tilsynet første gang analyserede denne adfærd.

Gas Storage Denmarks to gaslagre havde i 2018 en samlet lagerkapacitet på 858 mio. m³, og lagerkapaciteten blev udsolgt til en gennemsnitspris på 1,44 EUR/MWh. 2018 var et usædvanligt år, hvor lagerkunder i marts trak gas ud svarende til den maksimale udtrækskapacitet i fire sammenhængende døgn, og lagerfyldningsgraden nåede ned på 12 pct. i midten af april. Dette skete i forbindelse med kuldeperioden og Energinets Early Warning-erklæring.

I 2018 blev der handlet 25 TWh på PEGAS ETF, hvilket er det højeste siden børsens etablering i 2008. Der handles primært spotprodukter i form af day-head- og weekendprodukter på den danske gasbørs PEGAS ETF. Andelen af længere produkter som month-ahead blev handlet i meget begrænset omfang på PEGAS ETF i 2018. Andelen af gas, der blev handlet via bilaterale kontrakter, som blev leveret på GTF, steg voldsomt fra 4. kvartal 2018.

Den gennemsnitlige spotpris i 2018 var 22,19 EUR/MWh, hvilket er 26 pct. højere end i 2017. Priserne i Danmark og resten af Nordvesteuropa steg voldsomt i slutningen af februar som følge af den usædvanlige kuldeperiode, og den 2. marts nåede de nordvesteuropæiske priser et niveau på 54-61 EUR/MWh. I starten af april var priserne tilbage på samme niveau (18-20 EUR/MWh), som inden kuldeperioden ramte. De danske gaspriser lå generelt under de tyske og nederlandske gaspriser i 2018 med et gennemsnitligt prisspænd på ca. -0,65 EUR/MWh. Der var dog en undtagelse i marts med Energinets Early Warning-erklæring, hvor de danske priser de fleste dage var højere end de tyske og nederlandske.

BOKS 1 | FOKUSOMRÅDER FOR 2019

Forsyningstilsynets fokusområder for den fremadrettede markedsovervågning knytter sig i høj grad til **nedlukningen af Tyra-plattformen** i perioden fra september 2019 til juli 2022.

Markedsovervågningen vil følge anvendelsen af de **danske gaslagre**, da hensigtsmæssig anvendelse er central for forsyningssituationen de kommende tre år. Forsyningstilsynet fører desuden tilsyn med lagerselskabets adgangsvilkår samt forpligtelser i henhold til den europæiske gasforordning.

Markedsovervågningen vil have særligt fokus på **Ellund-forbindelsen**, og Forsyningstilsynet vil fortsat analysere, om der i større grad eller systematisk **transporteres gas imod prissignalerne**.

Markedsovervågningen vil følge **prisudviklingen** på det danske marked, når Danmark de kommende tre år bliver et importland med én primær forsyningsrute. Desuden vil Forsyningstilsynet have fokus på, om **markedsdynamikker, handelsadfærd og markedsconcentrationen** ændrer sig i denne periode.

VIGTIGE BEGIVENHEDER I 2018

TABEL 1 | VIGTIGE BEGIVENHEDER FOR DET DANSKE GASMARKEDE, 2018 – MAJ 2019

27. februar 2018	FSTS træffer afgørelse om fordeling af omkostninger for Baltic Pipe Projektet mellem Energinet og Gaz System (polsk TSO), læs mere her .
28. februar 2018	Energistyrelsen godkender Totals overtagelse af Mærsk Olie og Gas A/S , læs mere her .
27. februar – 19. marts 2018	Usædvanlig kuldeperiode , det såkaldte "Beast from the east", sender priserne på de europæiske gasmarkeder i vejret. Energinet erklærer Early Warning pga. bekymring for forsyningssituationen, læs mere her .
Februar-marts 2018	Europa-Kommissionen udgiver Quo Vadis-studiet for at afklare behovet for ændringer i EU's gasregulering og CEER udgiver FROG-studiet (Future Role of Gas from a Regulatory Perspective) forud for den forventede Gaspakke 2020 . Læs mere her og her .
8. maj 2018	Politisk aftale om, at der skal laves en ny økonomisk regulering af Energinet , som lægger loft over opkrævningen hos forbrugere og stiller effektiviseringskrav, læs mere her .
29. juni 2018	Regeringen indgår sammen med alle Folketingets partier en ny energiaftale med mål for bl.a. vedvarende energi og ændringer i støtten til biogas, læs mere her .
14. juli 2018 og frem	Tyra Vest-F3 forbindelsen mod Nederlandene er lukket fra den 14. juli 2018 og frem til lukningen af Tyra-Nybro forbindelsen den 19. september 2019. Læs mere her .
12. september 2018	Den tyske transmissionsoperatør Gasunie Deutschland informerer om, at den mulige udvidelse af tysk exit-kapacitet mod Danmark for 2019-2022 ikke gennemføres , da der ikke er tilstrækkelig efterspørgsel. Læs mere her .
25. september 2018	Total køber Chevrons andel af DUC, læs mere her . Godkendt af Energistyrelsen i januar 2019, læs mere her .
16.-17. oktober 2018	Ved Madrid Forum , som arrangeres af Europa-Kommissionen til drøftelse af det indre marked for gas, præsenteres emner i relation den forventede nye gasregulering Gaspakke 2020 . Læs mere her .
17. oktober 2018	Shell sælger sin andel af DUC til norske Noreco, læs mere her . Godkendt af Energistyrelsen i april 2019, læs mere her .
23. oktober 2018	Total rykker starttidspunktet for nedlukning af Tyra-platformen frem fra 1. november 2019 til 19. september 2019 , læs mere her .
30. november 2018	Energinet og Gaz System (polsk TSO) træffer positive investeringsbeslutninger og aftaler at gennemføre Baltic Pipe Projektet , læs mere her .
18. december 2018	Energistyrelsen forlænger bevillingerne til forsyningspligt på naturgas , mens mulighederne for afskaffelse af forsyningspligten undersøges, læs mere her .
21. december 2018	Dansk Gas Distribution (Energinet) køber HMN Gasnet, og al gasdistribution i Danmark er dermed samlet i et selskab , læs mere her .
Januar/februar 2019	FSTS godkender fjernelse af price caps og ophæver vilkåret om en market maker i Energinets markedsbaserede balancemodel for gas, læs mere her og her .
28. marts 2019	FSTS og den svenske energiregulator godkender en fælles balanceringsmodel for Danmark og Sverige (Joint Balancing Zone), læs mere her .
31. maj 2019	FSTS træffer afgørelse om en ny tarifmetode , som træder i kraft 1. oktober 2019, læs mere her .

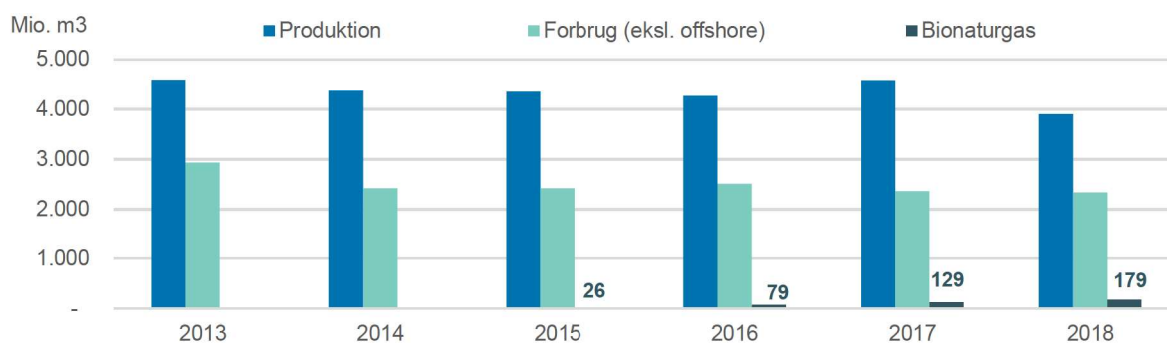
Kilde: Council of European Energy Regulators (CEER), Forsyningstilsynet (FSTS) baseret på egne afgørelser, Energi-, Forsynings- og Klimaministeriet, Energinet, Energistyrelsen, Europa-Kommissionen, gasmarketmessage.dk, Gasunie Deutschland, Shell og Total.

