



Forsyningstilsynet

Markedsrapport for 2020 Engrosmarkedet for gas

RAPPORT

JUNI 2021

FORSYNINGSTILSYNET

Torvegade 10
3300 Frederiksværk

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

Indhold

RESUMÉ	3
FOKUSOMRÅDER FOR 2021	5
REMIT OG OVERVÅGNING AF ENGROSMARKEDET FOR GAS	6
VIGTIGE BEGIVENHEDER I 2020	7
PRODUKTION OG FORBRUG	8
PRODUKTION	8
FORBRUG	11
IMPORT OG EKSPORT	12
IMPORT	12
EKSPORT	13
TRANSMISSION	14
LAGER	15
PRISER	19
MARKEDSFORHOLD	19
PRISUDVIKLING	21
TRANSPORT AF GAS VED ELLUND I FORHOLD TIL PRISSIGNALER	24
COVID-19 EPIDEMIENS PÅVIRKNING AF ENGROSMARKEDET	27

RESUMÉ

Danmark har siden 1984 været nettoeksportør af gas, men da Tyra-plattformen i Nordsøen blev midlertidigt lukket i 2019, gik Danmark fra at have været et selvforsynende eksportland til at importere hovedparten af gasforbruget. Danmark var derfor nettoimportør af gas igennem hele 2020.

Produktionen af naturgas i Danmark var på 1,35 mia. m³ i 2020, hvilket er 54 pct. lavere end i 2019 og et fald på 65 pct. i forhold til 2018. En stor del af produktionen transporteres direkte til Nederlandene via offshore-rørledningen Tyra Vest-F3. Produktionen af bionaturgas fortsatte med at stige og nåede 363 mio. m³ i 2020. Bionaturgasproduktionens andel af naturgasforbruget var i 2020 på 19 pct., hvilket er 8 procentpoint højere end året før.

Det danske gasforbrug var på 1,92 mia. m³. Det har været faldende siden 2016 og nåede i 2020 det laveste niveau siden 2002. Det danske gasforbrug er bl.a. påvirket af temperaturen. Året 2020 var gennemsnitligt varmere end de foregående år, og vejret var dermed en medvirkende faktor til det faldende gasforbrug.

Ikke desto mindre var den samlede import på 2,51 mia. m³ i 2020, hvilket er en stigning på 133 pct. sammenlignet med året før. Den voldsomme stigning skyldes den midlertidige nedlukning af Tyra-plattformen. Importen af gas er større end det danske gasforbrug, hvilket bl.a. skyldes, at en del af importen transporteres videre til Sverige samt injiceres i gaslagrene. Hele den danske import af gas i 2020 kom fra Tyskland via Ellund-punktet, der forbinder Danmark og Tyskland.

Den 1. januar 2020 reducerede den tyske TSO, Gasunie Deutschland (GUD) den uafbrydelige sydgående tyske kapacitet ved Ellund fra 3,6 GWh/h til 0 GWh/h. Reduktionen har ikke haft praktisk betydning igennem året, da Danmark i 2020 er nettoimportør af gas. Reduktionen af kapacitet ved Ellund kan dog være et problem for fremtidig eksport af gas fra Nordsøen til Tyskland, da manglende eksportmuligheder vil forværre funktionaliteten af det danske engrosmarked samt integrationen mellem Danmark og Nordvesteuropa. Et projektforslag anmeldt af Energinet og de tyske systemoperatører, GUD og Open Grid Europe, indebærer etablering af ny uafbrydelig kapacitet i sydgående retning ved Ellund på 2,5 GWh/h fra 2027. Det er en forudsætning for Energinets deltagelse i projektet med GUD, at der skal ske en delvis retablering af den uafbrydelige kapacitet allerede fra 2022. Forsyningstilsynet har i 2021 truffet en koordineret afgørelse med den tyske regulator, Bundesnetzagentur, hvor projektforslaget godkendes. Derudover har Forsyningstilsynet og Bundesnetzagentur aftalt at overvåge retableringen af uafbrydelig kapacitet fra 2022 og frem.

Der har i 2020 været tilstrækkelig ledig nordgående kapacitet på begge sider af den dansk/tyske grænse. Der kan dog opstå flaskehalssituationer i de koldeste vintermåneder ved Ellund-punktet, da importen kan risikere ikke at kunne forsyne det dansk-svenske marked fuldt ud. I så fald skal de danske gaslagre sikre den resterende forsyning.

Gas Storage Denmarks to gaslagre havde i 2020 en samlet lagerkapacitet på 10.458 GWh, hvilket er et fald på 1,7 pct. i forhold til 2019. Faldet er sket på trods af, at der i 2020 blev gennemført en lagerudvidelse af den tekniske kapacitet. Genopfyldningen af lagrene igennem 2020 er sket med gas importeret fra Tyskland, som har en lavere brændværdi end gas fra Nordsøen, hvorfor den samlede lagerkapacitet er faldet. Lagerkapaciteten blev i 2020 udsolgt til en gennemsnitspris

på 5,14 EUR/MWh, hvilket var 26 pct. højere end i 2019. Lagrenes fyldningsgrad lå i 2020 på et meget højt niveau og nåede aldrig under 60 pct. i løbet af året, da året var kendetegnet ved at være et relativt varmt år. Gaslagrene bliver bl.a. påvirket af prisudviklingen på markedet.

Den gennemsnitlige spotpris i 2020 var 9,82 EUR/MWh, hvilket er 26 pct. lavere end i 2019. Den laveste spotpris på EEX ETF blev registreret den 30. maj 2020 til 4,03 EUR/MWh. Dette er den laveste dagspris siden 2008. Spotpriserne i Danmark har igennem 2020 ligget højere end de tyske gasmarkeder med et gennemsnitsligt prisspænd på 0,27 EUR/MWh.

I 2020 blev der leveret 11 TWh på ETF, der er leveringspunkt for gas handlet på gasbørsen EEX. Der blev leveret 20 TWh på GTF, som er leveringspunktet for bilaterale kontrakter. I 2019 blev der leveret henholdsvis 21 og 61 TWh på ETF og GTF. Faldet skyldes bl.a. den midlertidige nedlukning af Tyra-plattformen.

Under den midlertidige nedlukning af Tyra-plattformen har Forsyningstilsynet øget fokus på anvendelsen af Ellund-punktet. Den løbende analyse og overvågning viser overordnet, at der i 2020 har været en mindre systematisk adfærd med transport af gas imod prissignalerne. Der har i store dele af 2020 været uudnyttet transportkapacitet i Ellund, hvilket indikerer, at markedsaktørerne har kunnet udnytte prisforskellen mellem det danske og de tyske markeder.

Forsyningstilsynet undersøger også udviklingen i markedsconcentrationen på det danske gasmarked. Denne kan angives ved det såkaldte Herfindahl-Hirschman Index (HHI) og er et udtryk for konkurrencesituationen på et givent marked. Et HHI på 10.000 svarer til monopolstatus, mens et HHI på 0 svarer til fuldkommen konkurrence. Markedsconcentrationen for engroshandel på det danske GTF-marked er faldet markant for købsiden i 2020, mens den er steget for salgssiden. HHI var under 2.000 på købsiden, hvilket svarer til niveauet over de seneste 10 år, når der ses bort fra 2019, hvor HHI var usædvanligt højt. HHI for salgssiden på GTF var næsten 2.700 i 2020, hvilket er det højeste siden 2014.

Året 2020 var skelsættende for det danske samfund på grund af COVID-19 epidemien. Det kan imidlertid ikke påvises på baggrund af tilgængelig data, at epidemien har haft en egentlig effekt på det danske engrosmarked for gas. Omfanget af epidemien betød dog, at Total E&P Danmark A/S måtte meddele, at genidriftsættelsen af Tyra-plattformen måtte udskydes med 11 måneder til 1. juni 2023.

I løbet af året traf Forsyningstilsynet en større afgørelse. Forsyningstilsynet godkendte i juli et tillæg til Energinets balancemodel. Tillægget ændrer beregningsmetoden for balancepriser, hvis gasprisen bliver negativ, hvilket er nødvendigt for at opretholde netbrugernes incitamenter til at balancere systemet.

Derudover behandler Forsyningstilsynet en række klager over tarif-niveauet i det danske opstrømssystem. Vestre Landsret afsagde i april 2020 dom i en sag om fastsættelse af transporttariffer for det danske opstrømssystem i perioden juli 2011 til oktober 2012. Landsretten ophævede ved dommen Forsyningstilsynets og Energiklagenævnets hidtidige afgørelser i sagen. Forsyningstilsynet besluttede i juli 2020 at genbehandle denne og øvrige klager over tariffene i opstrømssystemet. Klagerne i sagskomplekset forventes så vidt muligt behandlet parallelt. Forsyningstilsynet forventer at kunne træffe afgørelser i første halvår af 2022.

FOKUSOMRÅDER FOR 2021

Forsyningstilsynet har en række fokusområder på gasmarkedet i 2021. Fokusområderne er uforandrede i forhold til 2020, da forsynings- og markedssituationen er uændret. Markedspåvirkningen af den midlertidige nedlukning af Tyra-plattformen er et centralt omdrejningspunkt for tilsynets fokusområder i 2021, jf. boks 1. Fokusområderne forventes først at ændre sig væsentligt efter idriftsættelsen af Baltic Pipe og Tyra-plattformen i henholdsvis 4. kvartal 2022 og 2. kvartal 2023.

BOKS 1 | FOKUSOMRÅDER FOR 2021

Forsyningstilsynets fokusområder for den fremadrettede markedsovervågning knytter sig i høj grad til nedlukningen af Tyra-plattformen i perioden fra september 2019 til 2. kvartal 2023.

Markedsovervågningen vil have særligt fokus på Ellund-forbindelsen, da Danmark fra efteråret 2019 er blevet et importland med én primær forsyningskilde. 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 tæt, da hensigtsmæssig anvendelse er central for forsyningsituationen 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 Energitilsynets 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 2020

Den midlertidige nedlukning af Tyra-plattformen i 2019 og de efterfølgende år har stor betydning for det danske engrosmarked for gas. Som tidligere år har 2020 også været begivenhedsrigt for engrosmarkedet i Danmark. Vestre Landsrets dom i opstrømssagen er bl.a. en af begivenhederne, der har været på det danske gasmarked i 2020, jf. tabel 1.

