



Forsyningstilsynet

Markedsrapport for 2019 Engrosmarkedet for gas

RAPPORT

MAJ 2020

FORSYNINGSTILSYNET

Torvegade 10
3300 Frederiksværk

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

Indhold

RESUMÉ	3
REMIT OG OVERVÅGNING AF ENGROSMARKEDET FOR GAS	6
VIGTIGE BEGIVENHEDER I 2019.....	7
PRODUKTION OG FORBRUG	8
PRODUKTION.....	8
NEDLUKNING OG GENOPBYGNING AF TYRA-PLATFORMEN.....	9
FORBRUG	11
IMPORT OG EKSPORT	12
TRANSMISSION	14
LAGER.....	15
PRISER	18
MARKEDSSAMMENSÆTNING	18
PRISUDVIKLING	21
TRANSPORT AF GAS VED ELLUND I FORHOLD TIL PRISSIGNALER	23

RESUMÉ

Tyra-plattformen, som normalt behandler ca. 90 pct. af gasproduktionen fra den danske del af Nordsøen, blev lukket ned for perioden fra den 21. september 2019 til 1. juli 2022 for at blive genopbygget.

Genopbygningen har stor betydning for det danske gasmarkeds funktionsmåde. Under Tyra-nedlukningen vil det danske marked primært blive forsynet med gas fra Tyskland samt fra mindre forsyningskilder så som Syd Arne-feltet og biogasproduktionen. Dette ændrede forsynings-situationen i Danmark væsentligt, da Danmark under Tyra genopbygningen er gået fra at være et selvforsynende eksportland til at skulle importere hovedparten af det danske gasforbrug. Baltic Pipe, der vil forbinde Danmark med det norske offshore gassystem og med det polske gasmarked, forventes at åbne 1. oktober 2022. Den nye forbindelse vil have kapacitet på 10 mia. m³ om året, hvilket er 4-5 gange det danske forbrug. Med Baltic Pipe og genåbningen af Tyra-plattformen vil det danske gasmarked være væsentlig andeledes velforsynet fra 2022.

Produktionen af naturgas var i 2019 3,0 mia. m³, hvilket er 24 pct. under niveauet i 2018, og et fald på 35% i forhold til 2017. Produktionen af bionaturgas er tidoblet fra 2015 til 2019 og svarede til 11 pct. af det samlede danske forbrug i hele 2019. Ved udgangen af 2019 var der i alt 35 producerende biogasanlæg, og 15 værker var under opførelse.

Det danske gasforbrug nåede i 2019 det laveste niveau i 20 år på omkring 2,2 mia. m³. Det danske forbrug påvirkes i høj grad af temperaturer, da over halvdelen af gasforbruget anvendes til el- og varmeproduktion eller af husholdninger til opvarmning. Energistyrelsen estimerede i september 2019, at forbruget vil falde med 19 pct. de næste 10 år, hvilket drives af forventet faldende forbrug hos husholdninger samt til el- og varmeproduktion. Energistyrelsens forventer, at gasforbruget til transport mere end fordobles over de næste 10 år pga. øget anvendelse til tung transport, hvor gas kan udnyttes som overgangsteknologi frem mod en øget elektrificering.

Danmark var nettoeksportør af gas i de første 9 måneder i 2019. Den samlede eksport i 2019 på 1.274 mio. m³ var 13 pct. lavere end i 2018, hvilket skyldes nedlukningen af Tyra og en begrænsning af eksport til Nederlandene i perioden op til nedlukningen på grund af vedligeholdelse på Tyra Vest-F3 rørledningen. Fra tidspunktet for nedlukningen af Tyra-plattformen blev der importeret 934 mio. m³.

Der er både mere uafbrydelig eksport- og importkapacitet på den danske side end på den tyske side af Ellund-punktet på grænsen mellem de to lande. Der er dog ubegrænset afbrydelig kapacitet på den tyske side. I det meste af 2019 var der tilstrækkelig import- og eksportkapacitet på både den danske og tyske side af grænsen sammenholdt med det faktiske gasflow. I året op til Tyras nedlukning var 3,1 GWh/h af den danske importkapacitet på 7,7 GWh/h uafbrydlig kapacitet reserveret. Efter nedlukningen af Tyra var reservationen af den danske importkapacitet mellem 4 og 6 GWh/h. Exit-kapacitet på den tyske side (dansk import) er ikke tilstrækkelig til at forsyne det danske og svenske marked i de koldeste vintermåneder. Forsyningstilsynet er derfor opmærksom på flaskehalssituationer, der kan opstå som følge af behov for stor import til Danmark.

I foråret blev kapaciteten for eksport fra Danmark til Tyskland reduceret af den tyske gastransmissionsoperatør Gasunie Deutschland. Den uafbrydelige kapacitet på operatørens tyske side var herefter nul fra 1. januar 2020. Der udbydes dog stadig afbrydelig kapacitet. I efteråret blev der iværksat en proces iht. EU's netregler for ny kapacitet for at afklare om markedsaktørernes efterspørgsel kan danne grundlag for fornyede investeringer i uafbrydelige kapacitet. De ikke-bindende bud i processen indikerer en høj efterspørgsel efter eksportkapacitet fra Danmark til Tyskland fra oktober 2022, hvor Tyra er genåbnet og Baltic Pipe kommer i drift. Forsyningstilsynet følger processen tæt.

Forsyningstilsynet traf flere væsentlige afgørelser i løbet af året.

Sammen med den svenske energiregulator godkendte tilsynet 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 i Dragør, og der blev skabt en dansk-svensk exitzone med fælles balancering.

I maj 2019 godkendte tilsynet Energinets metode for fastsættelse af tariffene fra 1. oktober 2020 og tre år frem. Dermed sikres opfyldelse af EU regler om harmonisering af tarifstrukturer. Med den nye metode genindføres uniforme tariffen, ligesom der fastsættes et nyt split mellem kapacitets- og volumentariffen.

I december 2019 godkendte tilsynet, at Energinet genindfører sæsonariffer i Ellund fra den 1. oktober 2020 til 1. oktober 2022. Dette gøres for at sikre forsyningssikkerheden under Tyra-nedlukningen.

Gas Storage Denmarks to gaslagre havde i 2019 en samlet lagerkapacitet på 10.643 GWh. Dette er ca. 2 pct. mere end i 2018. Lagerkapaciteten i de to lagre blev i 2019 udsolgt til en gennemsnitspris på 4,07 EUR/MWh, hvilket var 183 pct. højere end i 2018. Året 2019 var usædvanligt for de danske gaslagre pga. varmere vejr og lave gaspriser. Fyldningsgraden nåede således allerede i løbet af sommeren et niveau på over 90 pct., og ved udgangen af 2019 var lagrene 95% fulde, hvilket er den højeste fyldningsgrad for det tidspunkt på året siden 2011.

I 2019 blev der handlet 21 TWh på den danske gasbørs PEGAS ETF og 61 TWh på GTF, som er leveringspunktet for bilaterale kontrakter, hvilket samlet er historisk højt. Handlen på PEGAS ETF var dog ca. 45% lavere i fjerde kvartal 2019 sammenlignet med den gennemsnitlige volumen i fjerde kvartal de foregående 3 år. Der bliver således handlet væsentligt færre volumener på PEGAS ETF efter Tyra nedlukningen.

Der handles primært spotprodukter i form af day-head- og weekendprodukter på den danske gasbørs. Der blev ikke handlet længere produkter, så som month-ahead, i 2019.

Den gennemsnitlige spotpris i 2019 var 13,26 EUR/MWh, hvilket er 40 pct. lavere end i 2018. Priserne faldt igennem starten af året og den laveste dagspris siden 2008 blev observeret 4. september 2019 på 6,73 EUR/MWh. Herefter steg priserne frem til december, men day-ahead-prisen i 2019 sluttede alligevel på 7,32 EUR/MWh under prisen i starten af året.

Spotpriserne i Danmark var generelt lavere end priserne på de tyske gasmarkeder i perioden op til Tyras nedlukning med et gennemsnitligt prisspænd på -1,09 EUR/MWh. Priserne steg dog fra august sammenlignet med priserne på de tyske gasmarkeder, og har siden nedlukningen ligget over de priserne i Tyskland med et prisspænd på 0,70 EUR/MWh.

Tilsynets analyse af transporteret gas sammenlignet med prissignaler viser overordnet, at der i 2019 ikke har været større eller systematisk adfærd med transport af gas imod prissignalerne.

Til gengæld har der i 2019 været flere tilfælde, hvor markedsaktørerne ikke har udnyttet arbitragemulighederne mellem det danske og de tyske gasmarkeder.

BOKS 1 | FOKUSOMRÅDER FOR 2020

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 have særligt fokus på **Ellund-forbindelsen**, da Danmark fra efteråret 2019 er blevet et importland med én primær forsyningsrute. Forsyningstilsynet vil fortsat analysere og overvåge, om der i større grad eller systematisk **transporteres gas imod prissignalerne, og om kapaciteten i Ellund-forbindelsen udnyttes effektivt.**

Forsyningstilsynet vil derudover nøje følge udviklingen i processen omkring **genetablering af tysk importkapacitet** i Ellund efter opbygning af Tyra-plattformen.

Markedsovervågningen vil følge **prisudviklingen** på det danske marked. Desuden vil Forsyningstilsynet have fokus på, om **markedsdynamikker, handelsadfærd og markedskoncentrationen** ændrer sig i denne periode.

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

REMIT OG OVERVÅGNING AF ENGROSMARKEDET FOR GAS

Denne rapport er et resultat af Forsyningstilsynets overvågning af engrosergimarkederne.

Forsyningstilsynet overvåger engrosergimarkederne i medfør af bl.a. gasdirektivet, naturgasforsyningslovgivningen og bekendtgørelsen om Forsyningstilsynets overvågning af det indre marked for el og naturgas.¹

Forsyningstilsynet er kompetent myndighed i forhold til håndhævelsen af forordningen om integritet og gennemsigtighed på engrosergimarkederne (REMIT)². Forsyningstilsynet skal derfor sørge for, at der sker overholdelse af forbuddene i REMIT mod insiderhandel og markedsmanipulation og af forpligtelsen til at offentliggøre intern viden.

