



Analyseforudsætninger til Energinet 2021 – Ledningsgas

Baggrundsnotat

Kontor/afdeling
Systemanalyse

Dato
25. oktober 2021

J nr. 2021 - 6416

MELA/NJSK

Indholdsfortegnelse

Udvikling frem mod 2040.....	2
Metode og antagelser	4
Grøn gas	4
Gasstrømme	5
Usikkerhed.....	10
Ændringer ift. AF20	11

Bemærk, at alle tal for gas er opgjort ift. øvre brændværdi. Det skyldes, at EU-landene i forbindelse med markedsåbningen for gas besluttede at anvende en fælles enhed, der er fastsat til 1 kWh baseret på øvre brændværdi. Forbrug af gas er siden den fulde markedsåbning i Danmark den 1. januar 2004 blevet opgjort og meddelt markedets gasaktører i kWh på grundlag af gassens øvre brændværdi.

Bemærk, at Energistyrelsen i de fleste andre sammenhænge opgør forbruget af gas ift. nedre brændværdi, hvorfor forbruget i AF ikke kan sammenlignes direkte med forbruget i eksempelvis Energistyrelsens klimafremskrivning.

Bemærk desuden, at AF alene beskæftiger sig med ledningsgas. Gas anvendt uden for gasnettet indgår således ikke i prognoserne. Dette gælder bl.a. for biogas anvendt direkte i kraftvarme og industri.

Energistyrelsen

Carsten Niebuhrs Gade 43
1577 København V

T: +45 3392 6700
E: ens@ens.dk

www.ens.dk

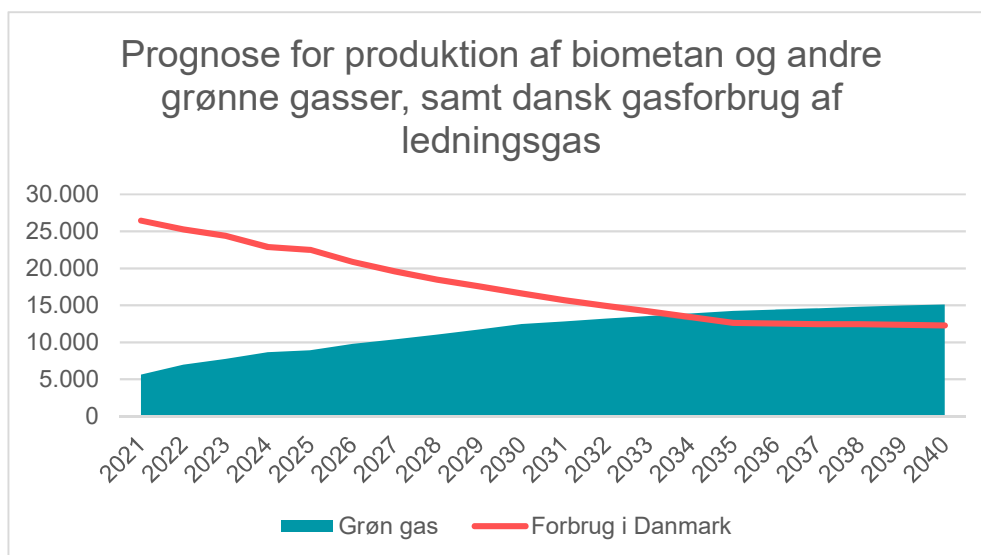


Udvikling frem mod 2040

AF21 indeholder forudsætninger for den del af det danske energisystem, der har betydning for Energinets arbejde. For gas betyder det, at kun gas, der transporteres i gasnettet (transmission og distribution), indgår i fremskrivningerne. Denne såkaldte ledningsgas omfatter i dag en blanding af naturgas og biometan, som er biogas opgraderet til naturgaskvalitet. Det kan dog ikke udelukkes, at andre grønne gasser end biometan på længere sigt vil blive født ind i ledningsnettet.

Over perioden 2021-2040 estimeres det samlede danske ledningsbundne gasforbrug reduceret med mere end 50 pct. – fra et samlet forbrug på mere end 26 TWh i 2021 til et forbrug på mindre end 13 TWh i 2040. Dette er udtryk for en antagelse om accelereret udfasning af naturgas, givet vedtagelse af mere ambitiøse målsætninger for reduktion af drivhusgasser i Danmark.