TABEL 1 | VIGTIGE BEGIVENHEDER FOR DET DANSKE GASMARKEDE, 2019-2020

21. september 2019	Tyra-plattformen lukkes midlertidigt for eksport og produktion Danmark/Sverige vil indtil da primært blive forsynet via Ellund-punktet samt fra Syd Arne-feltet og biogasproduktion, læs mere her .
29. april 2020	Forsyningstilsynet udgiver rapport omkring 'Økonomisk Regulering og Grøn Omstilling' Det vurderes bl.a., at den økonomiske regulering kun skal omfatte distributionssiden, mens andre instrumenter skal anvendes på produktionssiden. Læs mere her .
16. april 2020	Vestre Landsret afsiger dom i en sag om fastsættelse af transporttariffer for det danske opstrømssystem i perioden juli 2011 til oktober 2012. Landsretten ophævede ved dommen de hidtidige afgørelser i sagen. Forsyningstilsynet udtaler, at de næste skridt i sagen nu vurderes. Læs mere her .
30. maj 2020	Spotprisen på EEX for ETF falder til 4,03 EUR/MWh, og når derved et niveau, der er lavere end den laveste spotpris i 2019.
22. juni 2020	Et flertal i Folketinget indgår klimaafnåte, der bl.a. fokuserer på fremme af biogas, samt investeringer i Power-to-X og CCS. Læs mere her .
8. juli 2020	Forsyningstilsynet beslutter at genbehandle klagerne vedr. fastsættelse af transporttariffer i opstrømssystemet. Det er Forsyningstilsynets forventning, at alle klager i sagskomplekset så vidt muligt behandles parallelt, og at der vil blive truffet afgørelse i sagerne parallelt. Læs mere her .
17. juli 2020	Forsyningstilsynet træffer afgørelse om balanceringsmodel. Forsyningstilsynet godkender Energinets tillæg, der ændrer beregningsmetoden for balancepriser ved negative gaspriser. Tillægget er nødvendigt for at opretholde incitamenterne til at balancere ved negative priser. Læs mere her .
2. september 2020	Forsyningstilsynet udgiver den årlige National Report til CEER. Rapporten omhandler bl.a. markeds- overvågning på engrosmarkedet for naturgas samt den regulatoriske udvikling. Læs mere her .
1. oktober 2020	Energistyrelsen tillader drift af Nord Stream 2. Læs mere her .
29. oktober 2020	Gas Storage Denmark meddeler, at de har øget den totale tekniske lagerkapacitet til 10.465 GWh. Det skete ved en udvidelse af de akvifære lagre i Stenlille-gaslager, hvor man udnyttede de lave spotpriser til at injicere ekstra gas igennem en periode på 120 dage fra 1. juli. Læs mere her .
2. november 2020	Energinet sælger Evida til Finansministeriet til en pris på 4,2 mia. kr. Evida er det danske nationale gasdistributionsselskab og er en sammenlægning af de tidligere Dansk Gasdistribution og HMN Gas-Net. Læs mere her .
6. november 2020	Total E&P Danmark A/S oplyser i en REMIT-meddelelse, at genidriftsættelsen af Tyra-plattformen udskydes fra juli 2022 til 1. juni 2023 pga. COVID-19. Læs mere her (ID: 2980).
11. november 2020	Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet/Energistyrelsen sender forslag til <i>Lov om ændring af lov om naturgasforsyning, lov om fremme af vedvarende energi og forskellige andre love</i> i høring. Lovforslagets formål er bl.a. at sikre en bedre understøttelse af udviklingen i Power-to-X og biogas.
5. december 2020	Et flertal i Folketinget beslutter at stoppe dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen fra 2050. Samtidig besluttet det at aflyse 8. udbudsrunde. Dette sker efter, at Total den 4. oktober trækker sig fra 8. udbudsrunde. Læs mere her .
16. december 2020	Forsyningstilsynet og den svenske regulator, Energimarknadsinspektionen, udsætter selv-evalueringen af det dansk-svenske gasengrosmarked. Udsættelsen skyldes de betydelige ændringer markedet undergår. Evalueringen udsættes indtil genåbningen af Tyra-plattformen. Læs mere her .

Kilder: Forsyningstilsynet, Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet, Finansministeriet, Energinet, Energistyrelsen, EEX, gas-marketmessage.dk, Gas Storage Denmark.

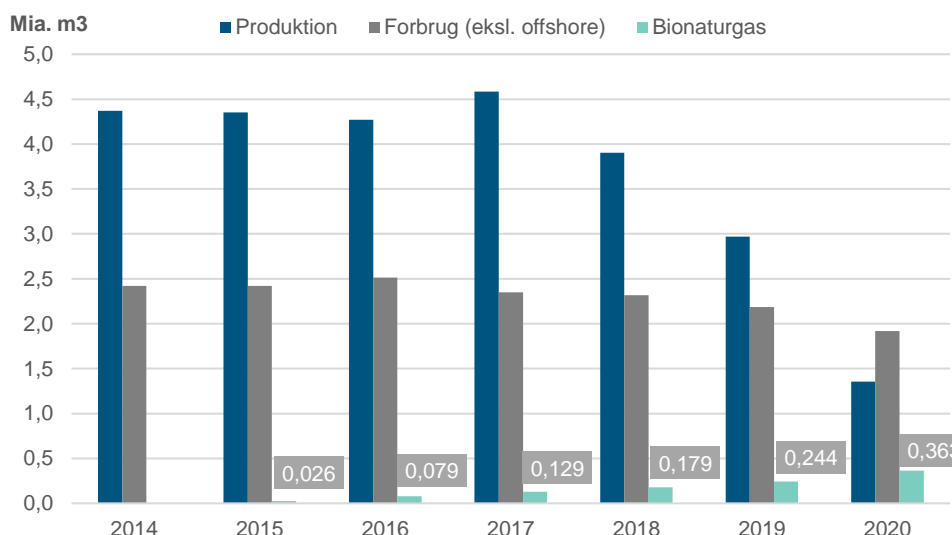
PRODUKTION OG FORBRUG

PRODUKTION

Danmarks produktion af naturgas foregår i den danske del af Nordsøen, hvor 17 felter producerede gas frem til 21. september 2019, hvor Tyra-plattformen blev lukket. Herefter har kun 11 felter produceret gas i den danske del af Nordsøen gennem 2020. På grund af nedlukningen af Tyra-plattformen er størstedelen af denne gasproduktion eksporteret til Nederlandene via offshore-rørledningerne Tyra Vest-F3 og NOGAT i 2020.

Produktionen af naturgas har tidligere været relativt stabil omkring 4-4,5 mia. m³ per år, men har været faldende de seneste år. Produktionen af naturgas var kun 1.353 mio. m³ i 2020. Dette er det laveste registrerede niveau siden 1985, og er en direkte følge af nedlukningen af Tyra-plattformen i september 2019. Produktionen var 54 pct. lavere end i 2019 og 65 pct. lavere i forhold til 2018, jf. figur 1.

FIGUR 1 | PRODUKTION OG FORBRUG PER ÅR, 2014-2020

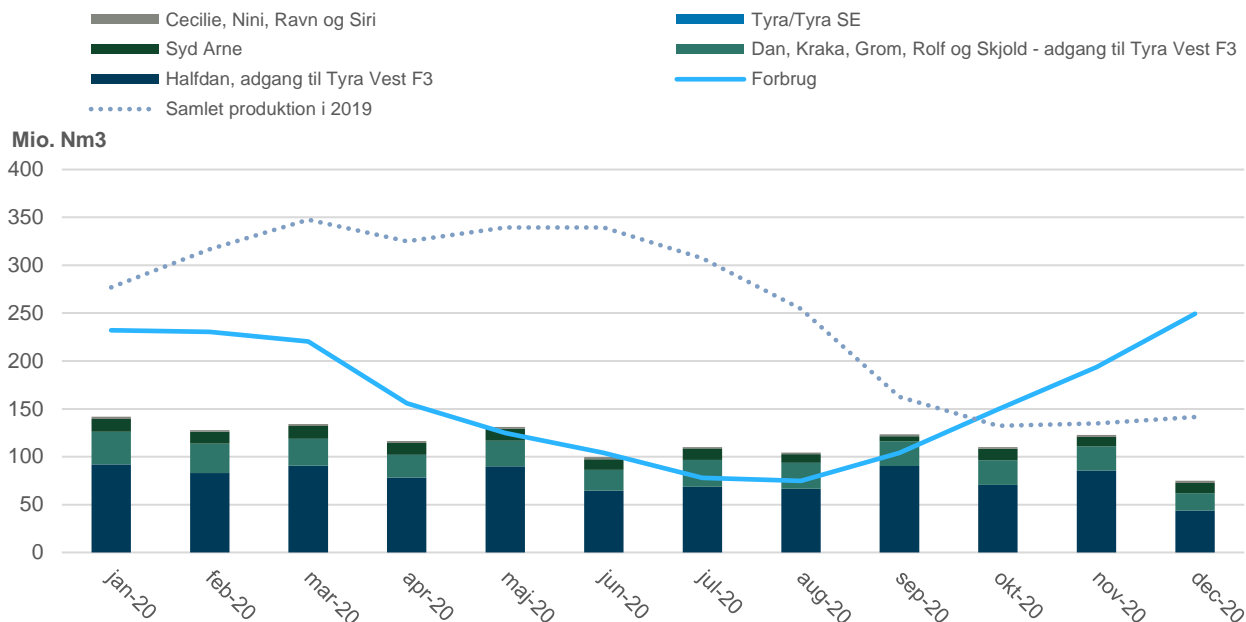


Kilde: Forsyningstilsynet baseret på data fra Energistyrelsen og Energinet.

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

Produktionsniveauet var stabilt igennem 2020 med en månedlig produktion på mellem 100 og 165 mio. m³. 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 at eksportere gas til Nederlandene. Det betyder, at kun Syd Arne-gasfeltet har adgang til det danske gasmarked, hvilket medfører, at Danmark ikke er selvforsynende med gas og er afhængig af import fra Tyskland, jf. figur 2.

FIGUR 2 | PRODUKTION OG FORBRUG PER MÅNED FOR GASFELTER FOR 2020



Kilde: Forsyningstilsynet baseret på data fra Energistyrelsen.