Der er et samspil mellem Forsyningstilsynets håndhævelse af REMIT og Forsyningstilsynets overvågning af engrosergimarkederne. Dette samspil kan vise sig ved forskellige forhold på markedet. En ualmindelig høj pris kan f.eks. være forårsaget af markedsmanipulation, men kan også være resultatet af et dårligt markedsdesign. Omvendt kan Forsyningstilsynets markeds- overvågning på engrosområdet give indikationer på forhold, som Forsyningstilsynet skal være opmærksomme på i håndhævelsen af REMIT. Dette samspil er en af årsagerne til, at Forsyningstilsynet overvåger udviklingen på det danske gasmarked og de enkelte aktørers adfærd.

Trods denne sammenhæng vedrører denne rapport ikke REMIT-specifikke forhold.

¹ Europa-Parlamentets og Rådets direktiv 2009/73/EF af 13. juli 2009 om fælles regler for det indre marked for naturgas og om ophævelse af direktiv 2003/55/EF (EØS-relevant tekst), Naturgasforsyningsloven (LBK nr. 1127 af 5. september 2018) og Bekendtgørelsen om Energistilsynets overvågning af det indre marked for el og naturgas (BEK nr. 1002 af 20. oktober 2011).

² Europa-Parlamentets og Rådets forordning (EU) nr. 1227/2011 om integritet og gennemsigtighed på engrosergimarkederne.

VIGTIGE BEGIVENHEDER I 2019

TABEL 1 | VIGTIGE BEGIVENHEDER FOR DET DANSKE GASMARKEDE, 2019

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 .
9. januar – 8. maj 2019	Energinet meddeler, at tie-in til det norske opstrømsgasnet i forbindelse med anlæg af Baltic Pipe forventes åben 1. januar 2022 for senere at udskyde til 1. oktober 2022, læs mere her .
28. marts 2019	FSTS og den svenske energiregulator godkender en fælles balancemodel for Danmark og Sverige (Joint Balancing Zone), der gennemføres 1. april. Herved fjernes det danske exitpunkt mod Sverige, Dragør, og der skabes en fælles dansk-svensk exitzone med fælles balancering baseret på den eksisterende danske balancemodel, læs mere her .
4. april 2019	Energiforligskredsen justerer dele af dispensationskriterier, som skal opfyldes for at få støtte til biogasanlæg efter den 1. januar 2020. Der sættes et stop for støtte til nye anlæg til elproduktion på biogas og anlæg til opgradering af biogas til gasnettet pr. 1. januar 2020. Ligeledes gives ikke nye tilsagn om støtte til anlæg, som anvender biogas til transport, industrielle processer og varme, læs mere her .
1. maj 2019	Den svenske TSO, Swedegas, genåbner det svenske 10 mio. m³ gaslager Skallen i Halland for kommerciel drift efter at have været lukket siden maj 2018, læs mere her .
31. maj 2019	FSTS træffer afgørelse om en ny uniform tarifmetode for Energinet, som træder i kraft 1. oktober 2019 og gælder til 30. september 2022. Afgørelsen indebærer bl.a., at kapacitetselementet i tarifferingen øges væsentligt og volumentariffen reduceres, læs mere her .
1. juli 2019	Al årskapacitet i Ellund fra GUD til Danmark for gasårene 2019 og 2020 blev udsolgt ved den årlige kapacitetsauktion , hvilket svarede til 80% af den samlede kapacitet fra Tyskland til Danmark. GUD frigav dog yderligere kapacitet for året 2020 midt i sidste kvartal af 2019.
4. september 2019	Den laveste dagspris på PEGAS ETF siden 2008: 6,73 EUR/MWh .
Juli 2018 – september 2019	Naturgasledningen, Tyra Vest-F3 , der forbinder det danske opstrømssystem til den nederlandske platform F3, og derfra videre til det nederlandske gasmarked, genåbner september efter nedlukning for at forbinde flere danske gasfelter til eksportruten.
21. september 2019	Tyra-platformen lukker kl. 01:20 for eksport og produktion pga ombygning , og forventes genåbnet 1. juli 2022. Danmark/Sverige vil indtil da overvejende blive forsynet via Ellund-forbindelsen fra Tyskland, samt i mindre grad fra Syd Arne-feltet og biogasproduktion, læs mere her .
30. september 2019	FSTS godkender Energinets prisfastsættelse af afbrydelig day-ahead og within-day entry-kapacitet i Ellund , som Energinet fra 1. oktober kun udbyder i de perioder, hvor al uafbrydelig entry-kapacitet er udsolgt, læs mere her .
1. oktober 2019	Dansk Gasdistribution og HMN Gasnet lægges sammen til Evida , der består af tre lokale distributionsselskaber: Evida Nord, Evida Syd og Evida Fyn, læs mere her og her .
30. oktober 2019	Energistyrelsen giver tilladelse til etablering af Nordstream 2 naturgasledningen på dansk kontinentalsokkel sydøst om Bornholm, læs mere her .
5. december 2019	Ændring af Lov om Naturgasforsyning vedtages. I kombination med Gasforsyningssikkerhedsforordningen præciseres herved Energinets og markedsaktørernes fælles ansvar for forsyningssikkerheden inden for deres respektive aktivitets- og kompetenceområder, læs mere her .
18. december 2019	FSTS godkender indførelse af sæsonfaktorer for kapacitet i Ellund for en tidbegrænset periode under Tyra-nedlukningen på to gasår fra og med oktober 2020. Energinet anmeldte metoden 15. marts 2019, læs mere her .

Kilder: Forsyningstilsynet (FSTS) baseret på egne afgørelser, Energi-, Forsynings- og Klimaministeriet, Energinet, Energistyrelsen, PEGAS, gasmarketmessage.dk, Swedegas, Gasunie Deutschland.

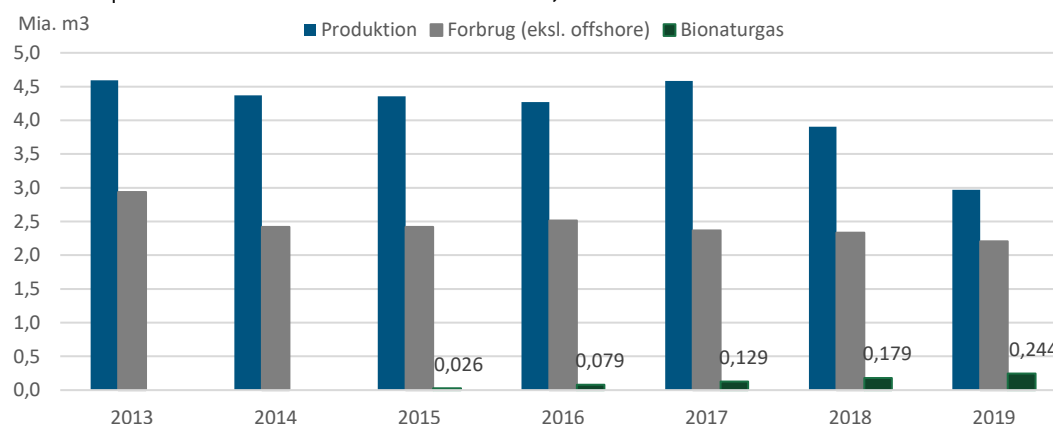
PRODUKTION OG FORBRUG

PRODUKTION

Danmarks produktion af naturgas foregår i den danske del af Nordsøen, hvor 17 felter producerede gas i 2019 frem til 21. september, hvor Tyra-plattformen blev lukket.³ Derefter er det kun 11 felter, der kan producere gas i danske del af Nordsøen. På grund af nedlukningen af Tyra-plattformen bliver størstedelen af denne gas fremover eksporteret til Nederlandene via NOGAT-pipelinen.

Produktionen af naturgas har tidligere være relativ stabil omkring 4-4,5 mia. m³ pr. år, men har været faldende de seneste år. Produktionen var kun 2.971 mio. m³ i 2019, bl.a. som følge af nedlukningen af Tyra-plattformen i slutningen af september, jf. figur 1. Dette er et fald på 24 pct. sammenlignet med 2018 og fald på 35 pct. i forhold til 2017.

FIGUR 1 | PRODUKTION OG FORBRUG PR. ÅR , 2014-2019



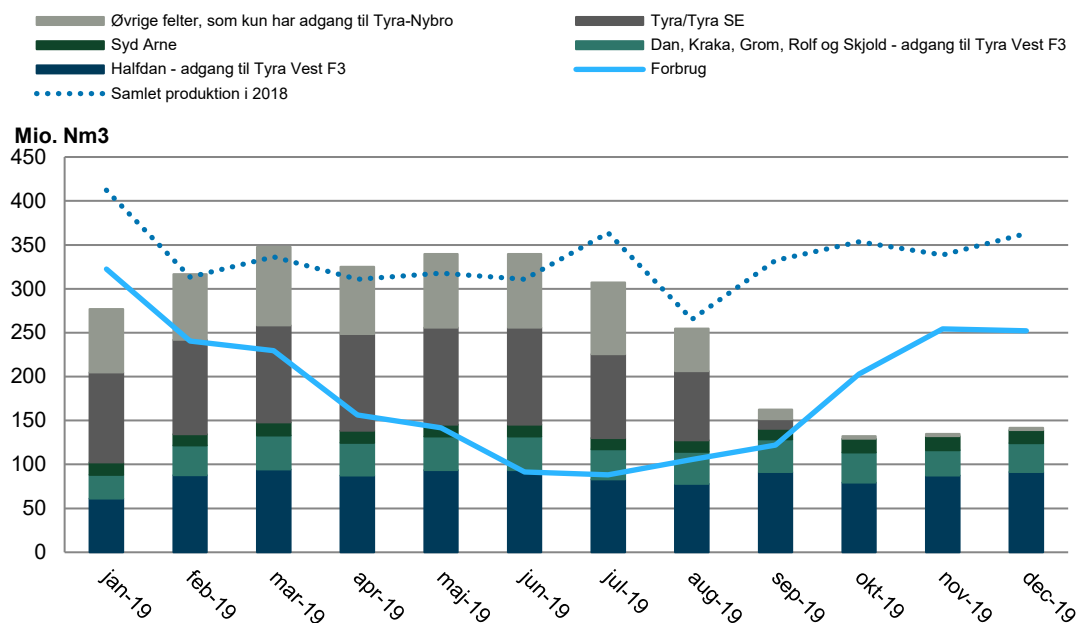
Kilde: Forsyningstilsynet baseret på data fra Energistyrelsen og Energinet.