PRODUKTION OG FORBRUG

PRODUKTION

Danmarks produktion af naturgas foregår i den danske del af Nordsøen, hvor 17 felter producerede gas i 2018. Produktionen af naturgas har over de seneste år har være relativt stabil omkring 4.300-4.700 mio. m³ pr. år, men faldt med ca. 15 pct. fra 2017 til 2018, jf. figur 1.

FIGUR 1 | PRODUKTION OG FORBRUG PR. ÅR , 2013-2018

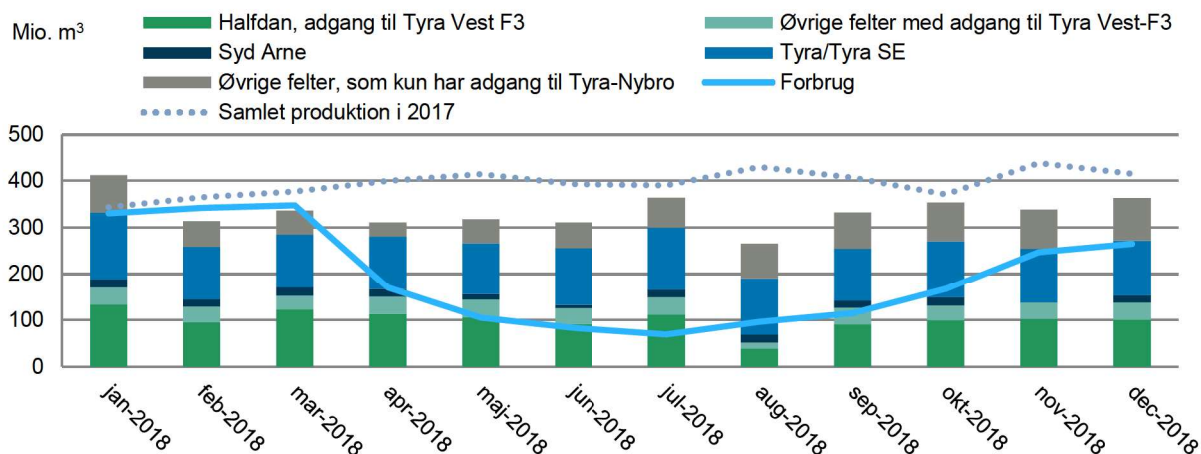


Kilde: Forsyningstilsynet baseret på data fra Energistyrelsen og Energinet

Note: Bionaturgas er opgraderet biogas, som kan injiceres i gasnettet og handles på gasmarkedet.

Der har i en årrække været et sæsonbetonet produktionsmønster med en højere produktion i vinterhalvåret sammenlignet med sommerhalvåret. Sæsonudsvingene har dog udjævnet sig de seneste år, hvor tendensen ikke er lige så tydelig som tidligere, jf. figur 2.

FIGUR 2 | PRODUKTION OG FORBRUG PR. MÅNED, 2018



Kilde: Forsyningstilsynet baseret på data fra Energistyrelsen

Note: "Øvrige felter, som kun har adgang til Tyra-Nybro" omfatter Cecilie, Lulita, Nini, Ravn, Siri, Harald, Roar og Valdemar. "Øvrige felter med adgang til Tyra Vest F3" omfatter Dan, Gorm, Kraka, Rolf og Skjold.

NATURGAS I NORDSØEN

Der er sket betydelige ændringer i ejerskabet af gasfelter og infrastruktur i Nordsøen i de seneste to år. I 2017 solgte Ørsted selskabets upstream olie- og gasforretning til britisk-schweiziske INEOS, og Mærsk solgte selskabets olie- og gasforretning til det franske energiselskab Total. Udskiftningen af producenter i den danske del af Nordsøen fortsatte i 2018, hvor Total indgik aftale om at købe Chevrons andel i Dansk Undergrunds Consortium (DUC), og Shell solgte selskabets andel i DUC til det norske selskab Noreco, jf. tabel 2. Begge transaktioner blev gennemført i 2019 efter Energistyrelsens godkendelse af overdragelse af bevillingerne.

TABEL 2 | ÆNDRINGER AF EJERSKAB I NORDSØEN, 2004-2019

Dansk Undergrunds Consortium (DUC)

Selskab	Ejerandele, før 2012*	Ejerandele, 2018	Ejerandele, 2019
Total (tidligere Mærsk)	39,0 pct.	31,2 pct.	43,2 pct.
Noreco (Altinex)			36,8 pct.
Nordsøfonden		20,0 pct.	20,0 pct.
Shell	46,0 pct.	36,8 pct.	
Chevron	15,0 pct.	12,0 pct.	

Rørledningen Tyra Vest-F3

Selskab	Ejerandele, 2004**	Ejerandele, 2018	Ejerandele, 2019
Total (tidligere Mærsk)	19,5 pct.	35,1 pct.	48,6 pct.
Noreco (Altinex)			41,4 pct.
Nordsøfonden		10,0 pct.	10,0 pct.
Shell	23,0 pct.	41,4 pct.	
Chevron	7,5 pct.	13,5 pct.	
Ørsted	50,0 pct.		

Kilde: Energistyrelsen og Nordsøfonden

Note: * Nordsøfonden indtrådte i DUC som aktiv statsdeltager i 2012. ** Tyra Vest-F3-rørledningen blev idriftsat i 2004 med Ørsted (dengang DONG) og de daværende DUC-parter som ejere.

Der er desuden sket ændringer i ejerskabet af opstrømsrørledningen Tyra Vest-F3, som fører gas fra den danske del af Nordsøen til det nederlandske gassystem NOGAT. Ørsted har solgt selskabets ejerandel på 50 pct. til DUC-parterne. Desuden overtog Total og Noreco ejerandele i rørledningen fra hhv. Chevron og Shell i forbindelse med overtagelse af selskabernes andele i DUC, jf. tabel 2. Opstrømsrørledningerne Tyra-Nybro og Syd Arne-Nybro, som fører gas til det danske marked, ejes fortsat af Ørsted.

BIOGAS

Produktionen af bionaturgas i Danmark er syvdoblet i perioden fra 2015 til 2018, hvor den årlige mængde af bionaturgas er steget fra 25 mio. m³ til 179 mio. m³, jf. figur 1. Det fremgår af Energinets årsrapport for 2018, at biogasproduktionen i december 2018 svarede til 9 pct. af det danske gasforbrug. Bionaturgas er opgraderet biogas, der kan tilføres transmissions- eller distributionsnettet og kan sælges på gasmarkedet af selskaber, der er registreret som biogas-sælgere hos Energinet. Energinet har et certifikatsystem, hvor gasudbyderen kan dokumentere med certifikater, at den biogas, der er tilført gasnettet, har erstattet fossil gas. Siden november

2017 har det været muligt at overføre bionaturgascertifikater fra Danmark til Tyskland, efter Energinet indgik en aftale med ejerne af det tyske certifikatregister Deutsche Energie-Agentur.

Energiaftalen fra sommeren 2018 ændrede vilkårene for støtte til biogas. Det blev besluttet af samtlige af Folketingets partier at stoppe den nuværende støtteordning til nye biogasanlæg i 2020, og at indføre et loft over støtte til produktionen. Det blev desuden besluttet, at støtten til anvendelse af biogasproduktion fra eksisterende anlæg kan bevares frem til 2032 og i mindst 20 år for de enkelte anlæg.

Biogas, og andre grønne gasser, indgår og analyseres i nogle af de forberedende studier forud for den forventede revision af gasreguleringen i EU, den såkaldte Gaspakke 2020. CEER (Council of European Energy Regulators) har bl.a. fokus på regulatoriske muligheder og begrænsninger for den grønne udvikling af gassektoren i studiet om "The Future Role of Gas from a Regulatory Perspective" (FROG) fra marts 2018.