DET DANSKE MARKED OG TYRA-PLATFORMEN

Tyra-plattformen, som normalt behandler ca. 90 pct. af gasproduktionen fra den danske del af Nordsøen, blev lukket ned i slutningen af 2019 for at blive genopbygget. Den 6. november 2020 meddelte operatøren Total E&P Danmark A/S, at genopbygningen af Tyra-plattformen bliver forsinket med 11 måneder til 1. juni 2023 pga. COVID-19 situationen. Nedlukningen har ændret den danske gasforsyningssituationen. For første gang siden 1984 vil Danmark gå fra at være et selvforsynende eksportland til at skulle importere hovedparten af gassen.

Energinet har i oktober 2020 analyseret forsyningssituationen og vurderet, at der vil være gas nok til at forsyne danske og svenske forbrugere, såfremt importforbindelsen fra Tyskland og gaslagrene anvendes hensigtsmæssigt. Denne konklusion er enslydende med konklusionen fra den hidtidige analyse foretaget af Energinet i 2019.³

Ligesom i 2019 har forsyningssituationen ikke været udfordret i 2020, da især vejret har været mildt, og de danske gaslagre derfor har været tilstrækkeligt fyldte. I november og december var der dog et større udtræk fra gaslagrene sammenlignet med de samme måneder i 2019. Dette beskrives nærmere i afsnittet om Lager. Forsyningssituationen kan dog stadigvæk blive udfordret

³ Kilde: Energinet, [læs mere her](#)

under den resterende del af Tyra-nedlukningen, såfremt Danmark oplever en forlænget kuldeperiode, og forbindelsen fra Tyskland dermed bliver presset. De resterende forsyningskilder, samt gaslagrene, kan i så fald ikke alene forsyne det dansk-svenske gasforbrug i tilstrækkelig grad.

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 nedlukningen af Tyra-plattformen, hvor-efter de tyske gaspriser generelt har været lavere end de danske.

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

Forsyningstilsynet følger situationen og markedet tæt gennem den løbende markedsovervågning. Markedsaktørernes anvendelse af entry-punktet Ellund og af de danske gaslagre er afgørende for forsynings sikkerheden. Derudover følger Forsyningstilsynet også handlen og prisudviklingen på det danske og de tyske markeder.

EJERSKAB I NORDSØEN

Der er i 2020 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 2020 bestod DUC derfor af Total, Noreco (Altinex) og Nordsøfonden, som ejer henholdsvis 43,2 pct., 36,8 pct. og 20 pct. Der henvises til "*Markedsrapport for 2019 – Engrosmarkedet for gas*" for yderligere indsigt i de respektive ejer-andele.

BIOGAS

Produktionen af bionaturgas i Danmark stiger kraftigt og er i perioden fra 2015 til 2020 steget fra 26 mio. m³ til 363 mio. m³, jf. figur 1 ovenfor. Bionaturgasproduktionens andel af den danske naturgasproduktion var i 2020 på 21 pct. Dette er 14 procentpoint højere end 2019. Samtidig stod biogasproduktionen for 19 pct. af det samlede danske gasforbrug i 2020. I 2019 svarede biogasproduktionen til 11 pct. af forbruget. Ved udgangen af 2020 var der i alt 49 producerende biogasanlæg tilsluttet distributionsnettet. Der er planlagt tilslutning af syv nye anlæg frem til og med 2022. Modsat almindelig naturgas tilføres en stor del af den producerede bionaturgas direkte i distributionsnettet og ikke i 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.

Et bredt flertal i Folketinget indgik den 22. juni 2020 en klimaaftale med målet om at sikre en grøn energisektor. Med aftalen afsættes nye midler til støtte af biogas og andre grønne gasser frem mod 2030. Energistyrelsen har endnu ikke har fastlagt et nyt støtteregime. Fremskrivningen af

den forventede biogasproduktion er dermed stadigvæk underlagt en vis usikkerhed. Energistyrelsens analyseforudsætninger for 2020 er væsentligt ændret sammenlignet med 2019. Det forventes nu, at det danske gasforbrug allerede i 2040 dækkes fuldt ud af grøn gas.⁴

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, at den gas der er tilført gasset, er bionaturgas, og derfor fortrænger fossil gas. Siden november 2017 har det været muligt at overføre bionaturgascertifikater fra Danmark til Tyskland, efter at Energinet indgik en aftale med ejerne af det tyske certifikatregister Deutsche Energie-Agentur. I 2020 blev der solgt 5 pct. flere certifikater i forhold til 2019. Antallet af bionaturgascertifikater solgt i Danmark, der overføres til det tyske certifikatregister DENA, er tredoblet sammenlignet med 2019.

FORBRUG

Det danske gasforbrug har været faldende siden 2016 og nåede i 2020 det laveste niveau siden 2002 på 1.917 mio. m³, jf. figur 1.

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 især en usædvanlig varm vinter i 2020 er der ikke blevet efterspurgt den samme mængde gas som tidligere. Det danske gasforbrug igennem juli og august 2020 var også lavere sammenlignet med de foregående år.

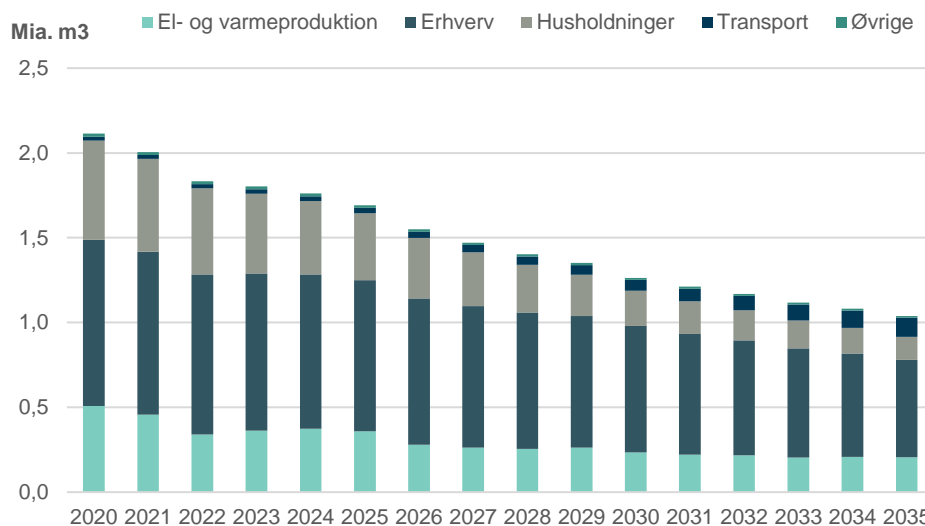
I 2020 stod erhvervskunderne for næsten halvdelen af det danske gasforbrug. Derefter var husholdningerne den næststørste forbrugergruppe med 28 pct. af forbruget, mens el- og varmeproduktionens andel var 24 pct., jf. figur 3.

De fire største leverandører stod for 89 pct. af leverancen fra transmissionsnettet via distributionsnettet til de danske slutkunder i løbet af 2020. Den tilsvarende andel var 97 pct. for de fire største leverandører til de svenske slutkunder. Andelene er uændret i forhold til 2019. Denne relativt høje markedskoncentration nødvendiggør, at især disse leverandører er sig bevidste om deres forsyningsikkerhedsansvar i perioden, hvor Tyra-plattformen er lukket, og det dansk/svenske marked kun har én reel forsyningskilde.

Energistyrelsen har i deres analyseforudsætninger for 2020 til Energinet nedjusteret det forventede gasforbrug i forhold til forventningerne i analyseforudsætningerne for 2019. Energistyrelsen har estimeret, at gasforbruget i 2025 vil være faldet med 20 pct. i forhold til forbruget i 2020. Dette er især drevet af et faldende forbrug hos husholdningerne og el- og varmeproduktionen. Man forventer samtidig, at transportsektorens gasforbrug vil stige væsentligt, idet man estimerer mere end en fordobling allerede inden for de kommende 8 år, jf. figur 3.

⁴ Kilde: Energistyrelsens Analyseforudsætninger til Energinet 2020, inkl. baggrundsnotat for gasstrømme, [læs mere her](#)

FIGUR 3 | FORVENTET FORDELING AF DET DANSKE GASFORBRUG, 2020-2035



Kilde: Forsyningstilsynet baseret på data fra Energistyrelsen, Analyseforudsætninger til Energinet 2020.
 Note: Analyseforudsætningerne er en prognose for kommende år. De udgives på årlig basis.

IMPORT OG EKSPORT

IMPORT

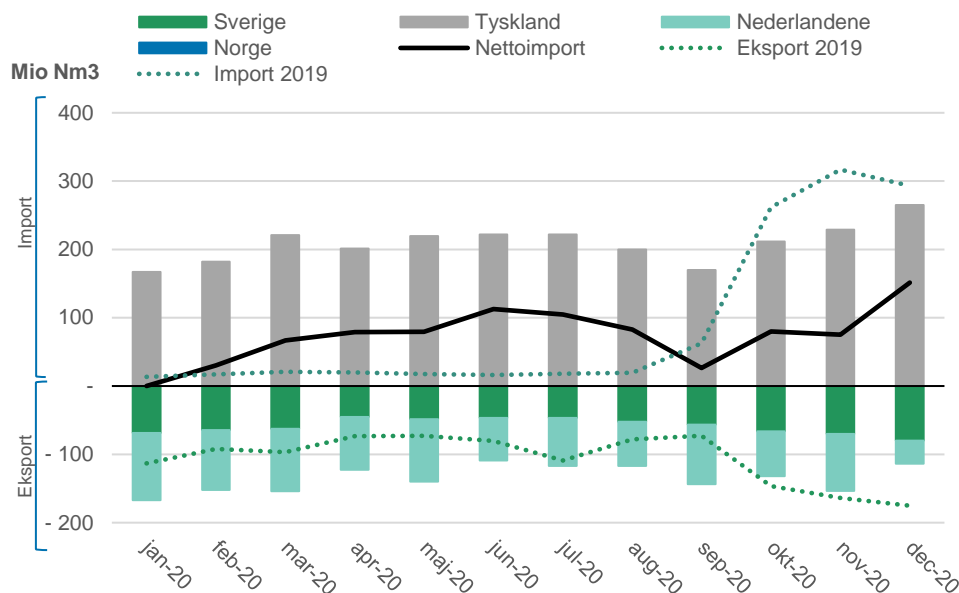
Danmark var nettoimportør af gas i 2020 og importerede 2.510 mio. m³, hvilket er en stigning på 133 pct. sammenlignet med 2019. I størstedelen af 2019 var Danmark nettoeksportør, men nedlukningen af Tyra-plattformen i september og en begrænsning af eksport til Nederlandene i perioden op til nedlukningen betød, at Danmark i 2019 for første gang blev nettoimportør af naturgas. Dette er ikke sket siden 1984. Importen fortsatte i 2020. Hele den danske import af gas i 2020 kom fra Tyskland, jf. figur 4. Der blev ikke importeret gas fra det norske felt Trym, der kun er forbundet til det danske opstrømsledningsnet via Harald- og Tyra-plattformene. Feltet forventes derfor først at genoptage produktionen i 2023. Det forventes, at Danmark vil være nettoimportør indtil Tyra-plattformen genåbner i 2023.