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. I 2019 har sæsonudsvingene være anderledes end normalt, da der er blevet produceret mere i perioden op til Tyras nedlukning i september. Under nedlukningen af Tyra kan felterne Lulita, Harald, Roar Tyra, Tyra SE og Valdemar ikke producere, og er derfor lukket ned. Felterne Dan, Halfdan, Kraka, Gorm og Rolf er tilsluttet rørledningen Tyra Vest-F3, og har derfor mulighed for eksport gas til Nederlandene. Det betyder, at kun Syd Arne gasfeltet har adgang til det danske gasmarked, hvilket medfører at Danmark ikke er selvforsynende og er afhængig af import fra Tyskland, jf. figur 2.

³ GMM 2963, Gasmarketmessage.dk.

FIGUR 2 | PRODUKTION OG FORBRUG PR. MÅNED, 2019



Kilde: Forsyningstilsynet baseret på data fra Energistyrelsen.

Note: "Øvrige felter, som kun har adgang til Tyra-Nybro" omfatter Lulita, Harald, Roar og Valdemar.

NEDLUKNING OG GENOPBYGNING AF TYRA-PLATFORMEN

Tyra-plattformen, som normalt behandler ca. 90 pct. af gasproduktionen fra den danske del af Nordsøen, lukkes ned i perioden fra den 21. september 2019 til 1. juli 2022 for at blive genopbygget. Dette ændrer forsyningssituationen i Danmark, som for første gang siden 1984 i den treårige periode vil gå fra at være et selvforsynende eksportland til at skulle importere hovedparten af gassen. Det vil desuden være muligt at eksportere til Nederlandene fra en række felter via rørledningen Tyra Vest-F3, jf. figur 2.

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.⁴

I 2019 har forsyningssituationen ikke været udfordret, da vejret har været mildt, og de danske gaslager har som følge heraf været mere fyldte end normalt. Forsyningssituationen kan dog blive udfordret under den resterende del af Tyra-nedlukningen, hvis Danmark oplever en forlænget kuldeperiode, og forbindelsen fra Tyskland 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 pris-spænd, jf. afsnit om priser. Dette har dog ændret sig efter lukningen af Tyra, hvorefter de tyske gaspriser generelt har været lavere end de danske.

⁴ Kilde: Energinet, <https://energinet.dk/Gas/Forsyningssikkerhed/Tyra/Info-til-DK-detailmarked---sprgs-svar>

Selskabet Total, som opererer Tyra-plattformen på vegne af parterne i Dansk Undergrunds Consortium (DUC), orienterer om nedlukningen via gasmarketmessage.dk. Desuden følger og analyserer Energinet løbende forsyningssituationen.

Forsyningstilsynet vil følge situationen og markedet tæt gennem den løbende markedsovervågning. Forsyningstilsynet er opmærksomme på markedsaktørernes anvendelse af entry-punktet Ellund og af de danske gaslagre, da disse er afgørende for forsyningssikkerheden. Derudover følger forsyningstilsynet også handlen og prisudviklingen på det danske og de tyske markeder.

EJERSKAB I NORDSØEN

Modsat de tidligere år er der i 2019 ikke sket ændringer i ejerskabet af gasfelter og infrastruktur i Nordsøen. I 2018 indgik Total aftale om at købe Chevrons andel i DUC, og Shell solgte selskabets andel i DUC til det norske selskab Noreco. Begge transaktioner blev gennemført i 2019 efter Energistyrelsens godkendelse af overdragelse af bevillingerne. I 2019 bestod ejerskabet af DUC af Total, Noreco (Altinex) og Nordsøfonden, som ejer henholdsvis 43,2 pct., 36,8 pct. og 20 pct. I december 2018 ændredes også ejerskabet i rørledningen Tyra Vest-F3, så Total i 2019 ejede 48,6 pct., Noreco (Altinex) 41,4 pct. og Nordsøfonden 10 pct. For ejerskab før 2019 henvises til Markedsrapporten for 2018.

BIOGAS

Produktionen af bionaturgas i Danmark er tidoblet i perioden fra 2015 til 2019, hvor den årlige mængde af bionaturgas er steget fra 26 mio. m³ til 244 mio. m³, jf. figur 1. Biogasproduktionen svarede til 11 pct. af det samlede danske forbrug i hele 2019 og til 9 pct. af forbruget i december 2019. Ved udgangen af 2019 var der i alt 35 producerende biogasanlæg primært beliggende i Nord-, Midt- og Vestjylland, og 15 værker var under opførelse. Modsat almindelig naturgas tilføres en stor del af den producerede bionaturgas direkte i distributionsnettet og ikke transmissionsnettet. Dette stiller nye og særlige krav til naturgasnettet. I 2018 anlagde Energinet to mindre tekniske anlæg, som gør det muligt at tilføre naturgas til transmissionsnettet fra distributionsnettet, når produktionen af bionaturgas overstiger forbruget i distributionsnettet.

Det fremgår af Energinets årsrapport for 2019, at produktionen af bionaturgas forventes af stige til 15 pct. af det danske forbrug i 2020. Det er usikkerhed om, hvordan produktionen af bionaturgas vil udvikle sig på lang sigt. Meget afhænger af støtteregeime og udvikling i produktionsomkostningerne for biogas. Energistyrelsen estimerer, at produktionen fordobles over de næste fem år, og at bionaturgas vil svare til ca. 25 pct. af det danske gasforbrug i 2024.⁵

Bionaturgas er opgraderet biogas, der kan tilføres transmissions- eller distributionsnettet og kan sælges på gasmarkedet af selskaber, der er registreret som biogassælgere hos Energinet. Energinet har et certifikatsystem, hvor gasudbyderen kan dokumentere med certifikater, at den bionaturgas, 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. I 2019 blev der solgt omkring 20 pct. flere certifikater i forhold til 2018. Antallet af bionaturgascertifikater solgt i Danmark, der kan overføres til det tyske certifikatregister DENA, er næsten fordoblet sammenlignet med 2018.

⁵ Kilde: Analyseforudsætninger til Energinet 2019, Energistyrelsen.

Energiaftalen fra sommeren 2018 ændrede vilkårene for støtte til biogas. Det blev besluttet af samtlige af Folketingets partier at stoppe den gældende 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. Energiforligskredsen har den 4. april 2019 justeret dele af dispensationskriterierne, som skal opfyldes for at få støtte efter den 1. januar 2020.

FORBRUG

Det danske gasforbrug har været faldende siden 2016 og har nået det laveste niveau i 20 år på omkring 2,2 mia. m³, jf. figur 1. Dette skyldes især, at en stor del af forbruget bliver brugt til opvarmning, og at 2019 har været et varmt år.

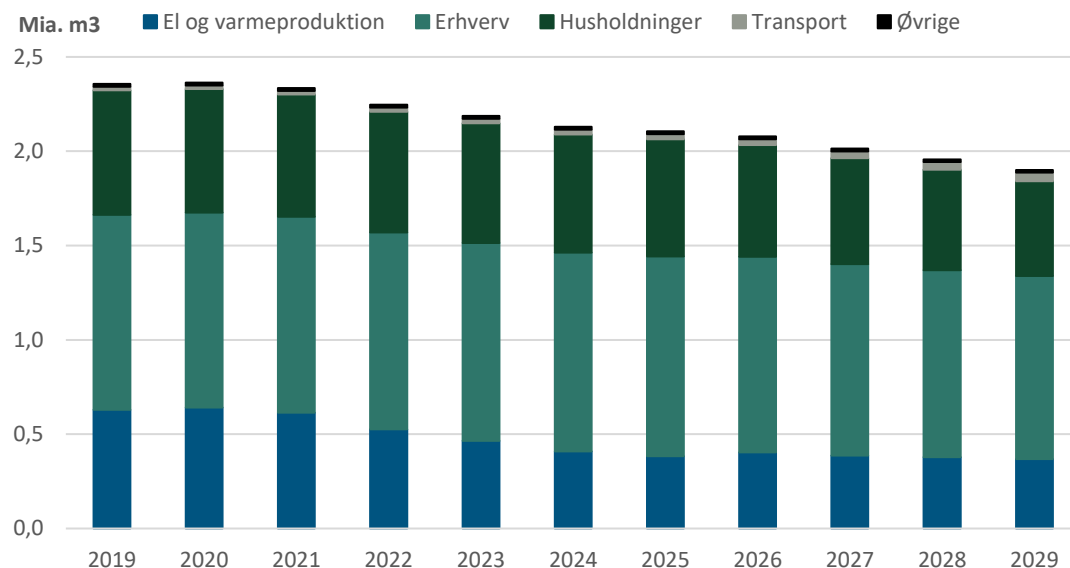
Det danske gasforbrug er i høj grad bestemt af temperaturen, da husholdninger primært anvender gassen til at opvarmning, og kraftvarmeværker oftest anvender gassen til produktion i vintermånederne. På grund af det udsædvanlige varme forår, efterår og vinter i 2019, hvor antallet af graddage⁶ var 18 pct. lavere end et normalår, er der ikke blevet efterspurgt den samme mængde gas som tidligere.

I 2019 stod erhvervskunderne for næsten halvdelen af det danske gasforbrug. Derefter var husholdningerne den næststørste forbrugergruppe med 28 pct. af forbruget, mens el- og varmeproduktionens andel var 27 pct., jf. figur 3.

Den 5. december 2019 blev Lov om Naturgasforsyning ændret. I kombination med Gasforsyningssikkerhedsforordningen præciseres herved Energinets og markedsaktørernes fælles ansvar for forsyningssikkerheden inden for deres respektive aktivitets- og kompetenceområder.

De fire største leverandører stod for 89 pct. af leverancen fra transmissionsnettet via distributionsnettet til de danske slutkunder i løbet af 2019. Den tilsvarende andel var 97 pct. for de fire største leverandører til de svenske slutkunder. Denne relativt høje markedsconcentration nødvendiggør, at især disse leverandører er sig bevidste om deres forsyningssikkerhedsansvar i perioden, hvor Tyra-plattformen er lukket, og det dansk/svenske marked kun har én reel forsyningskilde.

⁶ Graddage er et mål for, hvor koldt det har været. Et døgn's graddage er forskellen mellem døgnets gennemsnitstemperatur og 17°C. Er døgnets gennemsnitstemperatur f.eks. 4°C, er der 13 graddage i det pågældende døgn. Døgn med en gennemsnitstemperatur over 17°C tælles ikke. Kilde: DMI.