Bionaturgas forventes i fremtiden at stå for en større andel af den danske gasproduktion. Energistyrelsen estimerer, at produktionen fordobles de næste fem år, og at bionaturgas i 2023 vil svare til 20 pct. af det danske gasforbrug. Dette kan give mulighed for nye aktører på det danske gasmarked.

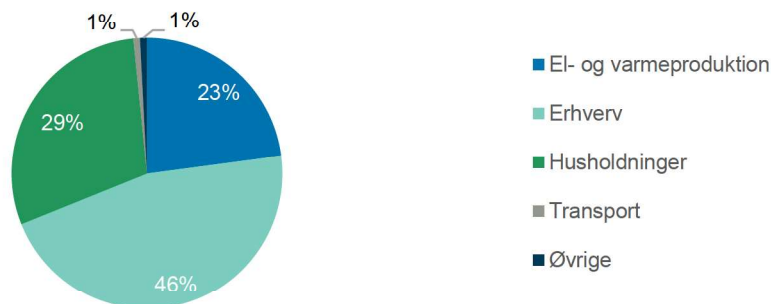
FORBRUG

Størstedelen af den danske gasproduktion forbruges af danske gaskunder, og resten eksporteres til Sverige, Tyskland og Nederlandene. Det danske gasforbrug var tidligere faldende, men har ligget på det samme niveau omkring 2,4 mia. m³ de sidste fem år, jf. figur 1.

Gasforbruget er i høj grad drevet af temperaturer, da husholdninger anvender gassen til at opvarmning af huse og gassen anvendes til kraftvarmeværkers produktion i vintermånederne, jf. figur 2. Grundet den kolde vinter i starten af 2018 med en usædvanlig kuldeperiode blev der efterspurgt mere gas i februar og marts, end i samme periode de forgående år.

I 2018 stod erhvervskunder for næsten halvdelen af det danske gasforbrug. Derefter var husholdninger den næststørste forbrugergruppe med 29 pct. af forbruget, mens el- og varmeproduktion stod for 23 pct., hvilket primært finder sted i vintermånederne, jf. figur 3.

FIGUR 3 | FORDELING AF DET DANSKE GASFORBRUG, 2018



Kilde: Energistyrelsen, Analyseforudsætninger til Energinet (2018)

Note: Analyseforudsætningerne er prognose for kommende år. Det er aktuelt ikke opgjort en faktisk fordeling for 2018. Derfor anvendes analyseforudsætningerne, da de antages at være repræsentative.

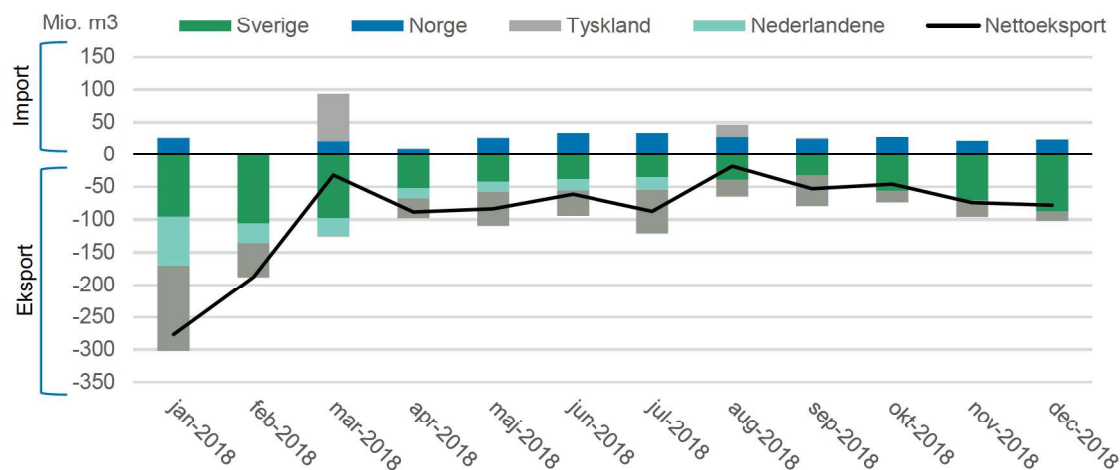
Energistyrelsen estimerer, at gasforbruget vil falde med syv pct. de kommende tre år og 23 pct. de næste 10 år. Dette er hovedsagligt drevet af faldende forbrug til el- og varmeproduktion samt faldende forbrug hos husholdninger. Det estimeres samtidig, at gasforbruget til transport fordobles de næste 10 år pga. øget anvendelse til tung transport, hvor gas ventes agere som en overgangsteknologi frem mod elektrificering.

IMPORT OG EKSPORT

EKSPORT

Danmark var nettoeksportør af gas alle måneder i 2018, jf. figur 4. Den samlede eksport i 2018 var 37 pct. lavere end i 2017, hvilket skyldes en begrænsning af eksport til Nederlandene.

FIGUR 4 | IMPORT OG EKSPORT PR. LAND, 2018



Kilde: Forsyningstilsynet baseret på data fra Energistyrelsen

Note: Import fra Norge udgøres af produktion fra feltet Trym, som kun er forbundet til det danske system.

Hovedparten af den danske gaseksport blev eksporteret til Sverige og Tyskland, som udgjorde hhv. 52 pct. og 34 pct. i 2018. Eksporten til Nederlandene udgjorde i 198 mio. m³ i 2018, hvilket er et fald på ca. 80 pct. sammenlignet med 2017. Dette skyldes, at opstrømsrørledningen Tyra Vest-F3 blev lukket fra den 14. juli 2018 og resten af året, hvorved det ikke var muligt at eksportere til Nederlandene. Tyra Vest-F3 forventes at være lukket frem til den 19. september 2019, hvor Tyra-platformen lukkes.

Forsyningstilsynet og den svenske energiregulator godkendte i marts 2019 en fælles balanceringsmodel for Danmark og Sverige, som trådte i kraft 1. april 2019. Dermed nedlægges det danske exit-punkt mod Sverige, og der skabes en fælles dansk-svensk exitzone med fælles balanceringsmodel. Forsyningstilsynet finder, at dette kan føre til øget handelsaktivitet på den danske gasbørs PEGAS ETF, som er valgt til platform for handel med gas til balanceringsformål. Svenske transportkunders ubalancer bliver fremover afregnet til balanceprisen, der anvender within-day-prisen på PEGAS ETF som referencepris.

IMPORT

I 2018 blev der importeret 25 pct. mindre gas end i 2017, hvilket primært skyldes lavere import fra Norge, som udgøres af gas fra feltet Trym, der kun er forbundet til det danske gassystem. Import fra Tyskland foregik hovedsagligt i marts 2018, hvor Europa oplevede en usædvanlig kuldeperiode, og mens Energinet havde erklærede Early Warning på baggrund af bekymring for forsyningssituationen.

NEDLUKNING OG GENOPBYGNING AF TYRA-PLATFORMEN

Tyra-plattformen, som behandler ca. 90 pct. af gasproduktionen fra den danske del af Nordsøen, lukkes ned i perioden fra den 19. september 2019 til 1. juli 2022 for at blive genopbygget. I denne periode vil det kun være muligt at transportere gas til det danske marked fra feltet Syd Arne via den rørledning, som er forbundet til dette felt. Det vil desuden at være muligt eksportere til Nederlandene fra en række felter via rørledningen Tyra Vest-F3. Den aktuelle gasproduktion fra disse grupperinger af feltet ses i figur 2.

Dette vil ændre forsyningssituationen i Danmark, som i den treårige periode vil gå fra at være et selvforsynende eksportland til at skulle importere hovedparten af gassen. Danmark går fra at have to forsyningskilder til at have én primær kilde samt flere mindre forsyningskilder bestående af produktion fra Syd Arne og biogas.

Energinet har analyseret forsyningssituationen og har vurderet, at der vil være gas nok til at forsyne danske og svenske forbrugere, såfremt importforbindelsen fra Tyskland og gaslagrene anvendes hensigtsmæssigt. Det danske gasforbrug forventes desuden at falde med 10 pct. i løbet af perioden for nedlukning af Tyra, hvilket i høj grad er drevet af forventet nedgang i gas anvendt til el- og varmeproduktion.