Importen fra Tyskland var lavest i januar måned, hvor der blev importeret 167 mio. m³. Importen af gas nåede det højeste niveau i december 2020, hvor importen var 265 mio. m³. Januars lave niveau skyldes bl.a. den milde vinter med en gennemsnitlig temperatur på 5,5 grader i januar måned. Vejret i december 2020 fulgte temperaturnormalen med en gennemsnitlig månedlig temperatur på 4,7 grader. I første kvartal blev der importeret 570 mio. m³ gas, hvilket var det laveste kvartalsniveau i gennem året. Der blev importeret mest gas i fjerde kvartal 2020: 706 mio. m³. Der blev i samme periode i 2019 importeret 872 mio. m³.

Baltic Pipe forventes at være klar til drift i oktober 2022. Rørledningen vil forbinde Danmark med det norske offshore gassystem og polske gasmarked. Med en kapacitet på op til 10 mia. m³ om

året, eller ca. 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.

FIGUR 4 | IMPORT OG EKSPORT PER LAND FOR 2020



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. Trym-feltet er dog for nuværende lukket ned.

EKSPORT

I 2020 eksporterede Danmark kun gas til Sverige og Nederlandene. Danmark eksporterede ikke gas til Tyskland, eftersom nedlukningen af Tyra-plattformen betyder, at Danmark har behov for import fra Tyskland, jf. figur 4. Dog har der alligevel været allokeringer af gas til Tyskland, jf. figur 15. Importallokeringerne overstiger eksportallokeringerne, hvorfor der er fysisk gasflow fra Tyskland til Danmark.

Danmark eksporterede 1.621 mio. m³ naturgas i 2020, hvilket er en stigning på 13 pct. sammenlignet med 2019. Hovedparten af den danske gaseksport, 56 pct., gik til Nederlandene via offshore-rørledningen Tyra Vest-F3. De resterende 44 pct. af eksporten gik til Sverige og bestod delvist af transitgas importeret fra Tyskland. I 2019 gik størstedelen, 59 pct., af eksporten til Sverige. Dette skift i eksportandele skyldes nedlukningen af Tyra-plattformen, samt at eksporten til Nederlandene var begrænset i perioden op til nedlukningen grundet vedligeholdelse på Tyra Vest-F3.

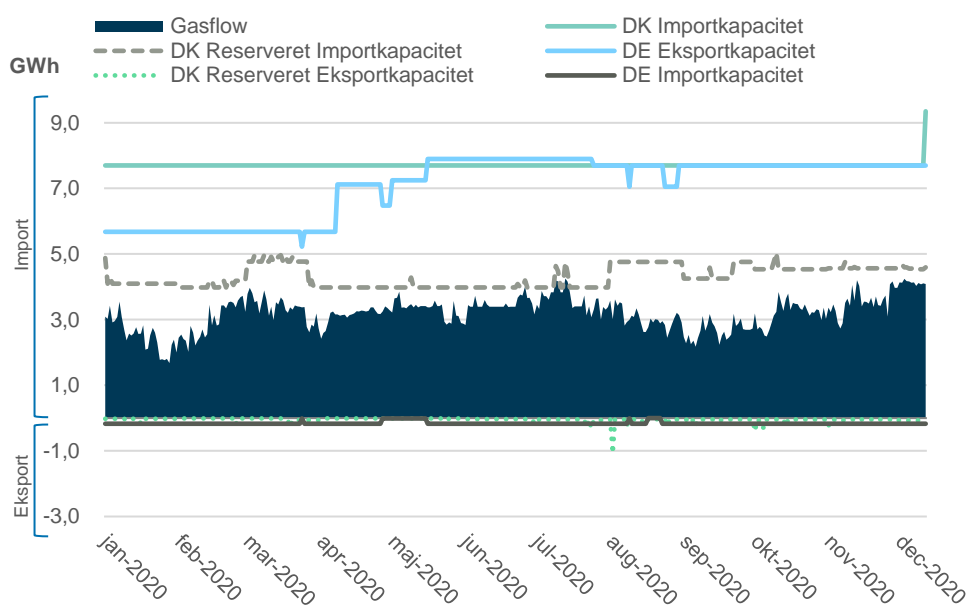
TRANSMISSION

Forsyningstilsynet godkendte i 2019, at Energinet genindfører sæsontariffer i Ellund i en begrænset periode fra 1. oktober 2020 til 1. oktober 2022. Formålet med sæsonfaktorer er at sikre forsyningssikkerheden under Tyra-nedlukningen, hvor kapaciteten i Ellund 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 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.

Den 1. januar 2020 reducerede GUD den uafbrydelige sydgående kapacitet på den tyske side af Ellund-punktet fra 3,6 GWh/h til 0 GWh/h. Reduktionen har dog ikke haft nogen praktisk effekt i 2020, da Danmark efter Tyra-nedlukningen er overgået til at være et importland. I 2020 fremlagde de tre TSO'er, Energinet, GUD og OGE, et fælles projektforslag om etablering af ny uafbrydelig kapacitet på tysk side på 2,5 GWh/h fra 2027, der afspejler efterspørgselsindikationerne fra markedsaktørerne. Det er en forudsætning for Energinets deltagelse i projektet, at der sker en delvis retablering af den uafbrydelige kapacitet allerede fra 2022. Projektforslaget blev i en koordineret afgørelse med den tyske regulator, Bundesnetzagentur, godkendt den 28. april 2021. Den nye kapacitet forventes udbudt på auktion i juli 2021. Derudover har Forsyningstilsynet og Bundesnetzagentur aftalt at overvåge retableringen af uafbrydelig kapacitet fra 2022 og frem.

Danmark har været nettoimportør af gas i 2020 pga. den midlertidige nedlukning af Tyra-plattformen. Man udnyttede dog langt fra den fulde kapacitet for import til Danmark, jf. figur 5.

FIGUR 5 | UAFBRYDELIG KAPACITET OG GASFLOW VED ELLUND FOR 2020



Kilde: Forsyningstilsynet baseret på data fra Energinet og ENTSOG.

Note: Kapacitet på den tyske side er totalen for GUD (knyttet til GPL) og OGE (knyttet til NCG). På den tyske side er der ubegrænset afbrydelig eksportkapacitet mod Danmark fra begge markedsområder.

LAGER

Gas Storage Denmark's (GSD) to gaslagre, Lille Torup og Stenlille, der drives som én virksomhed ud fra en one storage-strategi, havde i 2020 en samlet lagerkapacitet på 10.458 GWh. Dette er 1,7 pct. mindre end i 2019. Lagerkapaciteten i de to lagre blev i 2020 udsolgt til en gennemsnitspris på 5,14 EUR/MWh, hvilket er 26 pct. højere end i 2019, jf. tabel 2.

TABEL 2 | ÅRLIGE LAGERKAPACITETER OG GENNEMSNITSPRISER

	Lagerkapacitet, GWh	Gennemsnitspris, EUR/MWh
2020	10.458	5,14
2019	10.643	4,07
2018	10.422	1,44
2017	10.908	1,30
2016	11.795	1,70

Kilde: Energinets årsrapporter for 2016-2020.

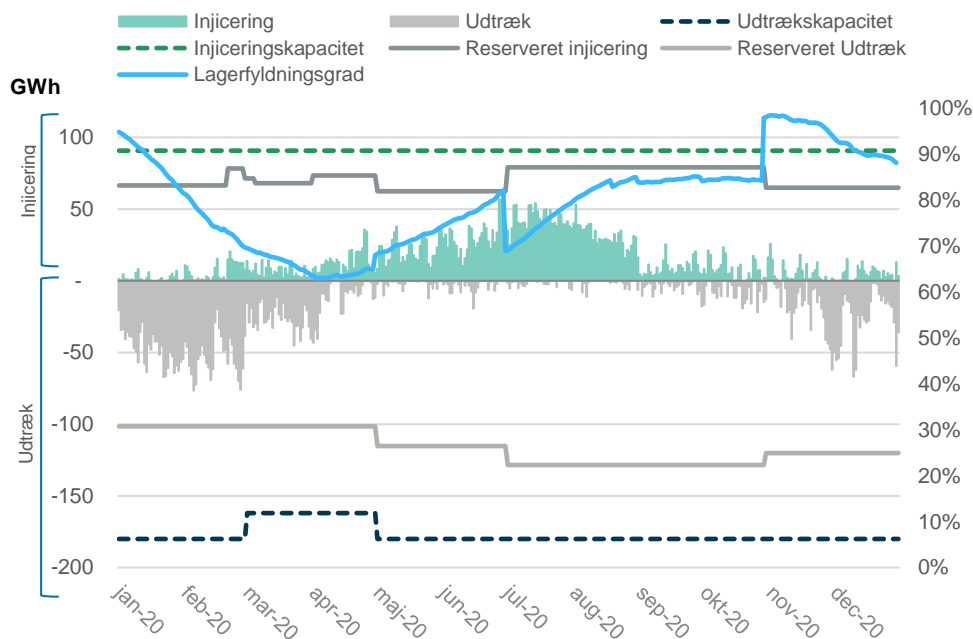
Faldet i lagerkapacitet (GWh) skyldtes bl.a., at gas importeret fra Tyskland har en lavere brændværdi og er mindre komprimerbar end gas fra Nordsøen. Lageraktivitet er ikke indtægtsreguleret i Danmark. Lagerselskabet og markedet sætter derfor lagerpriser i et forhandlet adgangsregime, og Forsyningstilsynet har ikke hjemmel til at gribe ind i prissætningen på lagermarkedet.