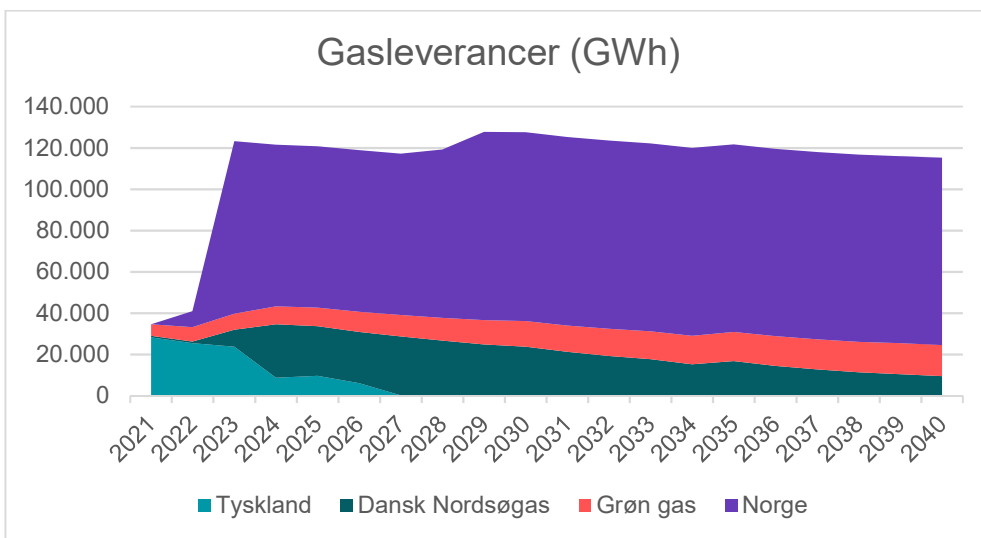
Frem mod 2040 anslås det, at der vil komme betydeligt mere grøn gas i gasnettet. Således forudsættes det, at den danske produktion af grønne gasser vil svare til ca. 75 pct. af det danske forbrug i 2030, og at produktionen af grønne gasser vil overstige det samlede forbrug af ledningsgas fra 2034. Det bemærkes, at en del af de grønne gasser med en vis sandsynlighed vil finde direkte anvendelse til andre formål uden om ledningsnettet. Denne mulighed granskes dog ikke nærmere i regi af AF, der alene beskæftiger sig med ledningsgas. I stedet lægges en forudsætning til grund, om at de grønne gasser føres på gasnettet med henblik på at sikre, at gassystemet kan håndtere en sådan situation.



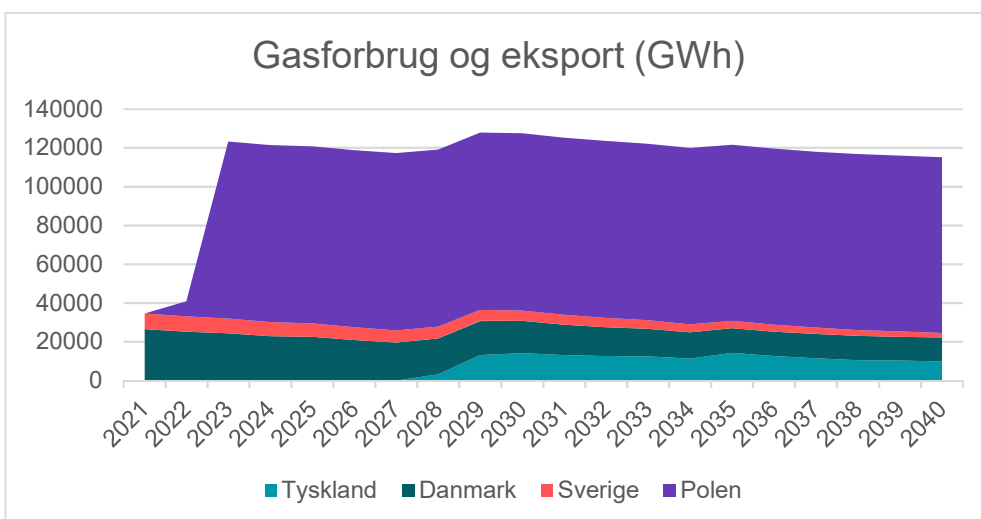
Figur 1: Prognose for produktion af biometan og andre grønne gasser, samt dansk ledningsgasforbrug (GWh/år).