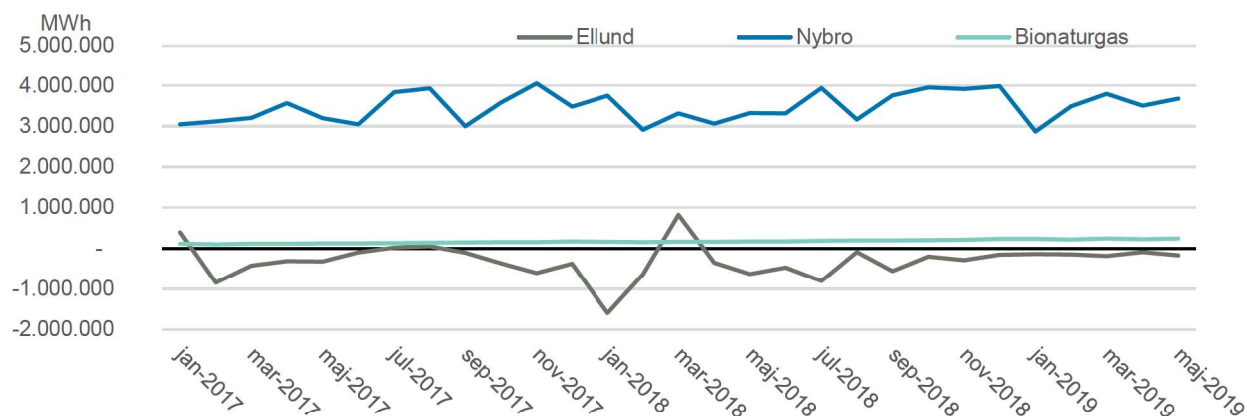
Det vurderes, at den danske gaspris sandsynligvis vil stige i takt med, at forsyningssituationen bliver presset. Den velfungerende forbindelse mellem Danmark og Tyskland har i en årrække bevirket, at den danske gaspris har ligget under de tyske og nederlandske gaspriser med et relativt lille prisspænd, jf. figur 13 og 14. Dette vil sandsynligvis ændre sig, når Danmark bliver et importland, og såfremt forbindelsen til Tyskland bliver presset, fx i en forlænget kuldeperiode.

Total, som opererer Tyra-plattformen på vegne af DUC-parterne, orienterer om nedlukningen via gasmarketmessages.dk. Desuden følger og analyserer Energinet løbende forsyningssituationen. Forsyningstilsynet vil følge situationen og markedet tæt bl.a. gennem løbende markeds- overvågning.

TRANSMISSION

I 2018 blev det danske gasmarked, i lighed med tidligere år, primært forsynet med gas fra Nordsøen, som blev transporteret til det danske marked via entry-punktet Nybro. Der kom begrænsede mængder fra de øvrige forsyningskilder, som er import fra Tyskland via Ellund og bi-onaturgasproduktion, jf. figur 5.

FIGUR 5 | GASFLOW FOR DANSKE FORSYNINGSKILDER OG -RUTER PR. MÅNED, 2017-2018

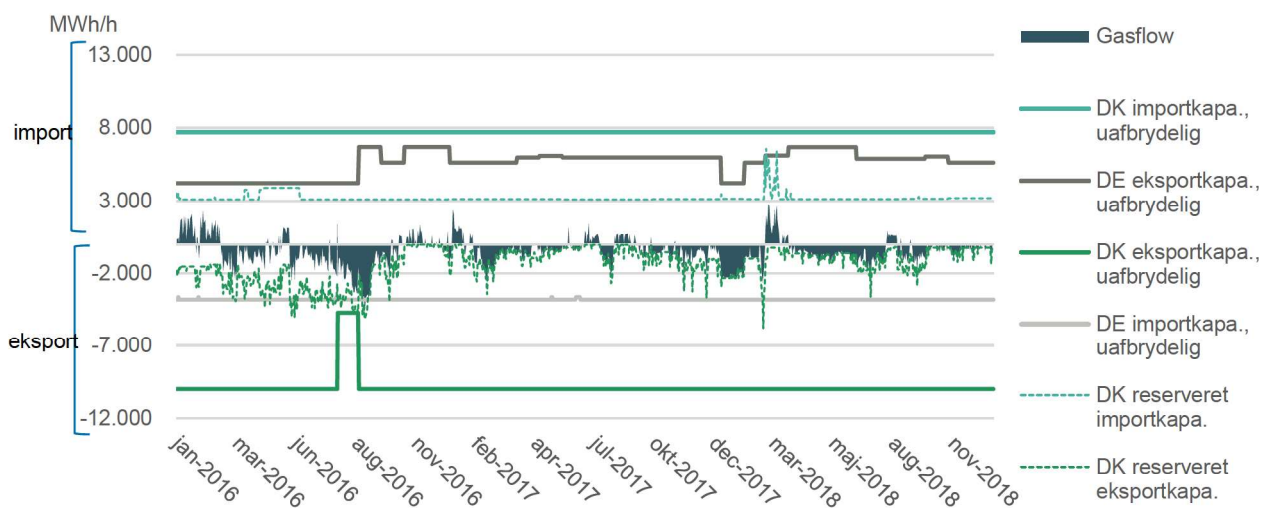


Kilde: Forsyningstilsynet baseret på data fra Energinet

Note: Nybro omfatter mængder fra den danske del af Nordsøen samt det norske felt Trym, der opgøres som import fra Norge i afsnittet om import og eksport. Alle data er faktisk gasflow undtagen bionaturgas, der er opgjort som allokering ved punktet RES Entry.

I 2018 blev der ligesom tidligere år primært transporteret gas fra Danmark til Tyskland via Ellund-forbindelsen. Undtagelsen var marts, hvor der blev importeret gas, som der er redegjort for i afsnittet om import og eksport, og slutningen af august, jf. figur 6.

FIGUR 6 | KAPACITET OG GASFLOW VED ELLUND, 2016-2018



Kilde: Forsyningstilsynet baseret på data fra Energinet og ENTSOG

Note: Kapacitet på den tyske side er totalen for Gasunie Deutschland (knyttet til Gaspool (GPL)) og Open Grid Europe (knyttet til NCG), hvoraf Gasunie Deutschland har hovedparten af den uafbrydelige kapacitet. På den tyske side er der ubegrænset afbrydelig eksportkapacitet mod Danmark for begge operatører.

Der er mere uafbrydelig kapacitet på den danske side end på den tyske side af Ellund-punktet for både import og eksport. Der er dog ubegrænset afbrydelig kapacitet på den tyske side. I 2018 var der tilstrækkelig import- og eksportkapacitet på både den danske og tyske side af grænsen sammenholdt med det faktiske gasflow. Enkelte dage oversteg den reservede kapacitet på den danske side den uafbrydelige kapacitet på den tyske side, jf. figur 6.

I hele 2018 var der reserveret ca. 3.100 MWh/h dansk importkapacitet ud af 7.700 MWh/h uafbrydelig kapacitet. Dette var også tilfældet i 2016 og 2017, hvilket indikerer, at der er tale om lange kapacitetsaftaler. Den reservede eksportkapacitet er mere varierende og følger gasflowet tættere, hvilket tyder på kortere kapacitetsaftaler, jf. figur 6.

Under nedlukningen af Tyra bliver der behov for betydeligt mere import fra Tyskland end tidligere, og den danske forsyningssituation bliver afhængig af importkapaciteten på Ellund-forbindelsen. Den eksisterende exit-kapacitet på den tyske side (dansk import) er ikke tilstrækkelig til at forsyne det danske og svenske marked på en kold vinterdag.

I forbindelse med auktionen af årskapacitet på Ellund-punktet i juli 2018 annoncerede den tyske operatør Gasunie Deutschland, at såfremt transportkunderne bød tilstrækkeligt ind, ville operatøren øge exit-kapaciteten på den tyske side med 1 GWh/h. Gasunie Deutschland informerede i september 2018 om, at der ikke var tilstrækkelig efterspørgsel til at gennemføre en udvidelse af kapaciteten for 2019-2022.