FIGUR 3 | FORVENTET FORDELING AF DET DANSKE GASFORBRUG, 2019-2029

Kilde: Energistyrelsen, Analyseforudsætninger til Energinet (september 2019).

Note: Analyseforudsætningerne er en prognose for kommende år.

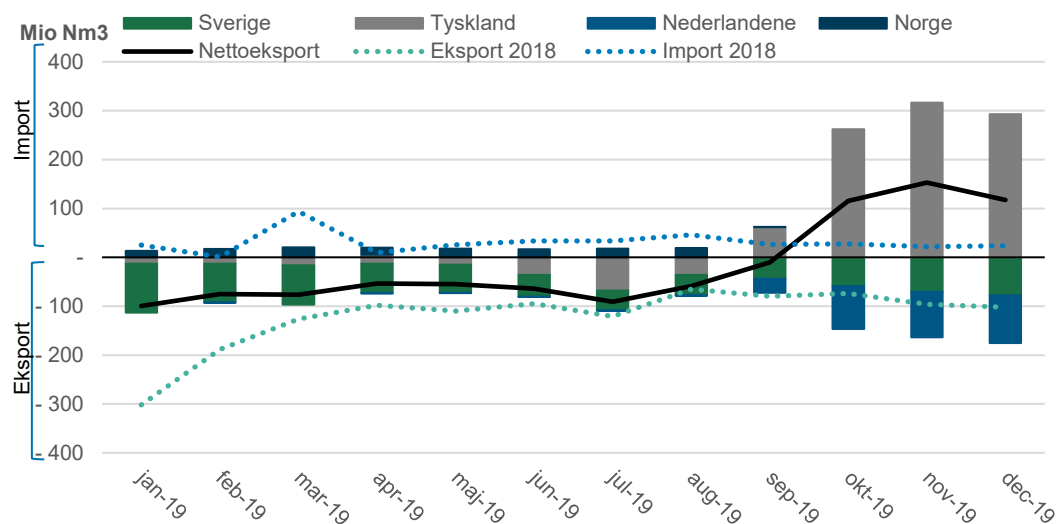
Energistyrelsen estimerede i september 2019, at gasforbruget vil falde med fem pct. de kommende tre år og 19 pct. de næste 10 år. Dette er hovedsagligt drevet af faldende forbrug til el- og varmeproduktion, samt faldende forbrug hos husholdningerne. Det estimeres samtidig, at gasforbruget til transport mere end fordobles over de næste 10 år pga. øget anvendelse til tung transport, hvor naturgas forventes at blive udnyttet som overgangsteknologi frem mod en øget elektrificering, jf. figur 3.

IMPORT OG EKSPORT

EKSPORT

Danmark var nettoeksportør af gas i de første 9 måneder i 2019, jf. figur 4. Den samlede eksport i 2019 på 1.274 mio. m³ var 13 pct. lavere end i 2018, hvilket skyldes nedlukningen af Tyra og en begrænsning af eksporten til Nederlandene i perioden op til nedlukningen grundet vedligeholdelse på Tyra Vest-F3. Nedlukningen og vedligeholdelsen af Tyra Vest-F3 skyldtes blandt andet, at de sydlige gasfelter blev tilkoblet, så der i perioden, mens Tyra er lukket, kan eksporteres til Nederlandene. Rørledningen genåbnede i september 2019.

FIGUR 4 | IMPORT OG EKSPORT PR. LAND, 2019



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 (59 pct.) af den danske gaseksport er til Sverige. Eksporten til Tyskland og Nederlandene udgjorde henholdsvis 17 pct. og 24 pct. af den samlede eksport i 2019. Eksporten til Tyskland er faldet med 58 pct. sammenlignet med 2018, pga. nedlukningen af Tyra, hvorefter Danmark er nettoimportør af naturgas for første gang siden 1984.

I foråret reducerede den tyske gastransmissionsoperatør Gasunie Deutschland (GUD) den uafbrydelige entry-kapacitet i Ellund til nul fra 1. januar 2020. Der vil herefter kun udbydes afbrydelig importkapacitet til Tyskland på den tyske side af grænsepunktet.⁷

I samarbejde med Energinet og den anden tyske transmissionsoperatør i Ellund, Open Grid Europe (OGE), blev der i efteråret iværksat en proces for afklaring af markedsaktørernes langsigtede efterspørgsel iht. EU's netregler for ny kapacitet⁸ med henblik på at kunne godtgøre om disse kan danne grundlag for fornyede investeringer til at kunne garantere den uafbrydelige kapacitet.

De ikke-bindende bud i processen for ny kapacitet indikerer en høj efterspørgsel efter uafbrydelig eksportkapacitet fra Danmark til Tyskland fra oktober 2022 til oktober 2032. Processen frem mod genetablering af kapacitet fortsætter derfor, og det forventes at en bindende auktion for kapacitet kan afholdes i juli 2021. Forsyningstilsynet følger processen tæt.

⁷ Gasunie Deutschland, <https://transparenz.gasunie.de/?language=en#>.

⁸ EU Kommissionens forordning (EU) 2017/459 af 16. marts 2017 om fastsættelse af en netregel om kapacitetstildelingsmekanismer i gastransmissionssystemer og ophævelse af forordning (EU) nr. 984/2013 (NC CAM).

IMPORT

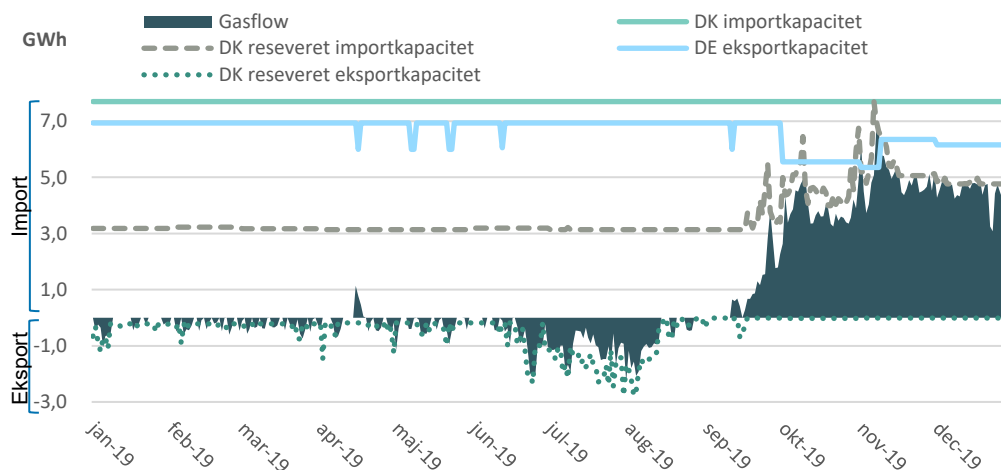
I 2019 blev der importeret 193 pct. mere gas end i 2018, hvilket primært skyldes større import fra Tyskland efter nedlukningen af Tyra-plattformen. Således blev der i fjerde kvartal 2019 importeret 872 mio. m³ udelukkende fra Tyskland. I samme periode 2018 blev der kun importeret 72 mio. m³, og disse var fra det norske felt Trym, der kun er forbundet til det danske gassystem via Harald og Tyra platformene. Feltet forventes derfor først at genoptage produktionen i 2022.

Baltic Pipe forventes at være klar til drift i oktober 2022. Rørledningen vil forbinde Danmark med det norske offshore gassystem og med det polske gasmarked. Med en kapacitet på op til 10 mia. m³ om året, eller 4-5 gange det danske forbrug, vil importen kunne øges væsentligt. Den nye forbindelse vil således forbedre forsyningssikkerheden ikke bare for Danmark, men også Sverige, Polen og de baltiske lande.

TRANSMISSION

Det danske gasmarked har fra september 2019 været i en ny situation på grund af Tyra-nedlukningen. I modsætning til tidligere år, hvor Danmark primært blev forsynet med gas fra Nordsøen, begyndte Danmark at importere gas fra Tyskland jf. figur 5. Der er kun begrænsede gas-mængder til rådighed i Danmark udover den importerede gas fra Tyskland, så som gas fra Syd Arne feltet i den danske del af Nordsøen og bionaturgasproduktion.

FIGUR 5 | UAFBRYDLIG KAPACITET OG GASFLOW VED ELLUND, 2019



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 både mere uafbrydelig eksport- og importkapacitet på den danske side end på den tyske side af Ellund-punktet. Der er dog ubegrænset afbrydelig kapacitet på den tyske side. I det meste af 2019 var der tilstrækkelig import- og eksportkapacitet på både den danske og tyske side

af grænsen sammenholdt med det faktiske gasflow. I perioden efter Tyra lukkede oversteg den reserverede kapacitet på den tyske side den uafbrydelige kapacitet på den danske side på enkelte dage i november, jf. figur 5.

I året op til Tyras nedlukning var ca. 3,1 GWh/h af den danske importkapacitet på 7,7 GWh/h uafbrydelig kapacitet der reserveret. Efter nedlukningen af Tyra er reservationen af den danske importkapacitet blevet mere volatil, og har ligget mellem 4,0 og 6,0 GWh/h, jf. figur 5.

Exit-kapacitet på den tyske side (dansk import) er ikke tilstrækkelig til at forsyne det danske og svenske marked på en kold vinterdag. Dette har ikke været et problem i 2019, grundet mildt vejr og fyldte gaslagre. Forsyningstilsynet er dog opmærksom på flaskehalssituationer, der kan opstå som følge af behov for stor import til Danmark.

Forsyningstilsynet godkendte i december 2019, at Energinet genindfører sæsontariffer i Ellund i en begrænset periode fra 1. oktober 2020 til 1. oktober 2022, hvor Tyra er genåbnet og Baltic Pipe kommer i drift. Formålet med sæsonfaktorer er at sikre forsyningssikkerheden under Tyra-nedlukningen, hvor kapaciteten i Ellund-punktet er mindre end det forventede gasforbrug i Danmark og Sverige om vinteren. Med sæsonfaktorer på transmissionstariffen i Ellund-punktet bliver det dyrere for transportkunderne at importere gas via Ellund-punktet med kort varsel og om vinteren, mens det bliver billigere at disponere mere langsigtet og købe årskapacitet for at importere mere gas om sommeren og lægge det på lager til brug om vinteren.