Brugen af lager var i 2020 kendetegnet ved et markant mindre gasudtræk end i 2019, især pga. den milde vinter med en rekordvarm januar måned.⁵ Nettoinjiceringen af gas var allerede positiv fra maj måned. GSD øgede dog i 2020 den totale tekniske kapacitet for gaslagrene, hvilket medførte at fyldningsgraden først nåede et niveau over 90 pct. i november måned. I 2019 blev denne grænse allerede nået i juli måned.

Den totale tekniske lagerkapacitet steg fra 10.163 GWh til 10.465 GWh efter et 120 dage langt projekt ved Stenlille-gaslager, hvor den totale tekniske kapacitet blev udvidet. De meget lave spotpriser henover sommeren gjorde cushion gas billigt. Cushion gas er betegnelsen for den andel af gas som permanent er lagret i et gaslager for opretholdelse af nødvendigt tryk, mv. Det var derfor rentabelt at starte et udvidelsesprojekt. Udvidelsen blev dog midlertidigt sat i bero undervejs, da spotpriserne steg ud over aftalekravet med markedsaktørerne. GSD endte derfor med en lavere kapacitetsudvidelse end projiceret. Projektet havde en midlertidig effekt på den tekniske lagerkapacitet, der i perioden den 1. juli til 29. oktober 2020 blev øget med den projicerede kapacitetsudvidelse på 2.000 GWh til i alt 12.163 GWh. Dette forklarer den ovenstående udvikling for fyldningsgraden, jf. figur 6.

⁵ Kilde: DMI, [læs mere her](#)

FIGUR 6 | FYLDNINGSGRAD, LAGERINJICERING OG -UDTRÆK FOR 2020

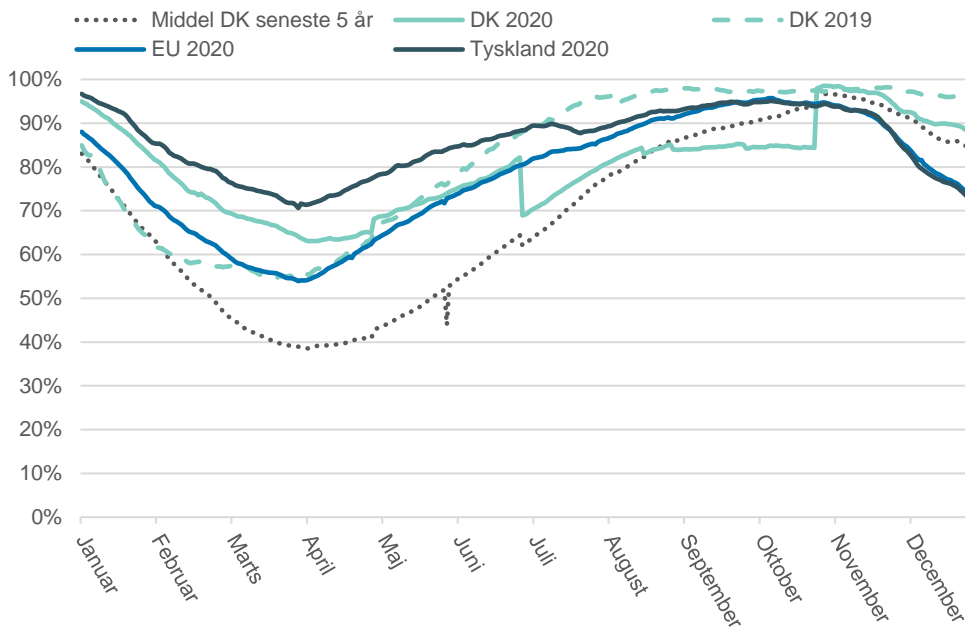


Kilde: Forsyningstilsynet baseret på data fra Gas Storage Denmark.

De danske gaslagre er gennem sommeren og efteråret blevet fyldt op med gas til en lav pris. Sammenlignet med vintermånederne i 2019 var der i november og december 2020 et markant større udtræk fra gaslagrene. Det skyldes, at der i disse måneder var en markant større stigning i spotpriserne på gasmarkedet sammenlignet med 2019. Markedsaktørerne kunne derfor med fordel udtrække gas fra lagrene. De danske gaslagre har generelt været anvendt på samme vis som de europæiske gennem 2020. De danske gaslagres fyldningsgrad fulgte udviklingen i både EU og Tyskland tæt, hvis der ses bort fra knækket i fyldningsgraden fra juli til oktober, jf. figur 7.

Det danske gaslager spiller en central rolle i perioden, hvor Tyra-plattformen er lukket, da importkapaciteten på Ellund-forbindelsen ikke er tilstrækkelig til at forsyne det danske og svenske marked under meget dårlige vejrforhold. 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 | FYLDNINGSGRAD FOR DANMARK, TYSKLAND OG EU FOR 2020



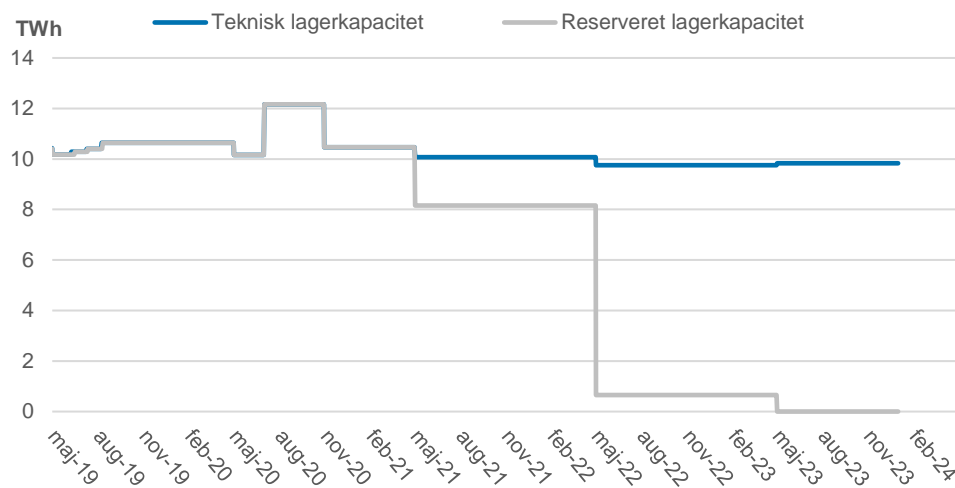
Kilde: Forsyningstilsynet baseret på data fra Gas Storage Denmark og AGSI+

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 ledningen svigter i 60 dage. 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 Energinet Gas TSO's indkøb af nødlager er steget fra ca. 100 mio. m³ til ca. 170 mio. m³ under genopbygningen af Tyra-plattformen.

Lageråret 2020/21 blev udsolgt den 24. april 2020. De kommende lagerår 2021/22 og 2022/23 er ikke udsolgt endnu, jf. figur 8. Det skyldes især den nuværende udvikling af markedsprisen for gas, hvor sæsonprisdifferencen er faldende.

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. De seneste tre vintre er prisspændet steget, blandt andet fordi de alle 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.

FIGUR 8 | RESERVERET LAGERKAPACITET 2020-2023 PER JANUAR 2021

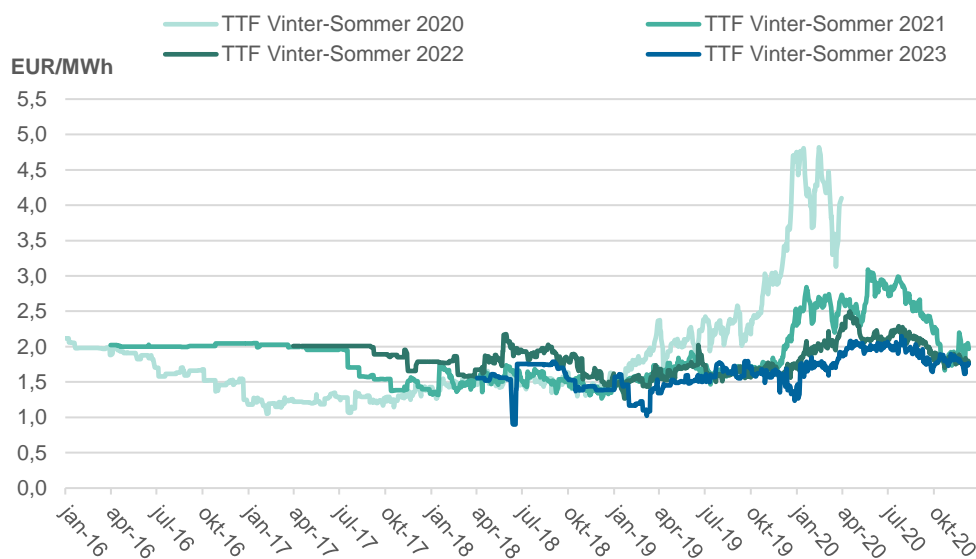


Kilde: Forsyningstilsynet baseret på Energinets Energi Data Service.

Note: Reserveret lagerkapacitet indeholder både solgt kapacitet og solgte optioner på kapacitet. Sidstnævnte udgør kun en mindre del af den reserverede lagerkapacitet.

Prisen på lagerkapacitet for 2020/21 var højere end tidligere år, bl.a. pga. en stigning i prisspændet mellem sommer- og vinterprodukter i 2019 på de nordvesteuropæiske markeder, jf. figur 9. Der ses et fald i sæsonprisdifferens for 2021. Det kan betyde, at efterspørgslen for lager vil falde, da fortjenesten ved at købe gas om sommeren, lagre den, og sælge om vinteren mindskes.

FIGUR 9 | SÆSONPRISFORSKEL FOR TTF 2020-2023



Kilde: Forsyningstilsynet baseret på ICE data. TTF er den nederlandske handelsplads for gas, og er med den største omsætning i Europa prissættende for Nordvesteuropa.