TRANSPORT AF GAS VED ELLUND I FORHOLD TIL PRISSIGNALER

Forsyningstilsynet (dengang Energitilsynet) undersøgte første gang transport af gas ved Ellund-forbindelsen i forhold til prissignaler i rapporten "Konkurrencen på det danske engrosmarked for naturgas" fra december 2015. Her fandt tilsynet, at der relativt ofte forekom eksport af gas fra Danmark til Tyskland i den modsatte retning af, hvad man ville forvente ud fra prissignalet. Der blev eksporteret gas, selv om det burde være mest økonomisk fordelagtigt at sælge gassen i Danmark, og dermed pådrog aktørerne sig et "bevidst" tab. Tilsynet har desuden løbende overvåget dette og offentliggjort resultaterne i tilsynets halvårige markedsrapporter.

Der kan være flere forklaringer på denne adfærd. En mulig forklaring på større og systematisk eksport af gas imod prissignalet kan være, at aktører med store gasmængder undlader at sælge på det danske gasmarked for ikke at påvirke prisen negativt på det danske marked ved et større udbud af gas på gasbørsen.

Omfanget af transport af gas imod prissignalet analyseres i denne rapport ved at sammenligne allokering af transmissionskapacitet ved Ellund med den mulige fortjeneste opgjort som prisforskellen mellem Danmark og Tyskland tillagt transportomkostninger. Der sondres mellem variable transmissionsomkostninger (volumentariffer) og totale transmissionsomkostninger (volumen- og kapacitetstariffer). Aktører, der har købt transmissionskapacitet på lange kontrakter, kan betragte udgiften til kapacitet som en "sunk cost", der ikke bør påvirke beslutningen om transport af gas.

Opgørelserne ved variable og totale transportomkostninger giver en hhv. "hård" og "blød" indikation af forekomsten af eksport imod prissignalet. Der er tale om en blød indikation, når totale transportomkostninger anvendes, da der kan være aktører med lange kapacitetskontrakter. Kapacitetstariffen vil i den forbindelse ikke indgå i beslutningen om at eksportere gas. Der er tale

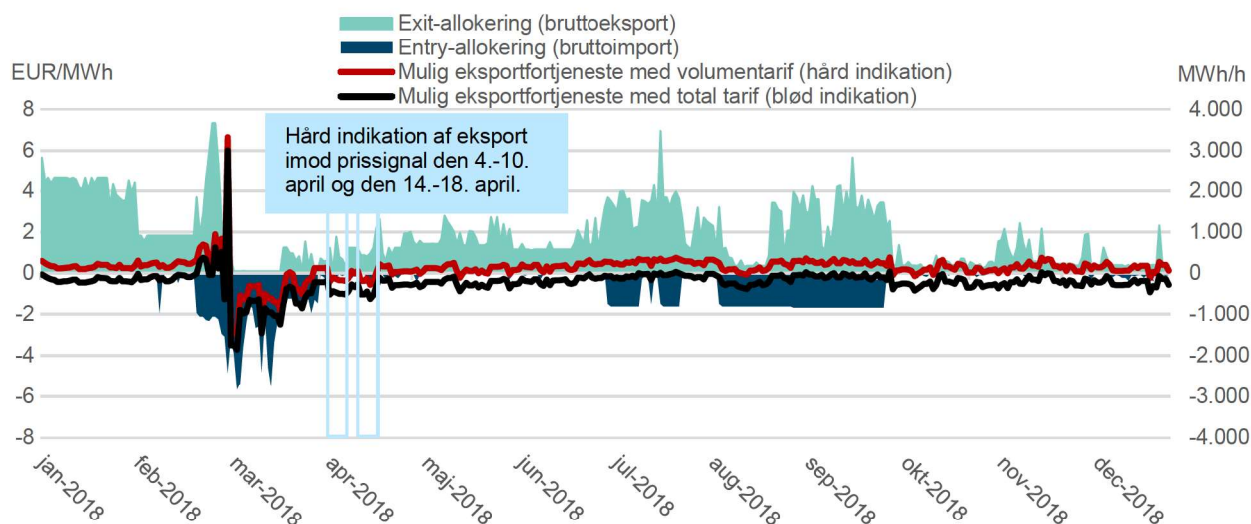
om en hård indikation, når opgørelsen kun omfatter variable transportomkostninger, da disse skal betales i alle tilfælde afhængigt af den transporterede mængde.

I 2018 lå de danske spotpriser under de tyske over 90 pct. af dagene med et gennemsnitligt prisspænd på -0,75 EUR/MWh, og der er hovedsagligt eksporteret gas til Tyskland. Forsyningstilsynets analyse viser overordnet, at der i 2018 ikke har været større, systematisk adfærd med transport af gas imod prissignalerne, som tilsynet har fundet anledning til at undersøge nærmere.

Der er en del dage, hvor aktører hverken har kunnet opnå fortjeneste ud fra den bløde eller hårde indikation. I 2018 var der 55 dage, som primært lå i marts og april under og efter Early Warning på det danske marked, hvor der ikke kunne opnås fortjeneste ud fra den hårde indikation. For disse 55 dage er den samlede exit-allokering 36 mio. m³, hvilket kun svarer til 1,3 pct. af det danske og svenske forbrug af gas i 2018. Det bemærkes, at der næsten alle dage i 2018 var exit-allokeringerne uanset muligheden for fortjeneste, jf. figur 7.

I nogle få tilfælde var der en vis mængde exit-allokering på dage uden mulig fortjeneste efter den hårde indikation. Dette var især i april, jf. figur 7. Dette viser en klar forbedring sammenlignet med 2015, hvor der var langt flere forekomster af eksport mod prissignalet.

FIGUR 7 | TRANSMISSIONSALLOKERING SAMMENHOLDT MED MULIG EKSPORTFORTJENESTE



Kilde: Forsyningstilsynets beregninger baseret på data fra Energinet, PEGAS ETF, EEX, GUD og OGE

Note: Den røde kurve er den mulige eksportfortjeneste, når kun variable transportomkostninger indregnes. Hvis et punkt på den røde kurve er negativt, vil det være mest fordelagtigt at sælge gassen i Danmark. Positiv exit-allokering på disse dage er derfor eksport imod prissignalet ifølge den "hårde" indikation. Den sorte kurve er den mulige eksportfortjeneste, når totale transportomkostninger indregnes. Hvis et punkt på den sorte kurve er negativt, og der på samme dag er positiv exit-allokering, er der sket eksport imod prissignalet ifølge den "bløde" indikation.

Under nedlukningen af Tyra-plattformen bliver transport af gas via Ellund-forbindelsen endnu vigtigere, da dette bliver den primære forsyningsrute til det danske gasmarked. Forsyningstilsynet vil derfor overvåge transporten af gas ved Ellund.

LAGER

Gas Storage Denmark's to gaslagre Lille Torup og Stenlille, der drives som én virksomhed ud fra en one storage-strategi, havde i 2018 en samlet lagerkapacitet på 858 mio. m³. Dette er ca. 4 pct. mindre end i 2017, hvilket skyldtes vedligeholdelse af Lille Torup. Lagerkapaciteten i de to lagre blev i 2018 udsolgt til en gennemsnitspris på 1,44 EUR/MWh, hvilket var 11 pct. højere end i 2017, men lavere end i 2016, jf. tabel 3.