Forsyningstilsynet godkendte i maj 2019 Energinets samlede tarifmetode for fastsættelse af tariffierne for de næste tre gasår fra 1. oktober 2020. Godkendelsen, der vil gælde under nedlukningen af Tyraplattformen, hvorefter en ny metode vil skulle godkendes, sikrer opfyldelse af EU regler om harmonisering af tarifstrukturer.⁹ Med Energinets nye tarifmetode genindføres uniforme tariffier, ligesom der fastsættes et nyt split mellem kapacitets- og volumentariffen fra 55/45 pct. til 70/30 pct. Kapacitetsselementet i tarifieringen er således øget væsentligt.

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 i Dragør, og der blev skabt 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 Energinets handel med gas til balanceringsformål. I lighed med de danske, bliver de svenske transportkunders ubalancer fremover afregnet til balanceprisen, der anvender within-day-prisen på PEGAS ETF som referencepris.

LAGER

Gas Storage Denmark's to gaslagre, Lille Torup og Stenlille, der drives som én virksomhed ud fra en one storage-strategi, havde i 2019 en samlet lagerkapacitet på 10.643 GWh. Dette er ca. 2 pct. større end i 2018. Lagerkapaciteten i de to lagre blev i 2019 udsolgt til en gennemsnitspris på 4,07 EUR/MWh, hvilket er 183 pct. højere end i 2018, jf. tabel 2. Lageraktivitet er ikke

⁹ EU Kommissionens forordning 2017/460 af 16. marts 2017 om fastsættelse af en netregel for harmoniserede transmissionstarifstrukturer for gas (NC TAR).

indtægtsreguleret i Danmark. Lagerselskabet og markedet sætter derfor lagerpriser i et for-handlet adgangsregime, og Forsyningstilsynet har ikke hjemmel til at gribe ind i prissæt-ningen på lagermarkedet.

TABEL 2 | ÅRLIGE LAGERKAPACITETER OG GENNEMSNIKSPRISER

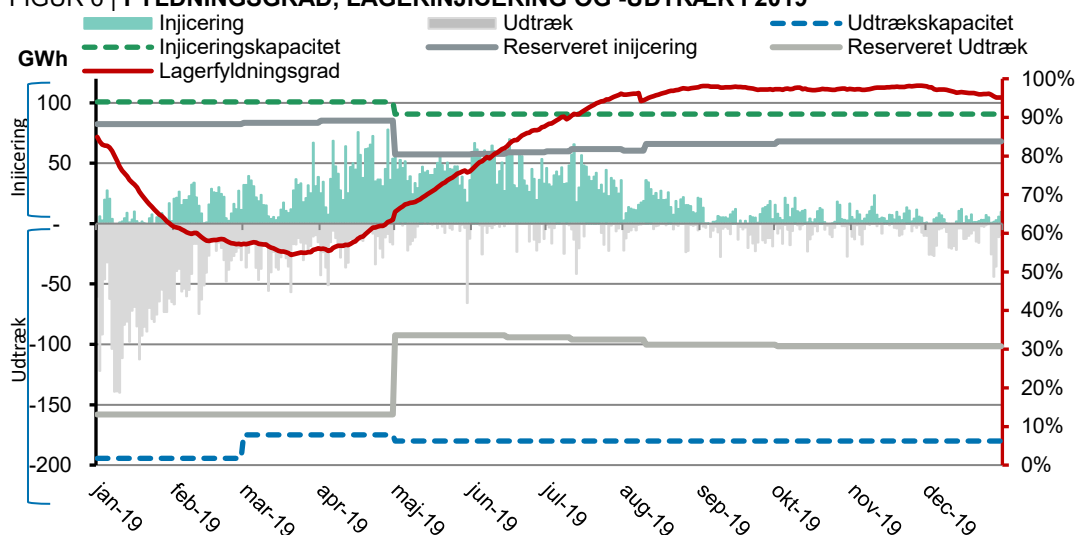
	Lagerkapacitet, GWh	Gennemsnitspris, EUR/MWh
2019	10.643	4,07
2018	10.422	1,44
2017	10.908	1,30
2016	11.795	1,70

Kilde: Energinets årsrapporter for 2016-2019.

Året 2019 var usædvanligt for de danske gaslagre pga. varmere temperaturer og lave gaspri-ser. I starten af 2019 trak lagerkunderne gas fra lagrene, men begyndte allerede i februar at fylde gas på lager, hvilket er meget tidligere end normalt. Fyldningsgraden nåede således alle-rede i løbet af sommeren et niveau på over 90 pct., jf. figur 6.

Der har i efteråret samt vinteren 2019 været et mindre udtræk end tidligere, jf. figur 6. Ved ud-gangen af 2019 var lagrene 95% fulde, hvilket er den højeste fyldningsgrad for det tidspunkt af året siden 2011. De europæiske gaslagre har generelt været anvendt på samme vis gennem året.

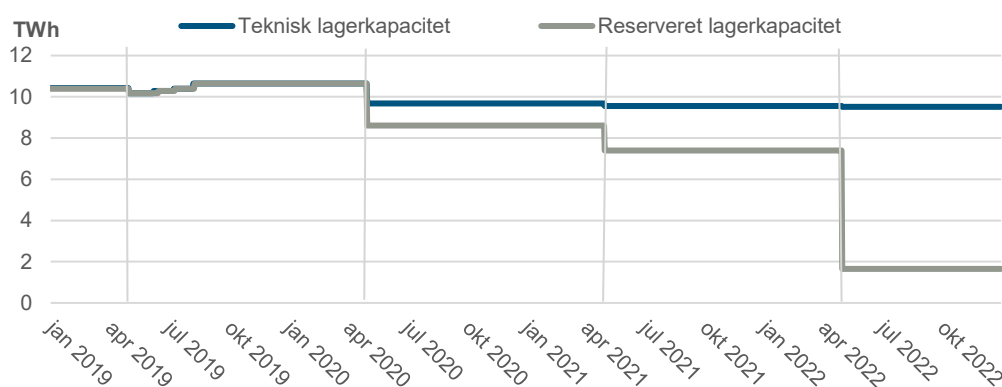
FIGUR 6 | FYLDNINGSGRAD, LAGERINJICERING OG -UDTRÆK I 2019



Kilde: Forsyningstilsynet baseret på data fra Gas Storage Denmark.

De danske gaslager vil spille en central rolle i perioden, hvor Tyra-plattformen er lukket. Dette skyldes, at importkapaciteten på Ellund-forbindelsen ikke er tilstrækkelig til at forsyne det danske og svenske marked på en kold vinterdag. 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 en hensigtsmæssig måde i denne periode. Derudover er Forsyningstilsynet også særlig opmærksom på lagerselskabets adgangsvilkår samt forpligtelser i henhold til den europæiske gasforordning i perioden under Tyra-nedlukningen.

FIGUR 7 | RESERVERET LAGERKAPACITET 2019-2022, PR. JANUAR 2020



Kilde: Forsyningstilsynet baseret på Energinets Energi Data Service.

Note: Reserveret lagerkapacitet indeholder både solgt kapacitet og solgte optioner på kapacitet. Sidstnævnte udgør kun en mindre del af den reservede lagerkapacitet. Lageråret, som løber fra 1. maj til 30. april, er markeret i figuren.

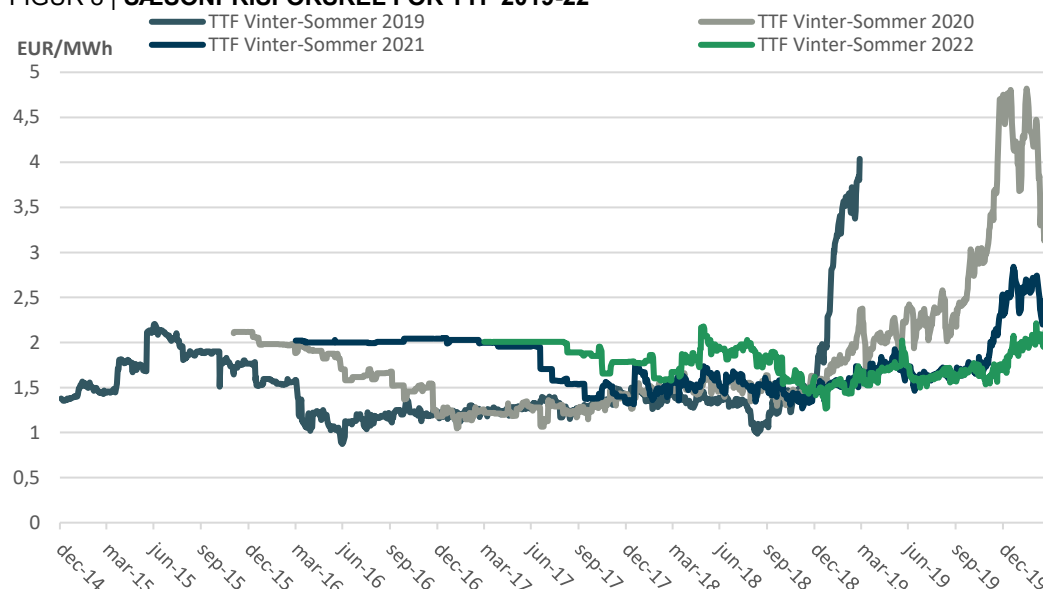
I januar 2019 blev den sidste lagerkapacitet for lageråret 2019 udsolgt, jf. figur 7.¹⁰ Dette skete til en højere pris, end hvad lagerkapaciteten er blevet solgt til de foregående år, jf. tabel 3, og skyldes en markant stigning i gasprisspændet mellem sommer- og vinterprodukter i 2019 på de nordvesteuropæiske markeder, jf. figur 8.

Sommer-vinter prisspændet for gas er med til at definere lagerpriserne, da prisspændet er et udtryk for markedsaktørernes mulighed for at skabe fortjeneste ved at købe gas om sommeren med henblik på at sælge gassen den følgende vinter. Både i vinteren 2018/2019 og i vinteren 2019/2020 er prisspændet steget, da begge vintre har været udsædvanligt milde. De milde vintre har betydet en rigelighed af gas, som har fået prisen på gas den følgende sommer til at falde. Når gasprisspændet overstiger aktørernes omkostninger til lager, kan aktørerne med fordel købe lagerkapacitet og samtidigt indgå kontrakter om køb af sommergas og salg af vintergas. Derfor betyder et højere prisspænd en højere sandsynlighed for, at kapaciteten i gaslagerne bliver udsolgt.