PRISER

MARKEDSFORHOLD

HANDLEDE PRODUKTER

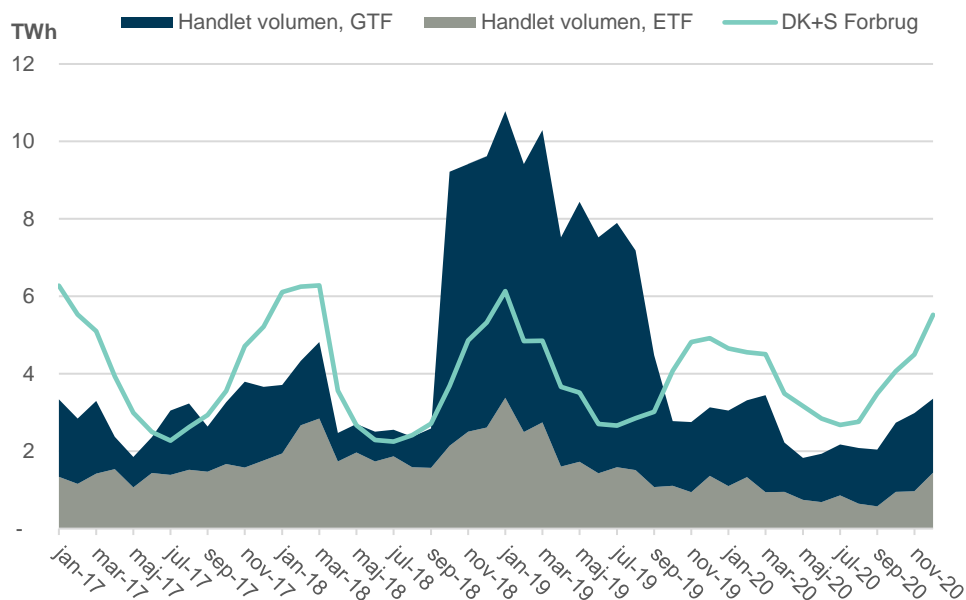
I Danmark handles gas på gasbørsen EEX⁶ som produktet Exchange Transfer Facility (ETF) eller ved bilaterale kontrakter, som leveres på punktet Gas Transfer Facility (GTF).

I 2020 blev der handlet 11,2 TWh på ETF og 20,0 TWh på GTF. Den handlede volumen på ETF udgjorde 36 pct. af den samlede handlede mængde og udgjorde 24 pct. af det samlede danske og svenske forbrug i 2020. ETF's største andel var i december 2020, hvor handlerne udgjorde 43 pct. af den samlede handlede volumen. Den samlede handel på GTF og ETF var mindre end det samlede dansk/svenske forbrug.

Der har igennem hele året været handlet en større volumen på GTF. At den største andel handles på GTF er en fortsættelse af sidste års udvikling. I månederne februar, marts og november var den handlede volumen højest med henholdsvis 2,0, 2,5 og 2,0 TWh.

Den markante stigning i gas levereret på GTF fra oktober 2018 til oktober 2019, jf. figur 10, skyldes enten en stigning i antallet af indgåede kontrakter, en stigning i volumen pr. kontrakt, eller at GTF i større grad anvendes som leveringspunkt end tidligere.

FIGUR 10 | HANDLET VOLUMEN PÅ ETF OG GTF FOR 2017-2020



Kilde: Forsyningstilsynet baseret på data fra EEX ETF og Energinet

⁶ 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.

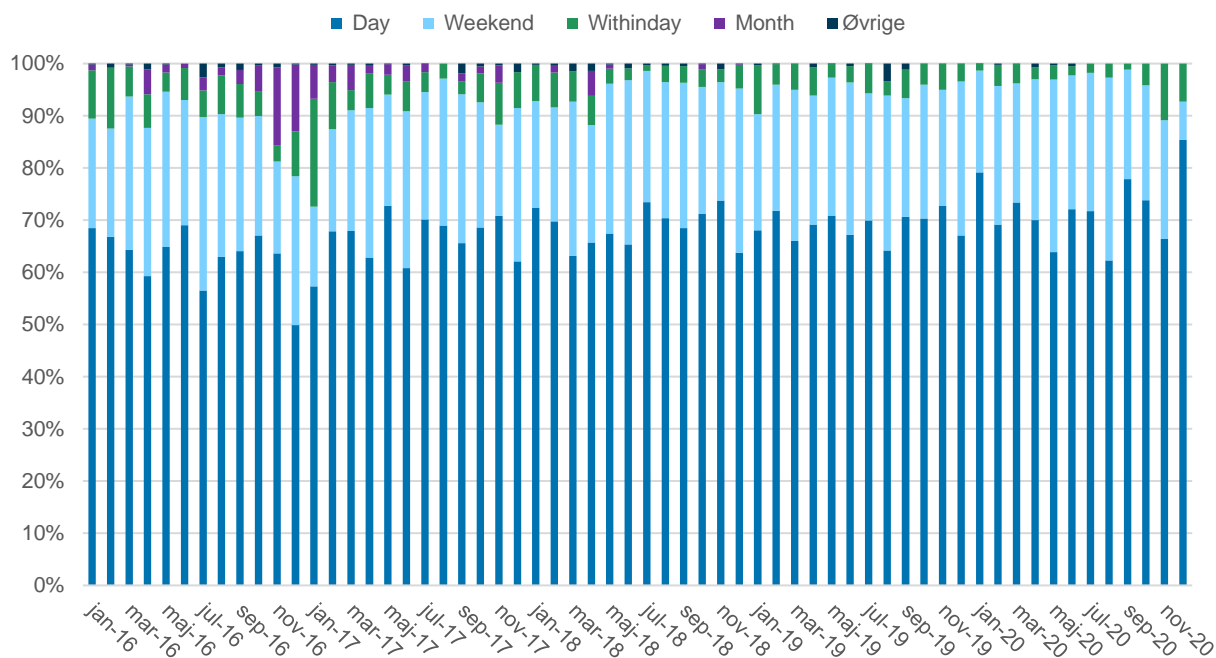
De danske forsyningskilder omfatter naturgasproduktion i Nordsøen (inkl. import fra det norske felt Trym), import fra Tyskland og bionaturgasproduktion. Der er ikke leveret betydeligt større gasmængder til Danmark fra disse forsyningskilder fra 4. kvartal 2018 og frem til 4. kvartal 2019, jf. figur 1, 2 og 4.

Efter nedlukningen af Tyra faldt den handlede volumen med levering på GTF igen til normalt niveau, men stadig væsentligt højere end handlen på EEX. Handlen på GTF forventes at stige igen, når Tyra-plattformen genidrives.

Der handles primært spotprodukter på den danske gasbørs, hvor day-ahead- og weekend-produkter udgjorde 96 pct. af den handlede volumen og 92 pct. af antallet af handler i 2020. Udviklingen følger tendensen for de forudgående år. Dagsprodukternes andel af de samlede produkter udgjorde i gennemsnit 72 pct. Det er en stigning på 3 procentpoint sammenholdt med 2019. Det samlede antal handler var i 2020 7.761, og den samlede volumen 11.177 GWh, hvilket er et markant fald sammenholdt med i 2019, hvor det samlede antal handler var 12.189 og volumen var 20.956 GWh.

Handlen med within-day-produkter udgjorde 4 pct. af den handlede volumen og 8 pct. af antallet af handler. Både volumen og andelen af within-day-handel har samlet set været stabil i perioden fra 2016 til 2020, jf. figur 11.

FIGUR 11 | FORDELING AF HANDLEDE PRODUKTER PÅ EEX ETF PER MÅNED (VOLUMEN) FOR 2016-2020



Kilde: Forsyningstilsynet baseret på data fra EEX ETF.

MARKEDSKONCENTRATION

Markedskoncentrationen for det danske GTF marked er faldet markant i 2020 for købsiden, mens den er steget for salgssiden. HHI⁷ for købsiden var på GTF under 2.000. HHI for købsiden på GTF er dermed blevet normaliseret ift. de seneste 10 år, hvor HHI på GTF i 2019 var usædvanlig høj. HHI for salgssiden for GTF var næsten 2.700, hvilket er det højeste siden 2014. Den forventede stigning i produktionen af bionaturgas og mulige nye biogasaktører kan få en positiv effekt på markedskoncentrationen for det danske gasmarked. Produktionen af bionaturgas har dog ikke været stor nok til at påvirke markedskoncentrationen i 2020.

PRISUDVIKLING

Spotpriserne på det danske gasmarked var faldende de første måneder af 2020. Fra januar til april var gennemsnitsprisen på day-ahead-markedet 9,58 EUR/MWh, hvorefter priserne fra maj til august fandt et stabilt niveau omkring 5 EUR/MWh. Den sidste halvdel af 2020 steg priserne markant. Priserne steg omkring 51 pct. fra august til september. I august lå priserne i gennemsnittet på 7,25 EUR/MWh og steg til ca. 16 EUR/MWh i december. På trods af denne prisstigning har priserne været mindre volatile i 2020 sammenholdt med udviklingen i gasprisen i 2019.

Den laveste pris på ETF i 2020 var 4,03 EUR/MWh den 30. og 31. maj. Årets sidste dag var også dagen med den højeste pris i 2020 på tværs af de europæiske markeder. Spotprisen på ETF nåede 31. december 2020 19,49 EUR/MWh. Gennemsnitsprisen var 9,82 EUR/MWh i 2020, hvilket er 26 pct. lavere end i 2019, hvor gennemsnitsprisen var 13,26 EUR/MWh.

I juni 2020 stod Europa for 23,8 pct. af LNG forbruget på verdensplan, hvilket er 3 procentpoint højere end i 2019. Den europæiske import af LNG import voksede ca. 75 pct. per måned mellem januar 2019 og marts 2020.⁸ Udbuddet af LNG, det relativt milde vejr og en relativ lavere efterspørgsel som følge af COVID-19 epidemien kan bl.a. forklare, hvorfor de danske og europæiske spotpriser på gas nåede et niveau på under 5 EUR/MWh i maj og juni 2020.