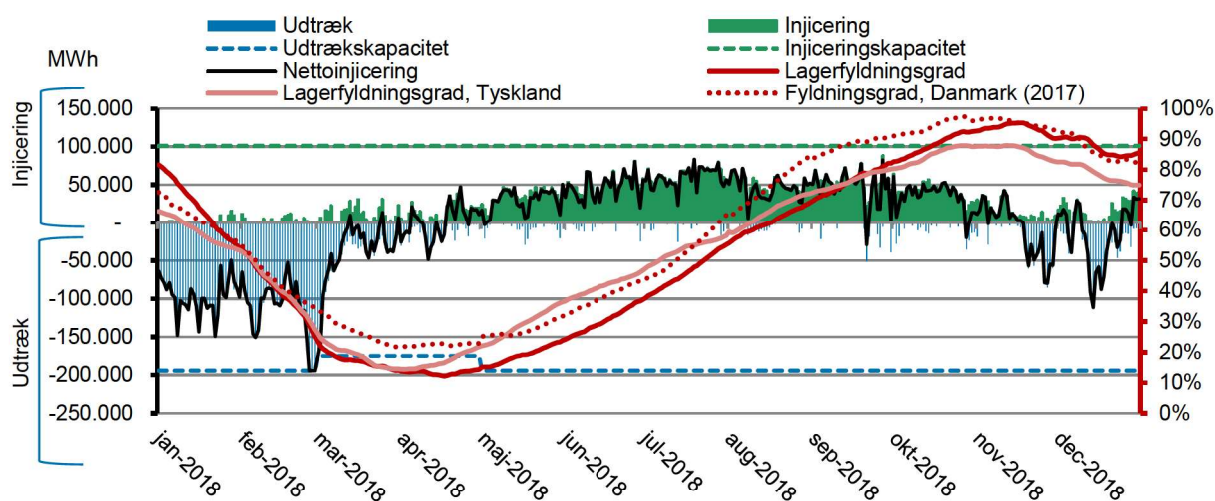
TABEL 3 | ÅRLIGE LAGERKAPACITETER OG GENNEMSNIKSPRISER

	Lagerkapacitet, mio. m ³	Gennemsnitspris, EUR/MWh
2018	858	1,44
2017	898	1,30
2016	971	1,70
2015	1025	

Kilde: Energinets årsrapporter for 2016-2018

2018 var et usædvanligt år for de danske gaslagre pga. den usædvanlige kuldeperiode og høje tyske gaspriser, som lå over den danske balancepris. I starten af 2018 trak lagerkunderne gas fra lagrene i et omfang og på en måde, som ikke er set i gassystemets 30-årige historie. Kunden accelererede udtrækket af gas på et tidspunkt, hvor lagrene i forvejen havde en usædvanlig lav fyldningsgrad. I fire sammenhængende døgn i slutningen af februar trak lagerkunder gas ud svarende til den maksimale udtrækskapacitet, jf. figur 8. I april nåede lagerfyldningsgraden ned på 12 pct., hvilket er markant under fyldningsgraden på samme tidspunkt de foregående år.

FIGUR 8 | FYLDNINGSGRAD, LAGERINJICERING OG -UDTRÆK I 2018



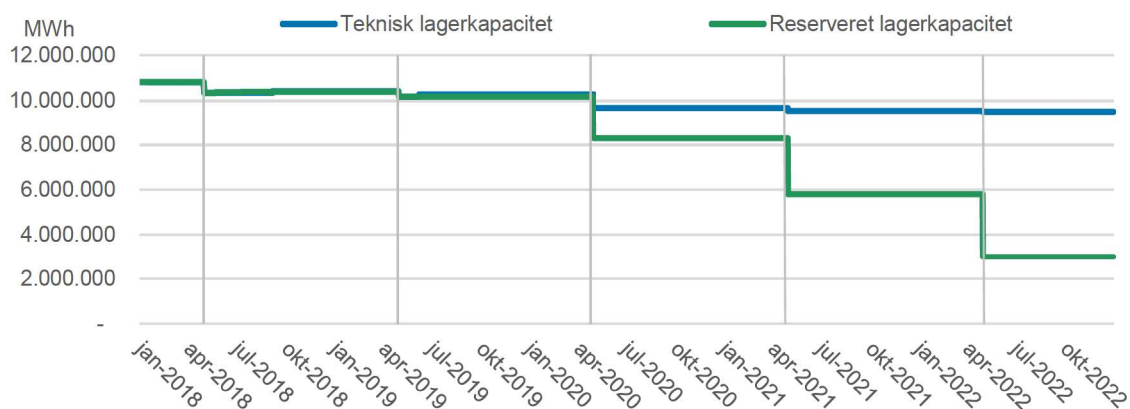
Kilde: Forsyningstilsynet baseret på data fra Gas Storage Denmark

Den gennemsnitlige lagerfyldningsgrad i de tyske gaslagre var stort set på samme niveau i slutningen af februar, men de startede året med en betydeligt lavere niveau end de danske gaslagre, jf. figur 8.

Gaslagerene kommer til at spille en central rolle i perioden, hvor Tyra-plattformen er lukket. Importkapaciteten på Ellund-forbindelsen er ikke tilstrækkelig til at forsyne det danske og svenske marked på en kold dag. Det bliver dermed nødvendigt at anvende lagrene på sådanne dage for at kunne levere gas til danske og svenske forbrugere. Det er derfor vigtigt for forsyningssituationen på det danske gasmarked, at lagrene fyldes og tømmes på hensigtsmæssig måde i denne periode.

Fyldningssæsonen 2018 startede omkring maj, og fyldningsgraden nåede sidst på efteråret samme niveau som de seneste år på over 90 pct., jf. figur 8. I januar 2019 blev lagerkapaciteten for lagerår 2019 udsolgt, jf. figur 9. Dette skete til en højere pris, end hvad lagerkapaciteten er blevet solgt til de foregående år, jf. tabel 3. Dette skyldes en markant stigning i gasprisspændet mellem sommer- og vinterprodukter i 2019 på de nordvesteuropæiske markeder.

FIGUR 9 | RESERVERET LAGERKAPACITET 2018-2022, PR. JUNI 2019



Kilde: Forsyningstilsynet baseret på Energinets Energi Data Service
 Note: Lageråret, som løber fra 1. maj til 30. april, er markeret i figuren.

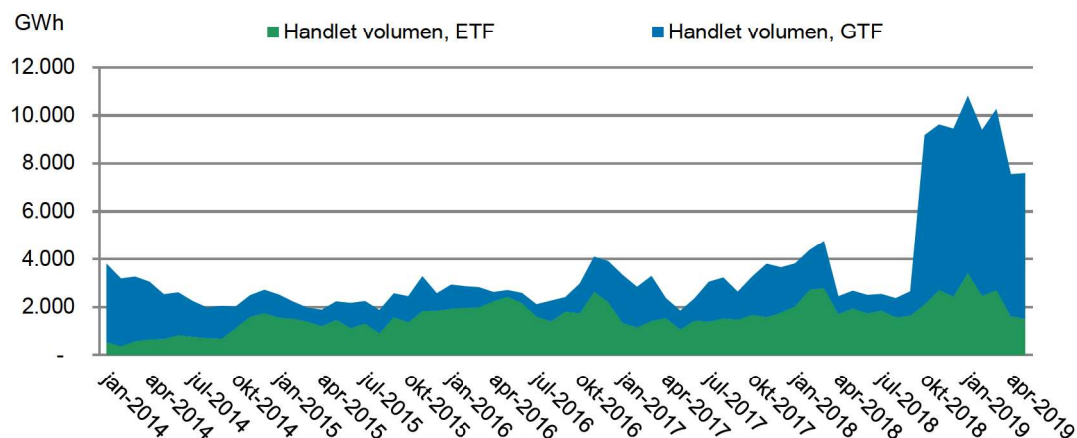
PRISER

MARKEDSSAMMENSÆTNING

HANDLEDE PRODUKTER

I Danmark handles gas på gasbørsen PEGAS ETF (tidligere Gaspoint Nordic) eller ved bilaterale kontrakter, som leveres på punktet GTF. Fra 2014 til 2016 blev der handlet mere på gasbørsen end ved bilaterale kontrakter, men i 2017 var mængderne på GTF en smule over ETF. De fleste måneder i 2018 var den handlede volumen størst på ETF. Dette ændrede sig dog fra 4. kvartal 2018, hvorefter der er blevet handlet meget store mængder med levering på GTF, jf. figur 10.