Tilgangen af gas til det danske system stammer fra den danske del af Nordsøen, produktion af grønne gasser tilført nettet og import fra Tyskland. Når Baltic Pipe idriftsættes, vil der også komme en væsentlig tilstrømning til det danske gasnet fra Norge i form af transitgas, der sendes videre til Polen. Gassen i det danske system aftages enten til forbrug i Danmark (ekskl. lager) eller eksporteres til Sverige, Tyskland eller Polen. Med den anslåede fordeling af de fremtidige gasstrømme i transmissionsnettet kan det danske forsyningsbillede illustreres som i Figur 2 og Figur 3.



Figur 2: Gasleverancer til det danske ledningsnet inklusiv transitgas fra Norge til Polen (GWh/år).



Figur 3: Gasforbrug og eksport inklusiv transitgas fra Norge til Polen (GWh/år).



Metode og antagelser

I dag anvendes ledningsgas fortrinsvis til opvarmning og procesenergiformål i industri samt individuel opvarmning i husholdninger. Gas bruges desuden som input til el- og fjernvarmeproduktion, og der anvendes også en smule gas til transportformål. Desuden bruges en meget begrænset del til andre formål, primært forbrug på bygasværker. Udviklingen for de enkelte forbrugssegmenter beskrives nærmere i baggrundsnotaterne *Transport, Forbrug i husholdninger og erhverv* samt *Termisk kapacitet, store varmepumper m.m.*

Grøn gas

Frem mod 2030 svarer forventningerne til mængden af grøn gas i det danske ledningsnet til fremskrivningen fra *Klimastatus og –fremskrivning 2021 (KF21)*. Fra 2030 antages udbygningsraten af grøn gas gradvist reduceret, således at den årlige, gennemsnitlige udbygning halveres i perioden 2031-2035 og halveres endnu engang i perioden 2036-2040.

I AF21 opereres der med et samlet bud for grøn gas i ledningsnettet. Frem mod 2030 vurderes dette alene at omfatte biometan, som det også har været tilfældet hidtil. På lidt længere sigt kan det dog ikke udelukkes, at også andre typer grønne gasser, f.eks. brint eller metaniseret CO₂ fra biogas, kan komme på tale.

Det bemærkes, at produktionen af grønne gasser forventes at overstige det danske forbrug af ledningsgas fra 2034, jf.

Figur 1. Denne merproduktion antages i AF21 indfødt på gasnettet og eksporteret. Det bemærkes, at en del af de grønne gasser med en vis sandsynlighed vil finde direkte anvendelse til andre formål uden om ledningsnettet. Denne mulighed granskes dog ikke nærmere i regi af AF, der alene beskæftiger sig med ledningsgas. I stedet lægges en forudsætning til grund, om at de grønne gasser føres på gasnettet, så muligheden for tilførsel af grønne gasser tages i betragtning i dimensioneringen af gassystemet.

Fremskrivning frem mod 2030

Fremskrivningen af de forventede grønne gasmængder frem mod 2030 tager højde for de ændrede politiske rammer for støtten til biogas. For eksisterende støtteordninger er der pr. 1. januar 2020 lukket for tilgang af nye projekter og der er indført årnormer og tidsbegrænsede støtteperioder for alle projekter, der er omfattet af ordningerne. Med Klimaaftalen for energi og industri fra juni 2020 er der aftalt finansiering til udbud af støtte til biogas og andre grønne gasser. Dette indgår også i fremskrivningen.

Metode og antagelser bag den anvendte fremskrivning frem mod 2030 beskrives nærmere i [Forudsætningsnotat nr. 4E til Klimastatus og –fremskrivningen 2021 \(KF21\)](#).



I KF21 forventes mængden af biometan i nettet at stige til knap 12,5 TWh i 2030 (øvre brændværdi). Det svarer til, at de grønne gasser udgør 75 pct. af det danske gasforbrug i 2030.

Fremskrivning i perioden 2030-2040

Fra 2030 og frem er fremskrivningen i AF21 baseret på det langsigtede mål om CO₂-neutralitet i 2050. På baggrund heraf foretages en fremskrivning, som tager udgangspunkt i en gradvist reduceret udbygning af produktionskapaciteten til grøn gas, i forhold til årene indtil 2030. Således reduceres den årlige udbygning af grøn gas med 50 pct. i perioden 2031-2035 og med yderligere 50 pct. i perioden 2036-2040. Under disse forudsætninger forventes produktionen af grønne gasser at modsvare det danske forbrug af ledningsgas fra 2034. Merproduktionen af gas antages indfødt på gasnettet og eksporteret.