¹⁰ Den 6. februar 2020 blev 1 TWh for lageråret 2020 solgt, og efter en revaluering af lagerkapaciteten blev yderligere 0,5 TWh ny kapacitet for samme lagerår udbudt og solgt 23. april 2020. Herefter er kapaciteten udsolgt for lagerår 2020.

Energinet gastransmissionsoperatør (Gas TSO) indkøber gas til lager (nødlager) for at kunne supplere forsyningen af de beskyttede kunder i en nødsituation (Emergency). Hidtil har indkøb af nødlager været bestemt af den gasmængde, der skal til for at sikre forsyningen i en situation, hvor Tyra-Nybro svigter i 60 dage. Men under Tyra genopbygningen er nødlagerets volumen bestemt af en situation, hvor der hverken kommer gas fra Tyra-Nybro eller fra Tyskland i en periode på 30 dage. Det betyder, at nødlager stiger fra hidtidige ca. 100 mio. m³ til ca. 170 mio. m³. Markedet skal i stedet kunne forsyne de beskyttede kunder fra lagrene og de gasleverancer, der kommer fra Syd Arne-ledningen og fra biogasproduktionen.

FIGUR 8 | SÆSONPRISFORSKEL FOR TTF 2019-22



Kilde: Forsyningstilsynet baseret på ICE data, <https://www.theice.com/about>. TTF er den nederlandske handelsplads for gas, og er med den største omsætning i Europa prissættende for Nordvesteuropa.

PRISER

MARKEDSSAMMENSÆTNING

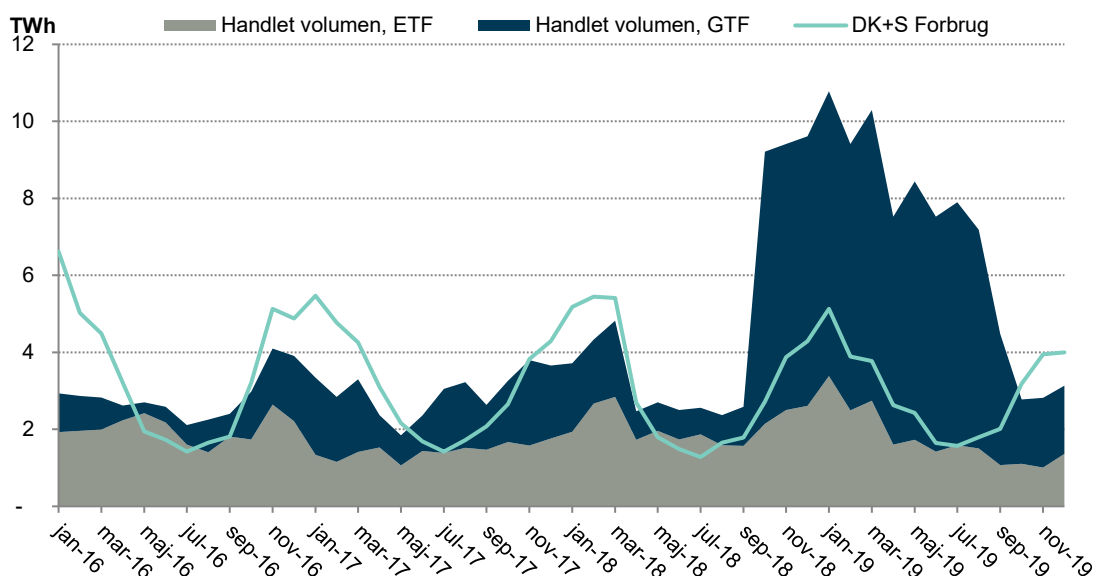
HANDLEDE PRODUKTER

I Danmark handles gas på gasbørsen PEGAS ETF¹¹ eller ved bilaterale kontrakter, som leveres på punktet Gas Transfer Facility (GTF). Tidligere år blev der handlet mere på gasbørsen end ved bilaterale kontrakter, men i 2017 var mængderne på GTF en smule over ETF. I 2018 oversteg handlen på PEGAS ETF handlen på GTF i årets tre første kvartaler. Fra fjerde kvartal 2018 og frem til nedlukningen af Tyra platformen i 21. september 2019 var handlen på GTF markant højere end tidligere, jf. figur 9.

¹¹ Den franske børs Powernext, der opererer PEGAS platformen, blev integreret med den tyske børs EEX per 1. januar 2020. Børshandel med dansk naturgas vil herefter foregå på EEX.

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 4. Dermed ser mængderne på GTF ikke ud til at skyldes, at der er kommet mere gas til det danske marked. Efter nedlukningen af Tyra er handel med levering på GTF igen på normalt niveau, men stadig væsentligt højere end handlen på PEGAS ETF.

FIGUR 9| **HANDLET VOLUMEN PÅ EXCHANGE TRANSFER FACILITY (ETF) OG GAS TRANSFER FACILITY (GTF), 2016 - DECEMBER 2019**



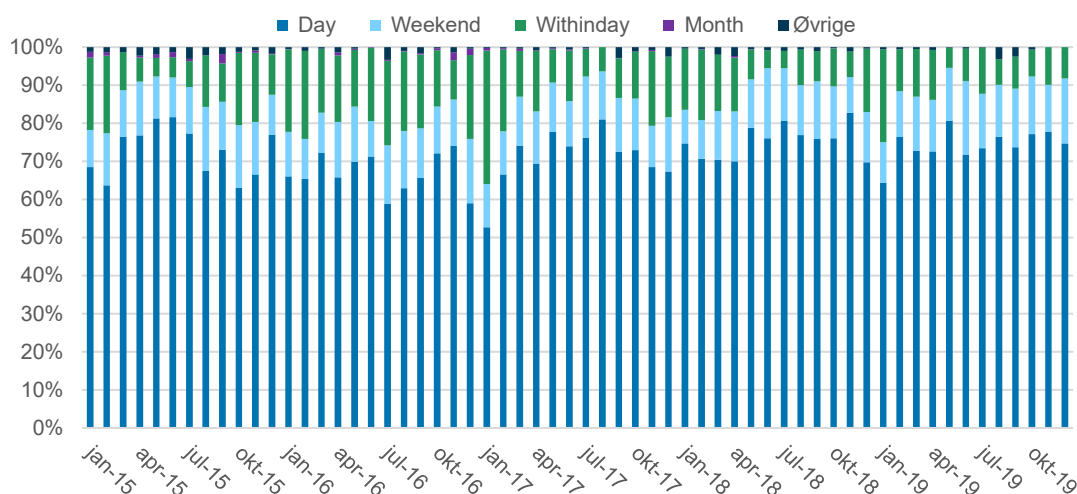
Kilde: Forsyningstilsynet baseret på data fra PEGAS ETF og Energinet.

I 2019 blev der handlet 21 TWh på PEGAS ETF og 61 TWh på GTF, hvilket samlet er historisk højt. I fjerde kvartal blev der dog kun handlet 3,5 TWh på PEGAS ETF mod 5 TWh på GTF. Der bliver således handlet væsentligt færre volumener på PEGAS ETF efter Tyra nedlukningen. Den handlede volumen på PEGAS ETF var ca. 45% lavere i fjerde kvartal 2019 sammenlignet med den gennemsnitlige volumen i fjerde kvartal de foregående 3 år. Antallet af handler var dog kun ca. 20% lavere.

Der handles primært spotprodukter på den danske gasbørs, hvor day-ahead- og weekend-produkter stod for 94 pct. af den handlede volumen og 88 pct. af antallet af handler i 2019. Antallet af handlede day-ahead og weekend-produkter er steget over de sidste fem år, om end der i 2019 har været et mindre fald sammenlignet med 2018.

Handlen med within-day-produkter udgjorde 5 pct. af den handlede volumen og 12 pct. af antallet af handler. Både volumen og andelen af within-day-handel har samlet set været stabil i perioden fra 2015 til 2019, jf. figur 10.

FIGUR 10| FORDELING AF HANDLEDE PRODUKTER PÅ PEGAS ETF PR. MÅNED (VOLUMEN), 2014-2019



Kilde: Forsyningstilsynet baseret på data fra PEGAS ETF.

Handlen med month-ahead-produkter på PEGAS ETF har været faldende siden 2014, og der var ingen handel af month-ahead produkter i 2019, jf. figur 10. Sammenlignet med gashubs i Nederlandene (TTF) og Tyskland (NCG og Gaspool) er andelen af spothandel på den danske gasbørs relativ høj. Disse gashubs anvendes i højere grad til handel med forward-produkter bl.a. til risikoafdækning, også af danske aktører. Særligt TTF, som er det mest likvide gashub i Europa, har tiltrukket handel med lange gasprodukter og forward-produkter.

MARKEDSKONCENTRATION

Markedskoncentrationen for engroshandel på det danske marked (PEGAS ETF og GTF) er steget i 2019 på både købs- og salgssiden, dog med undtagelse af ETF på købsiden som er faldet marginalt. For PEGAS ETF og GTF samlet set var HHI¹² for 2019 på salgssiden på 2.530, mens HHI på købsiden var 2.950, hvilket er det højeste siden 2014. Markedskoncentrationen varierede i løbet af året og svingede fra mellem 1.271 til 5.861.

¹² Til måling af markeds-koncentration anvendes Herfindahl-Hirschmann index (HHI), som resulterer i en værdi mellem 0 (perfekt konkurrence) og 10.000 (monopol). Grundet dataændring i løbet af 2019 er HHI kun beregnet for de første 10 måneder af 2019.