FIGUR 10 | **HANDLET VOLUMEN PÅ EXCHANGE TRANSFER FACILITY (ETF) OG GAS TRANSFER FACILITY (GTF), 2014 – MAJ 2019**

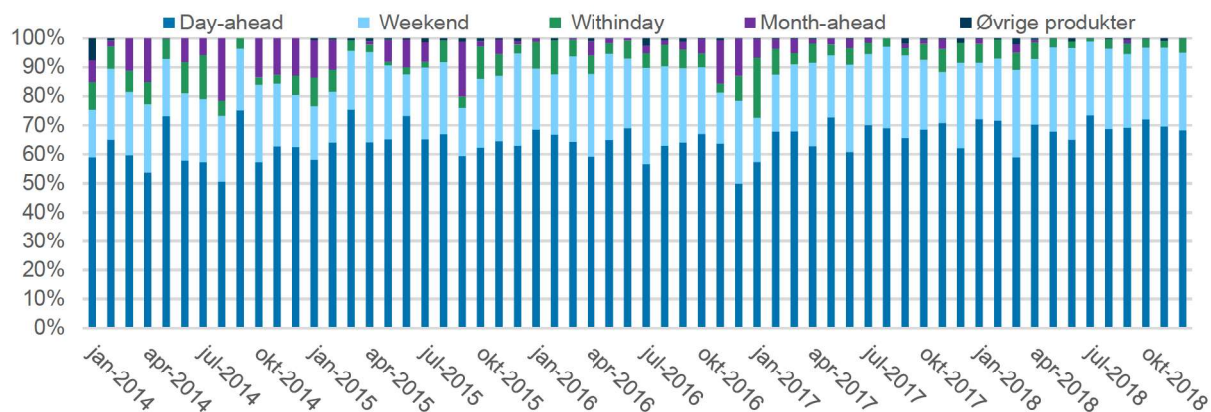


Kilde: Forsyningstilsynet baseret på data fra PEGAS ETF og Energinet

Den markante stigning i gas handlet på bilaterale kontakter, der leveres på GTF, kan bl.a. skyldes en stigning i antallet af kontrakter, en stigning i volumen pr. kontrakt eller at GTF i større grad anvendes som leveringspunkt end tidligere. De danske forsyningskilder omfatter naturgasproduktion i Nordsøen (inkl. import fra det norske felt Trym), import fra Tyskland og bionaturgasproduktion. Der er ikke leveret betydeligt større gasmængder til Danmark fra disse forsyningskilder fra 4. kvartal 2018 og frem, jf. figur 5. Dermed ser mængderne på GTF, på ca. 7.000 GWh per måned, ikke ud til at skyldes, at der er kommet mere gas til det danske marked.

I 2018 blev der handlet ca. 25 TWh på PEGAS ETF, hvilket er det højeste siden børsens etablering i 2008. Der handles primært spotprodukter på den danske gasbørs, hvor day-ahead- og weekend-produkter stod for ca. 95 pct. af den handlede volumen i 2018. Handlen med within-day-produkter udgjorde 4 pct. af den handlede volumen og 11 pct. af antallet af handler. Både volumen og andelen af within-day-handel steg i perioden fra 2014 til 2017, men er faldet en smule i 2018, jf. figur 11.

FIGUR 11 | FORDELING AF HANDLEDE PRODUKTER PÅ PEGAS ETF PR. MÅNED (VOLUMEN), 2014-2018



Kilde: Forsyningstilsynet baseret på data fra PEGAS ETF

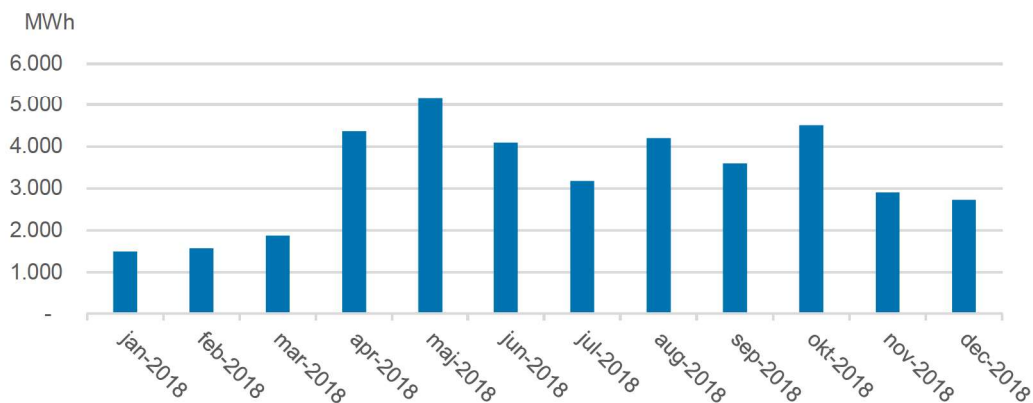
Handlen med month-ahead-produkter på ETF var meget begrænset i 2018, og siden 2014 er andelen af month-ahead-handlen på PEGAS ETF faldet, jf. figur 10. Sammenlignet med gashubs i Nederlandene (TTF) og Tyskland (NCG og Gaspool) er andelen af spothandel på den danske gasbørs relativt høj. Disse gashubs anvendes i højere grad til handel med forward-produkter bl.a. til risikoafdækning, også af danske aktører. Særligt TTF, som er en af de mest likvide gashubs i Europa, har tiltrukket handel med lange gasprodukter og forward-produkter.

MARKEDSKONCENTRATION

Markedskoncentrationen for engroshandel på det danske marked (ETF og GTF) er steget i 2018 på både købs- og salgssiden. HHI¹ på salgssiden var i 2018 2.039, mens HHI på købsiden var 2.628, hvilket er det højeste siden 2010. Dette bryder med den nedadgående udvikling, der ellers har været siden 2015. Markedskoncentrationen varierer dog i løbet af året. Markedskoncentrationen på salgssiden af PEGAS ETF var lavest de første tre måneder i 2018, hvor der størst gasforbrug, og i højest i sommermånederne, jf. figur 12.

¹ Til måling af markedskoncentration anvendes Herfindahl-Hirschmann index (HHI), som resulterer i en værdi mellem 0 (perfekt konkurrence) og 10.000 (monopol).

FIGUR 12 | MARKEDSKONCENTRATION (HHI) PÅ SALGSSIDEN AF ETF PR. MÅNED, 2018



Kilde: Forsyningstilsynet baseret på data fra PEGAS ETF

Under nedlukning af Tyra-plattformen kan der ske ændringer med markedskoncentrationen på markedet for handel med gas. Forsyningstilsynet vil gennem løbende markedsovervågning følge markedskoncentrationen på forskellige dele af gasmarkedet inkl. gashandel og forsyningsruten til Danmark.

Den forventede stigning i produktionen af bionaturgas og mulige nye biogasaktører kan få en positiv effekt på markedskoncentrationen for det danske gasmarked.

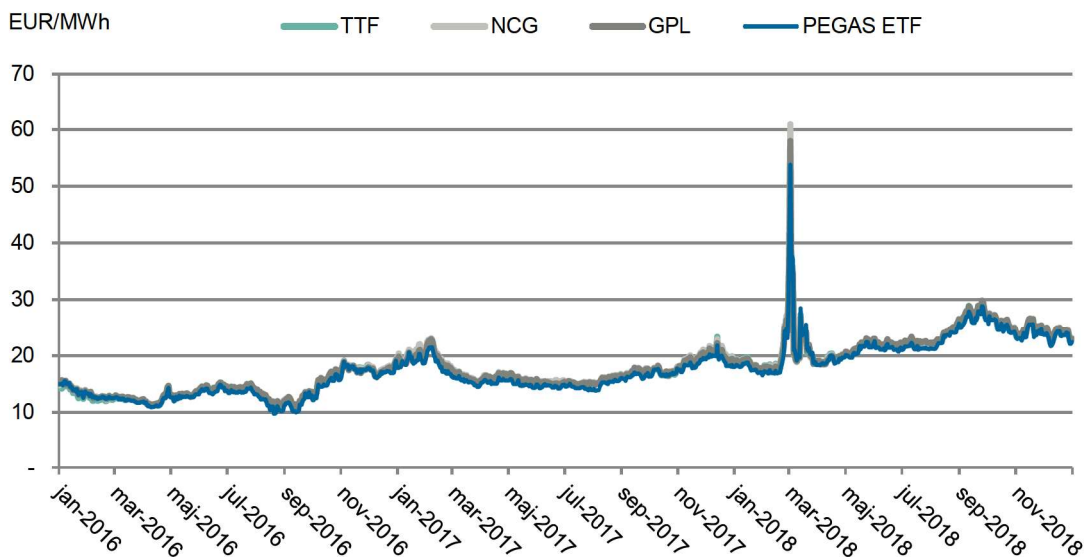
PRISUDVIKLING

Priserne på det danske gasmarked har generelt været stigende siden 2016, hvor gaspriserne nåede det lavest niveau i seks år, jf. figur 13. Gennemsnitsprisen på day-ahead-markedet i Danmark var 22,19 EUR/MWh i 2018, hvilket er 26 pct. højere end i 2017 og 39 pct. højere end i 2016. Day-ahead-prisen i 2018 sluttede 3,38 EUR/MWh over prisen i starten af året.