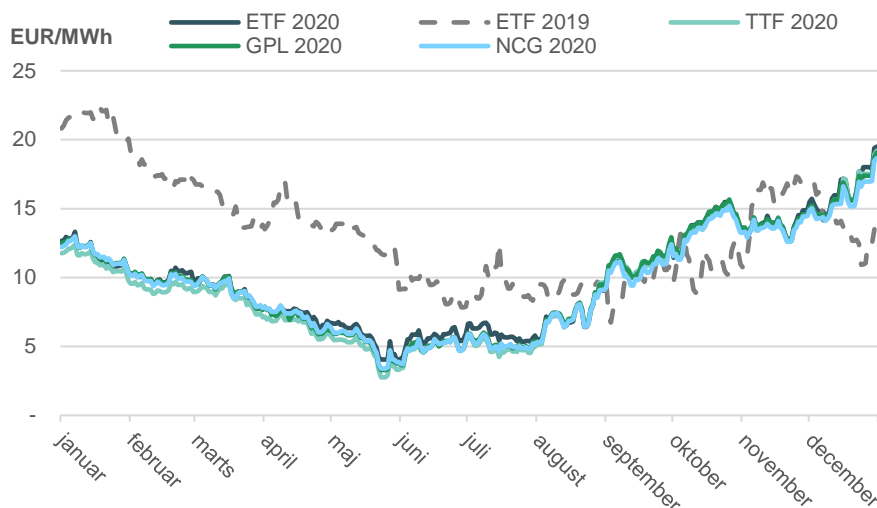
De danske spotpriser følger generelt prisudviklingen på de øvrige nordvesteuropæiske gasmarkeder tæt. De danske leveringspunkter ETF og GTF er små markeder sammenlignet med GPL, NCG og TTF. Derudover er de nordvesteuropæiske gasmarkederne velintegrerede.⁹ Spotpriserne i Danmark var dog generelt lidt lavere end priserne på de tyske gashubs i perioden op til Tyras nedlukning 21. september 2019 og generelt lidt højere derefter, jf. figur 12.

⁷ Til måling af markedskoncentration anvendes Herfindahl-Hirschmann Index (HHI), som resulterer i en værdi mellem 0 (perfekt konkurrence) og 10.000 (monopol). Den gængse grænseværdi for moderat markedskoncentration ligger på mellem 2.000 og 2.500.

⁸ Kilde: ICIS Heren, [læs mere her](#)

⁹ Kilde: ACER MMR 2019, [læs mere her](#)

FIGUR 12 | PRISUDVIKLING FOR DAY-AHEAD I DANMARK, NEDERLANDENE OG TYSKLAND FOR 2020



Kilde: Forsyningstilsynet baseret på data fra PEGAS og EEX

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

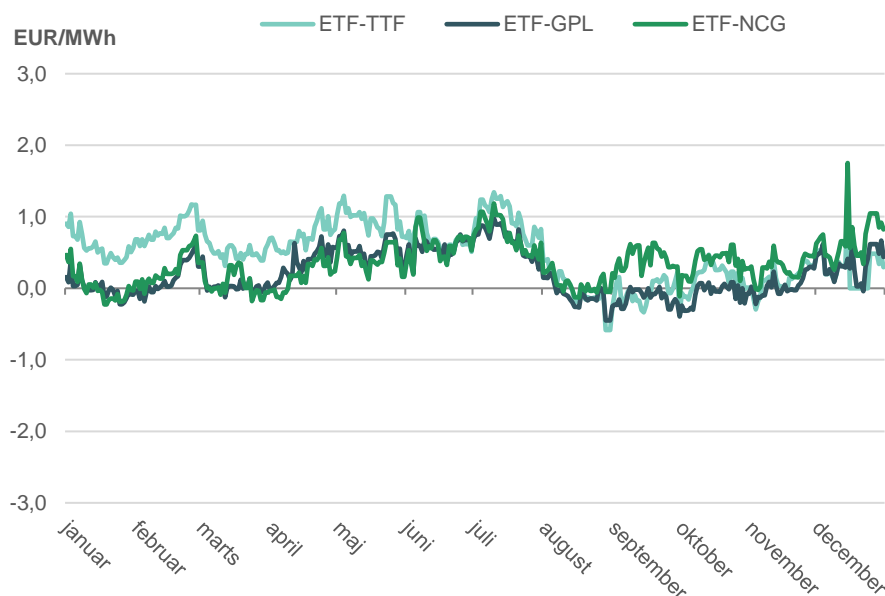
De danske spotpriser oversteg de nordeuropæiske spotpriser fra januar til juli 2020, jf. figur 13. Prisspændet lå i denne periode på mellem 0,53 og 1,01 EUR/MWh i gennemsnit per måned.

Prisspændet mellem de europæiske priser og den danske pris faldt drastisk fra juli til august, og siden august har prisspændet mellem de danske og nordvesteuropæiske spotpriser været mellem -0,58 og 0,92 EUR/MWh.

Denne udvikling skyldes, at de danske gaslagre har været meget fyldte, hvilket har medført et mindre behov for import af gas. Dette udmønter sig i lavt prisspænd.

Den gennemsnitlige prisforskel mellem ETF og GPL var 0,20 EUR/MWh og mellem ETF og NCG 0,34 EUR/MWh i 2020.

FIGUR 13 | PRISFORSKEL MELLEML DANMARK (ETF) OG TYSKLAND (GPL & NCG) FOR DAY-AHEAD FOR 2020



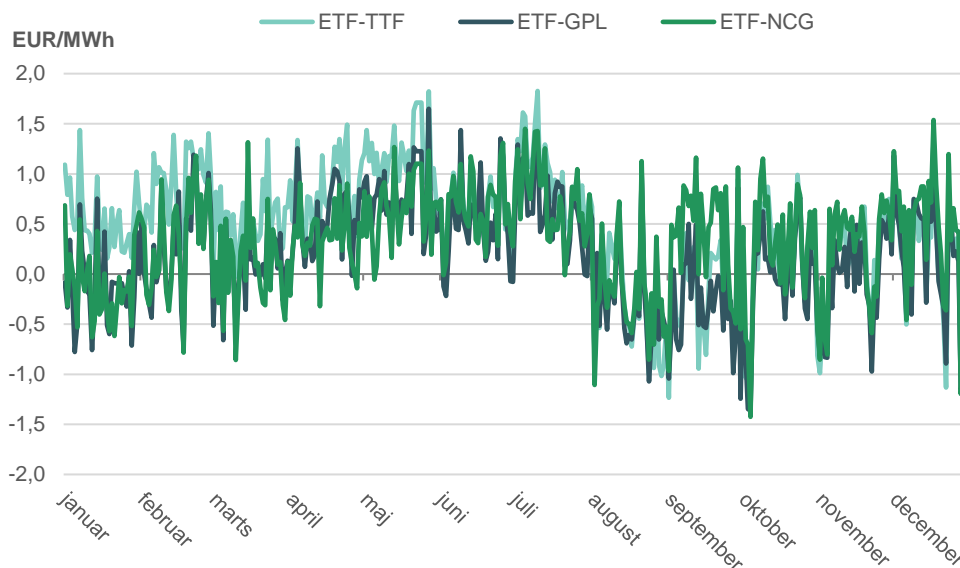
Kilde: Forsyningstilsynet baseret på data fra PEGAS og EEX.

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.

Det danske within-day-marked faciliteres af EEX, hvor Energinet som Gas TSO foretager balancchandler. Within-day-produktet har levering inden for samme dag. Prisen på within-day-produktet følger generelt prisen på day-ahead. For året som helhed var gennemsnitsprisen for within-day-produktet på gasbørsen EEX 9,84 EUR/MWh, hvilket var 26 pct. lavere end i 2019, hvor prisen på within-day-produktet var 13,35 EUR/MWh.

Prisspændet mellem de danske og tyske within-day-priser er mere volatilt end prisspændet mellem day-ahead markederne. Den danske within-day-pris ligger generelt under prisen på både TTF, GPL og NCG. Dette har dog ændret sig efter lukningen af Tyra-feltet. I 2020 har den danske within-day-pris ligget over de tyske, idet den danske within-day-pris har været højere end de tyske i 8 ud af årets 12 måneder, jf. figur 14.

FIGUR 14 | PRISFORSKEL MELLEML DANMARK (ETF) OG TYSKLAND (GPL & NCG) FOR WITHIN-DAY FOR 2020



Kilde: Forsyningstilsynet baseret på data fra PEGAS og EEX.

Note: Within-day-prisen opgøres med Within Day Reference Price, som beregnes for hver leveringsdag som 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 har i 2020 haft fokus på Ellund-forbindelsen, dvs. om der i større grad eller systematisk transporteres gas imod prissignalerne, og om kapaciteten i Ellund-forbindelsen udnyttes effektivt. Ellund-forbindelsen er Danmarks primære forsyningskilde under nedlukningen af Tyra-plattformen, og en fortsat effektiv udnyttelse er en forudsætning for konkurrencen på dansk/svenske gasmarked, samt integrationen med de øvrige europæiske markeder.

Forsyningstilsynet 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 pådrager aktørerne sig et "bevidst" tab.

Forsyningstilsynets løbende analyse og overvågning viser overordnet, at der i 2020 har været en mindre systematisk adfærd med transport af gas imod prissignalerne. Denne systematiske adfærd er højere i år sammenlignet med 2019. Der har i store dele af 2020 været uudnyttet import- og eksporttransmissionskapacitet til Danmark i Ellund, hvilket indikerer at markedsaktørerne i højere grad har haft mulighed for at udnytte prisforskellen mellem det danske og de tyske markeder, jf. figur 15 og 16.

Omfanget af aktørernes manglende udnyttelse af de dansk/tyske prisforskelle analyseres i dette afsnit ved at sammenligne aktørernes transmissionskapacitet ved Ellund med den mulige fortjeneste opgjort som prisforskellen mellem Danmark og Tyskland justeret for transportomkostninger. Der skelnes 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.

I 2020 var den gennemsnitlige prisforskel mellem Danmark og Tyskland 0,27 EUR/MWh. På trods af flere markedsaktørers lange transmissionsbookninger blev prisforskellen ikke udnyttet til fulde til import til Danmark, jf. figur 15. Den uudnyttede transmissionskapacitet ses ved, at der f.eks. i juli måned var et gennemsnitligt gasflow på 3,6 GWh/h, mens importbookning af uafbrydelig kapacitet fra Tyskland til Danmark i gennemsnittet var 4,06 GWh/h, hvoraf 3,98 GWh/h var på lange kontrakter. I juli måned var det gennemsnitlige prisspænd mellem den danske og de tyske priser på 0,71 EUR/MWh. Markedsaktørerne kunne derfor have udnyttet deres lange kapacitetsbookninger på 3,98 GWh/h mere hensigtsmæssigt, jf. figur 15. De kunne have købt gas i Tyskland, transporteret gas til Danmark, og med fortjeneste, have solgt gassen til en højere pris.