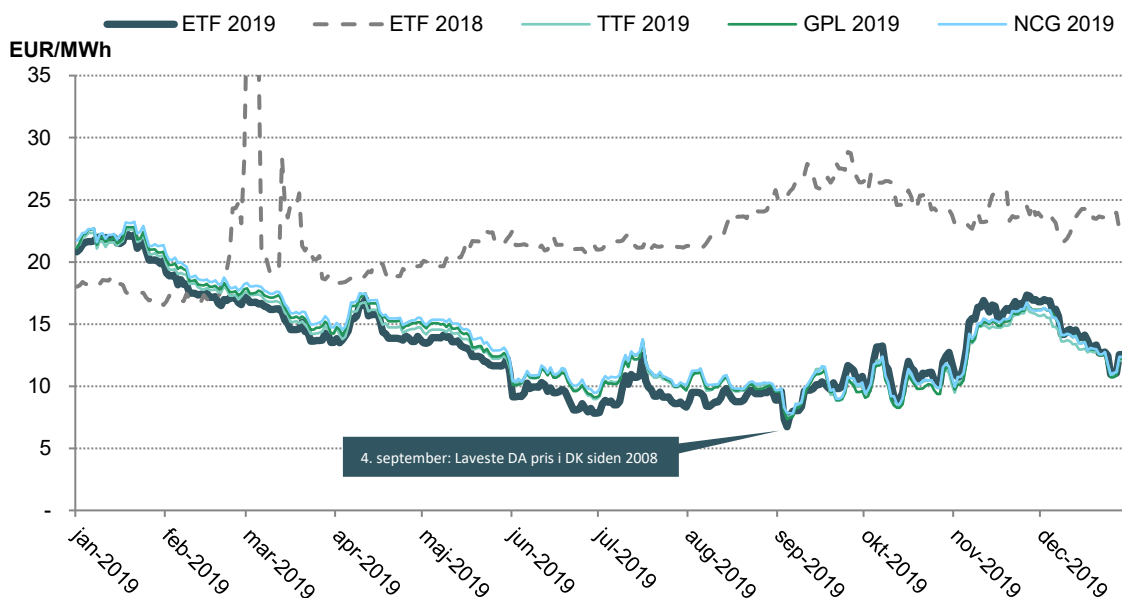
Den forventede stigning i produktionen af bionaturgas og mulige nye biogasaktører kan få en positiv effekt på markedsconcentrationen for det danske gasmarked. Produktionen af bionaturgas har dog ikke været stor nok til at påvirke markedsconcentrationen i 2019.

PRISUDVIKLING

Spotpriserne på det danske gasmarked har generelt været stigende siden 2016 og frem til september 2018, hvor prisen var tæt på 30 EUR/MWh. Herefter faldt priserne kraftigt frem til juni 2019, hvor prisniveauet stabiliserede sig på omkring 9-10 EUR/MWh frem til starten af november om end med en høj volatilitet fra slutningen af sommeren. Den laveste dagspris siden 2008 blev observeret 4. september 2019: 6,73 EUR/MWh, jf. figur 11. Priserne steg til lidt over 15 EUR/MWh i november og faldt igen i løbet af december. Gennemsnitsprisen på day-ahead-markedet i Danmark var 13,26 EUR/MWh i 2019, hvilket er 40 pct. mindre end i 2018. Day-ahead-prisen i 2019 sluttede på 7,32 EUR/MWh under prisen i starten af året.

Der har i Europa været et relativt mildt forår, og der er derfor blevet forbrugt mindre gas end normalt. Samtidigt er der importeret store mængde LNG til Europa, hvilket har medvirket til at presse priserne ned. Der kom i 2019 tæt på 76 mio. tons LNG til i Europa, hvilket svarer til en femtedel af importen af gas til Europa. Importen af LNG steg 80 pct. i forhold til 2018. Denne stigende tendens forventes at fortsætte i 2020.

FIGUR 11 PRISUDVIKLING FOR DAY-AHEAD I DANMARK, NEDERLANDENE OG TYSKLAND, 2019



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

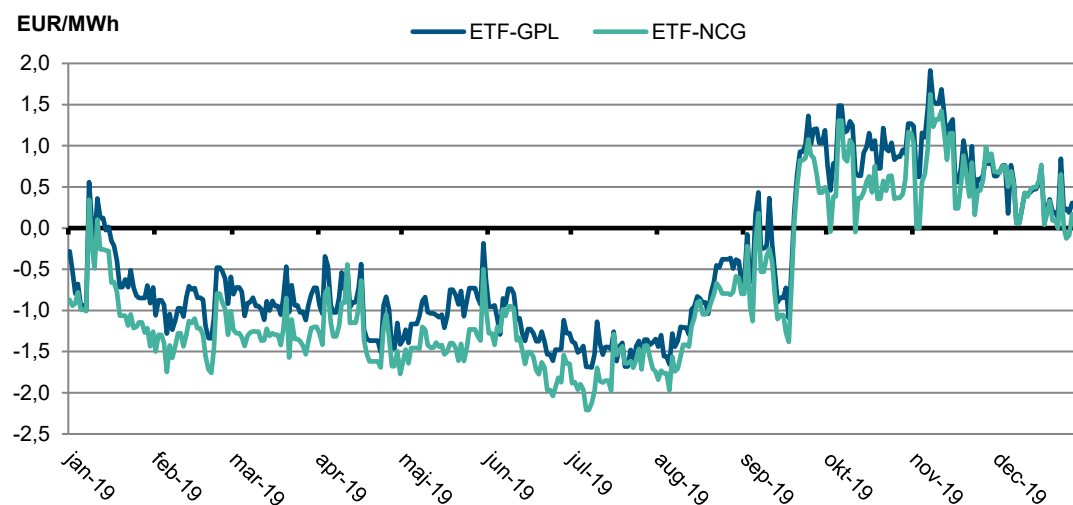
Note: Spotpriserne på day-ahead-markedet opgøres med European Gas Spot Index (EGSI) for danske Exchange Transfer Facility (ETF), nederlandske Title Transfer Facility (TTF), samt tyske Gaspool (GPL) og NetConnect Germany (NCG). EGSI beregnes for hver leveringsdag som et volumenvægtet gennemsnit af dags-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

Selvom de danske spotpriser generelt følger prisudviklingen på de øvrige nordvesteuropæiske gashubmarkeder ganske tæt, var spotpriserne i Danmark generelt lavere end priserne på de tyske gashubs i perioden op til Tyras nedlukning 21. september som følge af den gunstige forsyningssituation. Priserne steg dog fra august sammenlignet med priserne på de tyske gashubs, og har siden nedlukningen ligget over priserne i Tyskland, jf. figur 11 og 12.

Forskellen mellem den danske day-ahead gaspris og de tyske day-ahead gaspriser var -0,94 EUR/MWh og -1,26 EUR/MWh for hhv. GPL og NCG før nedlukningen af Tyra og +0,81 EUR/MWh og +0,58 EUR/MWh for hhv. GPL og NCG efter nedlukningen af Tyra, jf. figur 12.

I en normal vinter kan det, på grund af det høje importbehov under Tyra-nedlukningen, forventes, at prisforskellen er tæt på eller over omkostningen til daglig uafbrydelig kapacitet fra Tyskland til Danmark, da dette er marginalomkostningen for import. Dette var også tilfældet fra tidspunktet for nedlukningen indtil midten af november. Herefter faldt prisforskellen til under halvdelen af omkostningen på grund af det milde vejr og deraf følgende lavere importbehov.

FIGUR 12| DAY AHEAD PRISFORSKEL MELLEM DANMARK (ETF) OG TYSKLAND (GPL OG NCG), 2019

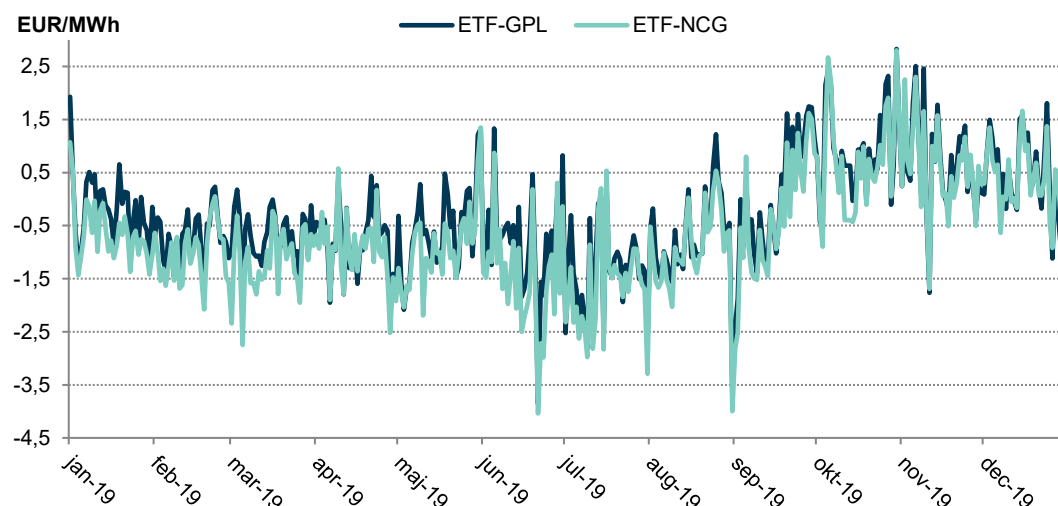


Kilde: Forsyningstilsynet baseret på data fra PEGAS ETF og EEX.

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 Net-Connect Germany (NCG). EGSI beregnes for hver leveringsdag som et volumenvægtet gennemsnit af dags- og weekendkontrakter med levering den pågældende dag.

Prisen på within-day følger generelt prisen på day-ahead, men er mere volatil. Priserne på within-day i Danmark har i gennemsnit været 13,31 EUR/MWh før Tyra lukkede og 13,46 EUR/MWh efter. Til sammenligning var de gennemsnitlige priser før Tyra lukkede på GPL og NCG hhv. 13,97 EUR/MWh og 14,32 EUR/MWh. Efter Tyra lukkede var de gennemsnitlige priser på GPL og NCG hhv. 12,78 EUR/MWh og 12,91 EUR/MWh. Der er større udsving i prispændet for within-day-markedet mellem den danske gashub og de to tyske gashubs end på day-ahead-markedet, jf. figur 13.

FIGUR 13| **WITHIN-DAY PRISFORSKEL MELLEM DANMARK (ETF) OG TYSKLAND (GPL OG NCG), 2019**



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 volumenvægtet 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.