Antagelsen om, at merproduktionen af grøn gas indføres på gasnettet og eksporteres, er forbundet med væsentlige usikkerheder, idet grønne gasser efterspørges som brændsel i sektorer, som ikke umiddelbart forventes at kunne elektrificeres, såsom tung transport. Det er således også en mulighed, at merproduktionen af grønne gasser finder direkte anvendelse til andre formål uden om ledningsnettet.

Ift. fremskrivningen er det værd at være opmærksom på, at der ikke ligger nogen eksplicit forudsætning om, at biometan er støttefri efter udløbet af de kendte støtteordninger. AF beskriver en sandsynlig udvikling frem til 2040 for den del af energisystemet, der er relevant for Energinets arbejde, men forholder sig ikke til konkrete tiltag, støtteforudsætninger og virkemidler, da der er fokus på trends i den langsigtede udvikling. AF forholder sig heller ikke til, i hvilket omfang der fremadrettet er behov for nye virkemidler for at sikre udbygningen med grøn gas, eller hvad der skal til for at denne udbygning sker på markedsvilkår.

Gasstrømme

Til AF21 er der udarbejdet et muligt bud på de fremtidige gasstrømme i det danske gasnet, så den fysiske balance i nettet sikres på årsbasis. I tilgift til de grønne gasser og det danske gasforbrug, indgår følgende elementer i denne opgørelse:

- Transit af gas til Sverige
- Naturgas fra den danske del af Nordsøen
- Nettoeksport til Tyskland
- Baltic Pipe – primært gas fra Norge til Polen



Figur 4: Gassystemet med transitforbindelser.

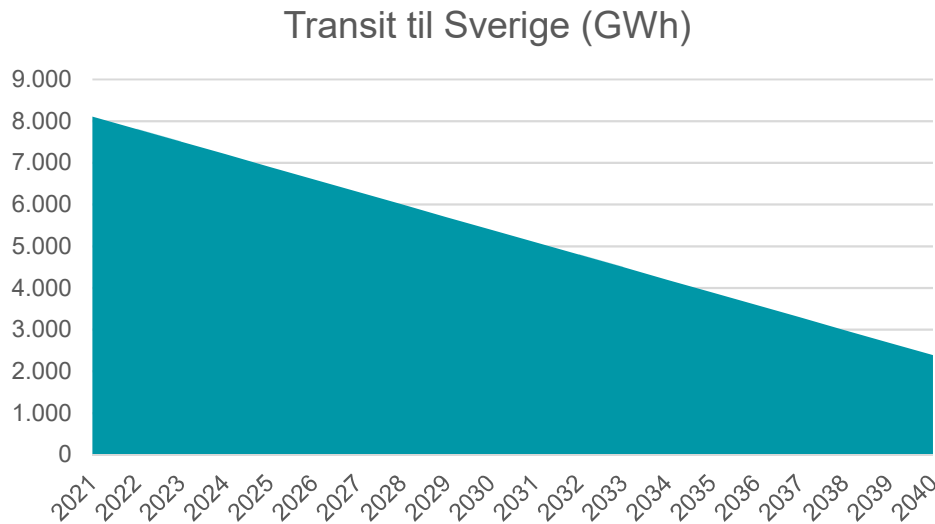
Transit af gas til Sverige

Sverige har historisk set kun haft egen gasproduktion i meget begrænset omfang. Derfor har prognoser af det svenske gasforbrug typisk kunnet sidestilles med en prognose af behovet for transport af gas til Sverige via den danske gasinfrastruktur.

På baggrund af dialog med de svenske energimyndigheder, forventes gasforbruget i Sverige at stagnere i perioden 2021-2040. Bag disse tal ligger dog en forventning om faldende gasforbrug i de fleste sektorer, som opvejes af et forventeligt øget forbrug af LNG i svensk industri. Dermed forventes den danske transit af ledningsgas til Sverige reduceret over perioden.

Transitten af gas til Sverige fremskrives ved lineær ekstrapolering af Energinets data om kommercielle gasflows til Sverige for perioden 2014-2020. Data er opgjort på dagsbasis og aggregeret til årlige mængder, med henblik på at minimere outliers indflydelse på tendenslinjen.

Det bemærkes, at lineær ekstrapolering ikke kan tage højde for sæsonmæssige udsving eller forudsige ændringer i trenden. For eksempel indførte Sverige nye afgifter i 2019, som gør, at man bør være varsom med at fremskrive pba. historiske værdier, da rammevilkårene for svensk gasforbrug har ændret sig. Fremskrivningen er derfor forbundet med betydelig usikkerhed.