En usædvanlig kuldeperiode fra slutningen af februar skabte stor efterspørgsel efter gas og fik de europæiske gaspriser til at stige voldsomt. De danske, tyske og nederlandske gaspriser toppede den 2. marts omkring 54-61 EUR/MWh. I midten af marts faldt temperaturen igen, hvilket fik priserne til at stige igen, dog ikke så meget som i starten af marts, jf. figur 13.

Gaspriserne steg i løbet af august og september og endte lige under 30 EUR/MWh i slutningen af september. Dette skyldtes bl.a., at der i løbet af sommeren var stort behov for at fylde gaslagrene efter kuldeperioden og det høje forbrug i februar og marts.

FIGUR 13 | PRISUDVIKLING FOR DAY-AHEAD I DANMARK, NEDERLANDENE OG TYSKLAND, 2018



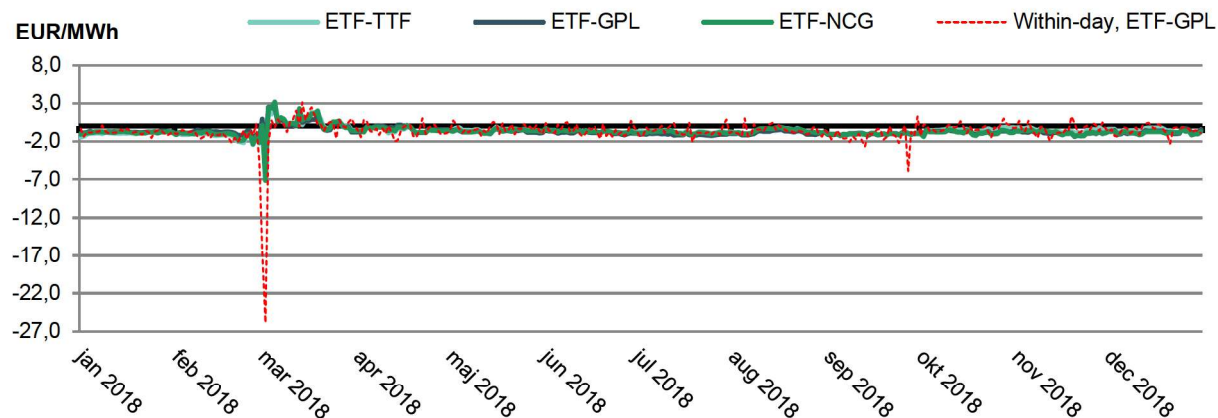
Kilde: Forsyningstilsynet baseret på data fra PEGAS ETF og EEX.

Note: Spotpriserne på day-ahead-markedet opgøres med European Gas Spot Index (EGSI) for danske Exchange Transfer Facility (ETF), nederlandske Title Transfer Facility (TTF) samt tyske Gaspool (GPL) og NetConnect Germany (NCG). EGSI beregnes for hver leveringsdag som et volumenvægtet gennemsnit af dags- og weekendkontrakter med levering den pågældende dag.

Den danske gaspris var generelt lavere end priserne på den nederlandske (TTF) og de tyske gashubs (NCG og Gaspool, GPL) i 2018, jf. figur 13 og 14. Til sammenligning med den gennemsnitlige danske gaspris på 22,19 EUR/MWh var den gennemsnitlige nederlandske pris 22,79 EUR/MWh, og de gennemsnitlige priser på de tyske gashubs GPL og NCG var hhv. 22,89 EUR/MWh og 22,87 EUR/MWh.

Prisen på within-day følger generelt prisen på day-ahead tæt. Priserne på within-day i Danmark har i gennemsnit været 22,27 EUR/MWh i 2018. Til sammenligning var den gennemsnitlige pris på TTF 22,93 EUR/MWh, og de gennemsnitlige priser på GPL og NCG var hhv. 22,93 EUR/MWh og 22,90 EUR/MWh. Der er større udsving i prisspændet for within-day-markedet mellem den danske gashub og de tre udenlandske gashubs end på day-ahead-markedet. Der var især et stort prisspænd i starten af marts, hvor den danske within-day-pris var næsten 26 EUR/MWh lavere end prisen på tyske Gaspool, jf. figur 14. Til sammenligning var den danske day-ahead-pris ca. 4 EUR/MWh lavere end prisen på Gaspool.

FIGUR 14 | SPOTPRISFORSKEL MELLEM DANMARK (ETF) OG HHV. TYSKLAND (GPL OG NCG) OG NEDERLANDENE (TTF), 2018



Kilde: Forsyningstilsynet baseret på data fra PEGAS ETF og EEX.

Note: Within-day-prisen opgøres med Within Day Reference Price (WDRP), som beregnes for hver leveringsdag som et volumen-vægtet gennemsnit af alle within-day-handler mellem kl. 08 og 18 på handelsdagen. Hvis der for en leveringsdag ikke er foretaget within-day-handler, anvendes spotindekset, EGSI, for den pågældende leveringsdag.

I slutningen af februar steg den danske gaspris voldsomt, men ikke så meget som i Tyskland eller Nederlandene, jf. figur 13. Kombineret med en balancepris i Danmark, som var lavere end de tyske priser pga. price caps i Energinets kommercielle balancemodel, blev store mængder gas sendt fra Danmark til Tyskland på trods af stor efterspørgsel i Danmark. Within-day-prisen på ETF anvendes som referencepris til afregning af ubalancer i transmissionssystemet, men balancemodellen indeholdte en begrænsning for, hvor høj balanceprisen kunne blive. Dette skabte stort pres på den danske forsyningssituation, og pga. bekymring for balance- og forsyningssituationen erklærede Energinet den 27. marts Early Warning for første gang siden 2013. Energinet fjernede desuden prisbegrænsningen i fastsættelse af balanceprisen for at skabe de rette incitamenter for aktørerne på markedet. Perioden med Early Warning varede 20 dage og førte ikke til afbrydelse af gas hos forbrugerne.

Perioden med Early Warning understreger vigtigheden af at have de rette incitamenter og pris-signaler for at sikre forsyningen på det danske marked i en presset situation. For at skærpe incitamenterne i balancemodellen har Forsyningstilsynet godkendt fire ændringer, herunder fjernelse af prisbegrænsninger. Dette er gjort for sikre en mere markedsbaseret balancering af transmissionssystemet.

I starten af 2018 blev Forsyningstilsynet orienteret om, at der ikke længere var en Market Maker på PEGAS ETF's within-day-markedet på hverdage. Da dette var en forudsætning for tilsynets oprindelige godkendelse af Energinets balanceprismetode, var det nødvendigt at vurdere, om within-day-prisen fortsat kunne bruges som referencepris og om kravet om en Market Maker dermed kunne ophæves. På baggrund af Forsyningstilsynets anmodning observerede Energinet markedet og balanceprisen i en periode på et halvt år, og kom derefter med en redegørelse. Ud fra denne redegørelse har Forsyningstilsynet godkendt, at within-day-prisen kan bruges som referencepris, selv om der ikke længere er Market Maker på hverdage.