TRANSPORT AF GAS VED ELLUND I FORHOLD TIL PRISSIGNALER

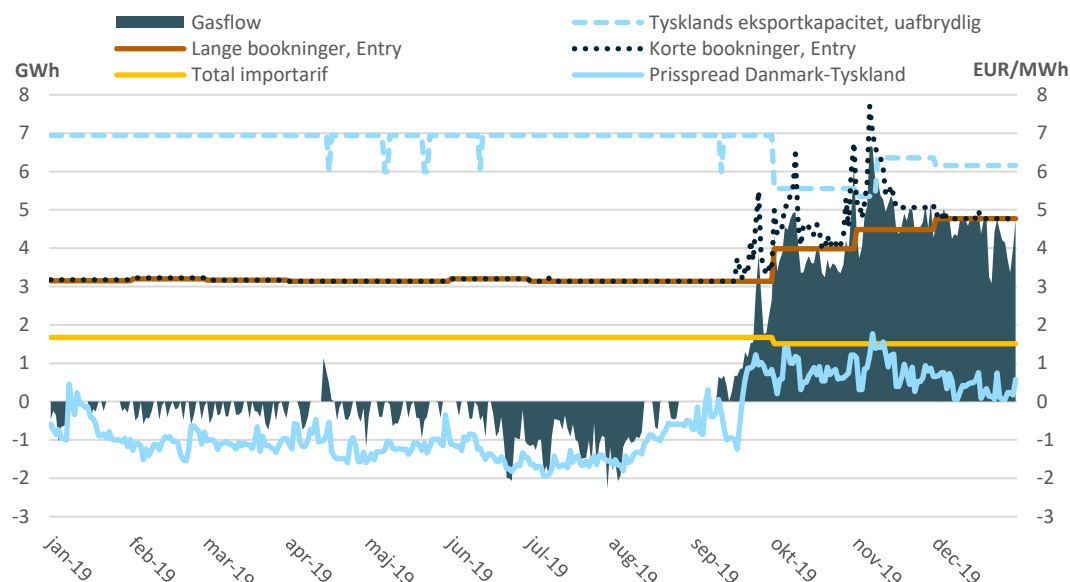
Forsyningstilsynet (dengang Energitilsynet) undersøgte første gang transport af gas ved Ellund-forbindelsen i forhold til prissignaler i rapporten "Konkurrencen på det danske engrosmarked for naturgas" fra december 2015. Her fandt tilsynet, at der relativt ofte forekom eksport af gas fra Danmark til 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.

Forsyningstilsynets løbende analyse og overvågning viser overordnet, at der i 2019 ikke har været større, systematisk adfærd med transport af gas imod prissignalerne. Forsyningstilsynet kan imidlertid konstatere, at enkelte markedsaktører systematisk har eksporteret mindre mængder til Tyskland efter nedlukningen af Tyra på trods af de højere danske priser. Der er tale om ca. 30 GWh svarende til ca. 1% af omsætningen på PEGAS ETF i fjerde kvartal 2019.

Der har i 2019 været flere tilfælde, hvor markedsaktørerne ikke har anvendt transportkapaciteten i Ellund til at udnytte prisforskellene mellem det danske og de tyske markeder, jf. figur 14 og 15, hvor gasflow i Ellund sammenlignes med prisforskellen og transportudgifterne.

Der kan være flere forklaringer på denne adfærd. En mulig forklaring kan være, at aktører undlader at udnytte en del af den allerede bookede kapacitet i Ellund-forbindelsen for ikke at påvirke prisen på det danske gasmarked gennem et større udbud af gas på gasbørsen. En anden mulig forklaring kan være, at likviditeten på den danske gasbørs på den enkelte handelsdag ikke har været tilstrækkelig til at kunne udnytte prisforskellen mellem det danske og de tyske markeder.

FIGUR 14| GASFLOW OG IMPORTBOOKNINGER VED ELLUND, 2019



Kilde: Forsyningstilsynet baseret på data fra Energinet, Gasunie Deutschland og Open Grid Europe.
 Note: Importariff er gennemsnittet af tariffene for import fra Tyskland via GPL og NCG.

Før nedlukningen af Tyra lå de danske spotpriser under de tyske over 98 pct. af dagene med en gennemsnitligt prisforskel på -1,09 EUR/MWh, og der var hovedsagligt eksport til Tyskland. Efter nedlukningen ændrede priserne sig, så den danske spotpris var over de tyske 97 pct. af dagen med en gennemsnitligt prisforskel på 0,70 EUR/MWh.

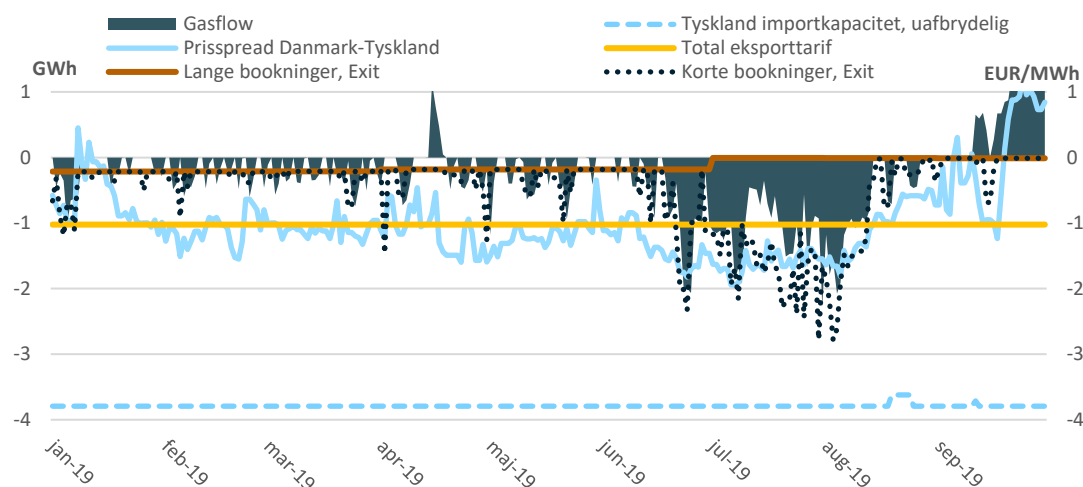
Omfanget af aktørernes manglende udnyttelse af de dansk/tyske prisforskelle analyseres i denne rapport ved at sammenligne aktørernes transmissionskapacitet ved Ellund med den mulige fortjeneste opgjort som prisforskellen mellem Danmark og Tyskland justeret for transportomkostninger. Der sondres mellem variable transmissionsomkostninger (volumentariffer) og totale transmissionsomkostninger (volumen- og kapacitetstariffer).

Aktører, der har købt transmissionskapacitet på lange kontrakter, dvs. med en varighed længere end én dag, kan betragte udgiften til kapacitet som en "sunk cost", der ikke bør påvirke beslutningen om transport af gas på en given dag. Overstiger prisforskellen således de variable omkostninger, vil disse aktører med fordel og uden risiko kunne udnytte muligheden for handel på tværs af grænsen.

Aktører, der ikke har købt transmissionskapacitet på lange kontrakter, vil kun med fordel og uden risiko transportere gas, hvis prisforskellen overstiger både de variable omkostninger og kapacitetstariffen for day-ahead (eller within-day) transmissionskapacitet.

Både i starten af januar 2019 og i starten af september oversteg den danske pris kortvarigt begge de tyske priser, jf. figur 14, men på trods af flere markedsaktørers lange transmissionsbookninger, blev dette ikke udnyttet til import til Danmark. Til gengæld blev en længere periode over sommeren, hvor forskellen mellem de tyske og de danske priser var højere end de totale transmissionsomkostninger, udnyttet til eksport af gas til Tyskland på både lange og korte transmissionskontrakter, inklusiv afbrydelige, jf. figur 15.

FIGUR 15| GASFLOW OG EKSPORTBOOKNINGER VED ELLUND, JAN-SEPT 2019

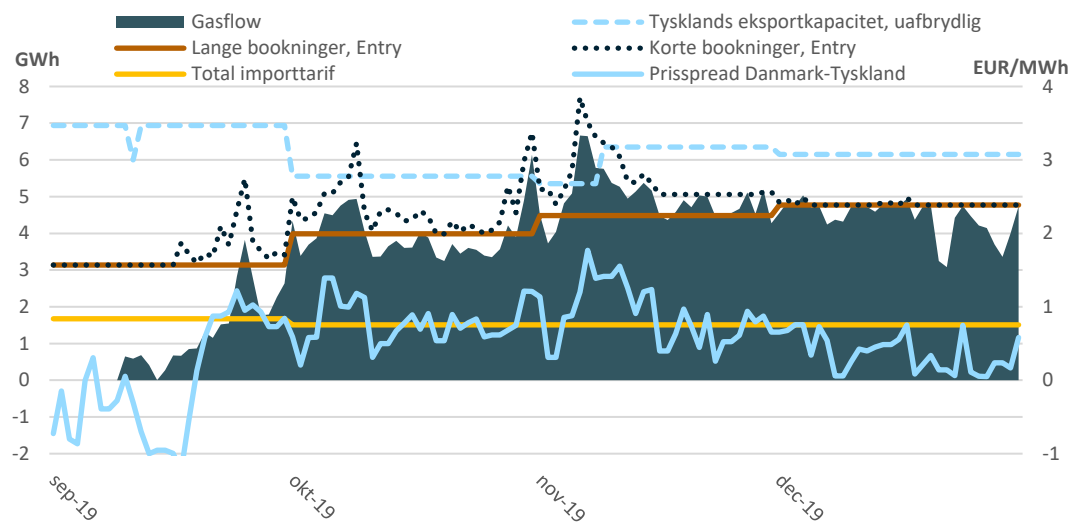


Kilde: Forsyningstilsynet baseret på data fra Energinet, Gasunie Deutschland og Open Grid Europe.

Fra tidspunktet for nedlukningen af Tyraplatformen den 21. september til udgangen af november blev der importeret væsentligt færre mængder til Danmark end kapaciteten booket på lange transmissionskontrakter på både den tyske og den danske side af Ellund-forbindelsen. Enkelte markedsaktører med lange kontrakter udnyttede ikke den høje prisforskel på i gennemsnit 0,70 EUR/MWh i perioden på trods af, at den marginale transportudgift var nul, jf. figur 16. Det samme gjorde sig gældende i slutningen af december om end både prisforskellen og mængden af ubrugt kapacitet var mindre.

I perioden efter Tyra-nedlukningen blev der købt kortere transmissionskontrakter og importeret mængder på disse i henhold til prissignalerne.

FIGUR 16| GASFLOW OG IMPORTBOOKNINGER VED ELLUND, SEPT-DEC 2019



Kilde: Forsyningstilsynet baseret på data fra Energinet, Gasunie Deutschland og Open Grid Europe.

Forsyningstilsynet har i de kommende år særligt fokus på Ellund-forbindelsen, og vil fortsat analysere og overvåge, om der i større grad eller systematisk transporteres gas imod prissignalerne, og om kapaciteten i Ellund-forbindelsen udnyttes effektivt.