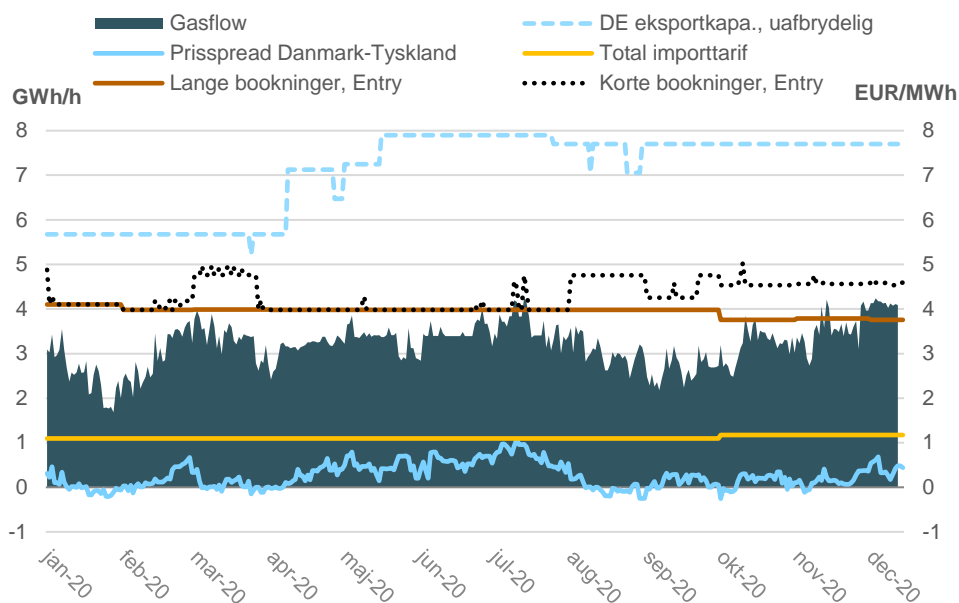
Der kan være flere forklaringer på, hvorfor aktører ikke udnytter deres købte transmissionskapacitet til fulde. En mulig forklaring kan være, at aktører undlader at udnytte en del af den allerede bookedede kapacitet i Ellund-forbindelsen for ikke at påvirke prisen på det danske gasmarked gennem et større 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.

Markedsaktørerne har højere grad benyttet sig af korte bookninger i 2020 end tidligere år. Der blev i gennemsnit booket 0,36 GWh/h per dag i 2020. Hovedparten af de korte bookninger blev foretaget i månederne marts, juli og fra august til december. Der var særligt i november og december mange korte bookninger. Den gennemsnitlige kapacitet på de korte bookninger per måned var henholdsvis 0,78 GWh/h og 0,61 GWh/h. Det er også i disse måneder, hvor prisforskellen mellem Danmark og Tyskland var høj, og derfor gav markedsaktørerne mulighed for at udnytte importmuligheden i Ellund. Det skal dog bemærkes, at prisspændet ikke oversteg de totale transporttariffer i denne periode, jf. figur 15.

De korte bookninger kan også være et udtryk for markedsaktørernes forsøg på at balancere deres portefølje på det danske gasmarked eller overholde leveranceforpligtigelser på kontrakter i Danmark, hvorfor de importerer gas på trods af, at det positive prisspænd mellem Danmark og Tyskland ikke overstiger den totale importtarif. Den totale transporttarif var 1,10 EUR/MWh i juli

måned, hvor det gennemsnitlige prisspænd var 1,08 EUR/MWh, hvilket var det højeste prisspænd for året, jf. figur 15.

FIGUR 15 | GASFLOW OG IMPORTBOOKNINGER VED ELLUND FOR 2020

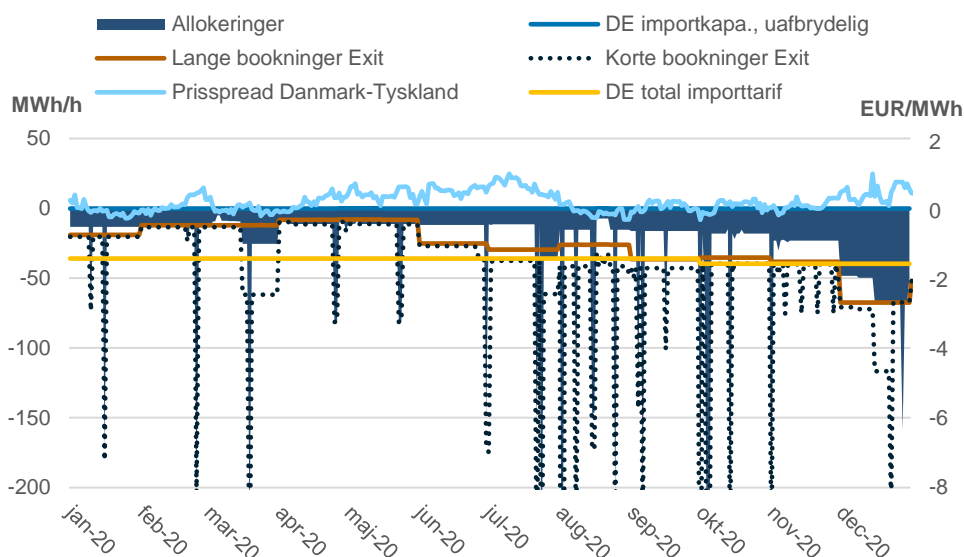


Kilde: Forsyningstilsynet baseret på data fra Energinet, Gasunie Deutschland og Open Grid Europe.
Note: Importtarif er gennemsnittet af tariffene for import fra Tyskland via GPL og NCG.

Forsyningstilsynets analyse viser, at der er sket en manglende udnyttelse af prissforskellene i forhold til eksport, jf. figur 16. For at analysere flow imod prissignalet sammenholdes allokeringer af gas med kapaciteten på de korte og lange eksportbookninger i Ellund, total transporttarif samt prisspændet mellem Danmark og Tyskland. Der er således sket et mindre systematisk flow til Tyskland imod prissignalet, hvilket er illustreret i figur 16. Allokeringer til Tyskland steg især i november og december måned, på trods af at priserne i Danmark var højere end i Tyskland. Der var i gennemsnit booket 49 MWh/h kapacitet per dag på korte og lange kontrakter i 2020, jf. figur 16. Flere aktører foretog et stigende antal bookninger af månedskapacitet i sidste halvdel af året.

På trods af de højere priser i Danmark transporteres der således fortsat systematisk mindre mængder af gas til Tyskland. Særligt ses der allokeringer til Tyskland, når prisspændet mellem den danske og tyske pris er størst og positivt - især i perioden fra marts til august og i december måned. Dette er u hensigtsmæssig markedsadfærd, da markedsaktørerne med fordel kunne have solgt gassen på det danske marked, hvor de kunne opnå en højere pris, købt tysk gas til en lavere pris, og samtidigt have sparet transportudgiften i stedet for at transportere dansk gas til Tyskland. Forsyningstilsynet monitorerer udviklingen og aktørernes adfærd tæt.

FIGUR 16 | ALLOKERINGER OG EKSPORTBOOKNINGER VED ELLUND FOR 2020



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

Note: Det skal bemærkes, at akserne for denne figur er opgivet i MWh/h modsat figur 15, som er opgivet i GWh/h.

COVID-19 EPIDEMIENS PÅVIRKNING AF ENGROSMARKEDET

COVID-19 har gennem året påvirket det danske samfund meget. Forsyningstilsynet har derfor undersøgt epidemiens påvirkning af det danske gasengrosmarked. Den globale epidemi udsatte verdensøkonomien for store udbuds- og efterspørgselschok, der i nogen grad påvirkede energimarkedene. COVID-19 har berørt markederne asymmetrisk og afhængigt af den specifikke energisektor og energiforbrug.

Det globale marked for gas oplevede et rekord stort fald i forbruget i 2020 på ca. 2,5 pct. svarende til 100 mia. m³. Nedlukningen på globalt niveau havde den største effekt i første halvdel af 2020, hvor det globale forbrug faldt 4 pct. i forhold til samme periode i det forudgående år, hvilket bl.a. bidrog til rekord lave gaspriser i Europa. Det globale gasforbrug steg igen senere på året, og det samme gjorde de europæiske gaspriser.¹⁰

COVID-19 har formentlig påvirket de enkelte markeder forskelligt alt afhængigt af især graden og længden af nedlukningerne. ACER nævner bl.a. i deres Market Monitoring Report 2019¹¹ fra september 2020, at de europæiske gasengrosmarkeder har været påvirket af COVID-19.

¹⁰ Kilde: IEA, Gas Market Report Q1-2021, [læs mere her](#)

¹¹ Kilde: ACER MMR 2019, [læs mere her](#)

Der kan ikke på baggrund af tilgængelig data påvises, at epidemien har haft en egentlig effekt på det danske engrosmarked for gas. Omfanget af epidemien betød dog, at Total E&P Danmark A/S måtte meddele, at genidrifftsættelsen af Tyra-plaformen måtte udskydes med 11 måneder til 1. juni 2023.

Det samlede danske forbrug af gas faldt i 2020 med 270 mio. m³ svarende til ca. 12 pct. Dette fald følger trenden for gasforbruget i Danmark for de seneste år og skyldes bl.a. det milde vejr i 2020. Det har heller ikke være muligt at udlede væsentlige udsving i det danske gasforbrug for februar, marts og april 2020 sammenlignet med året før. Det kan dog ikke udelukkes, at faldet kan være blevet forstærket af mulige udbuds- og efterspørgselschok, som følge af COVID-19 og nationale nedlukninger. Det danske gasmarked er formentlig mere robust over for udbuds- og efterspørgselschok end andre energimarkeder, da ca. halvdelen af forbruget skyldes opvarmning af husholdninger og produktion af elektricitet. Den sidste halvdel af gasforbruget anvendes i industrien. Forbruget i industrien formodes at have været mere påvirket af COVID-19 epidemien under nedlukningen.