Figur 5: Transit af gas til Sverige (GWh/år).

Naturgas fra den danske del af Nordsøen

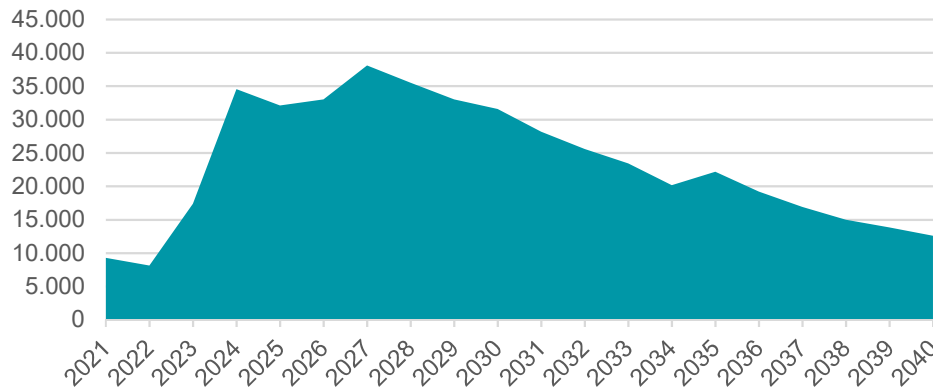
Energistyrelsen udarbejder årligt en opgørelse af de danske olie- og gasressourcer i Nordsøen, og på grundlag af denne reserveopgørelse udarbejdes prognoser for produktion af naturgas (og olie) i de kommende år.

Da AF fokuserer på mængden af ledningsgas, der transporteres i nettet, anvendes den såkaldte salgsgas fra Nordsøprognosen. Dvs. den gas, der afsættes fra Nordsøen. Den del af nordsøgassen, der går til brændselsforbrug forbundet med Nordsøproduktionen og til flaring hhv. injektion af gas tilbage i undergrunden, medtages således ikke.

Den forventede udvikling i produktionen af salgsgas i den danske del af Nordsøen fremgår af Figur 6. I AF21 indregnes ikke gas fra det norske Trym-felt. Det vides endnu ikke, om dette felt igen indføres i 2023, når Tyra-feltet genåbnes.



Produktion af salgsgas, Nordsøen (ekskl. Trym)



Figur 6: Produktion af salgsgas fra Nordsøen; ekskl. Trym-feltet (GWh/år).

Prognosen for salgsgas angiver de mængder, som Energistyrelsen forventer, at det er teknisk muligt at producere. Den faktiske produktion vil imidlertid afhænge af salget på grundlag af de nuværende og fremtidige gassalgskontrakter.

Gasflow fra Nordsøen

Den naturgas, der produceres i Nordsøen, kan enten flyde til Danmark (via Nybro) eller Holland. Der er betydelig usikkerhed om, hvordan dette billede vil se ud efter genopbygningen af Tyra-feltet. Forholdet mellem mængden af gas, der flyder til Danmark hhv. Holland, vil bl.a. afhænge af markedsforhold og prisen for transit af gas. Mange faktorer kan spille ind på, hvordan disse forhold vil udvikle sig fremadrettet.

Til AF21 er der udarbejdet et muligt bud på de fremtidige gasstrømme til Holland og Danmark (og til/fra Tyskland som det beskrives nedenfor), så den fysiske balance i nettet sikres på årsbasis. I lighed med den tilgang, der blev anvendt til AF20, er der, på grund af den store usikkerhed og manglende viden om aktørernes dispositioner, til AF21 antaget en fast fordeling af Nordsøproduktionen mellem Danmark og Holland efter genåbning af Tyra-feltet. På baggrund af høringsvar afgivet til AF20 og den indgåede aftale mellem Ørsted og PGNIG (polsk gasselskab), om levering af naturgas i årene 2023-2028, antages det, at Nordsøproduktionen fordeles med 75 pct. til Danmark, hvoraf en del anvendes til at forsyne den kommende eksport til Polen, jf. nedenfor. Der er betydelig usikkerhed om denne fordeling.

Da gasleverancer fra Nordsøen er underlagt visse infrastrukturelle begrænsninger i perioden frem mod genåbning af Tyra-feltet, er det forudsat, at 8 pct. af gassen

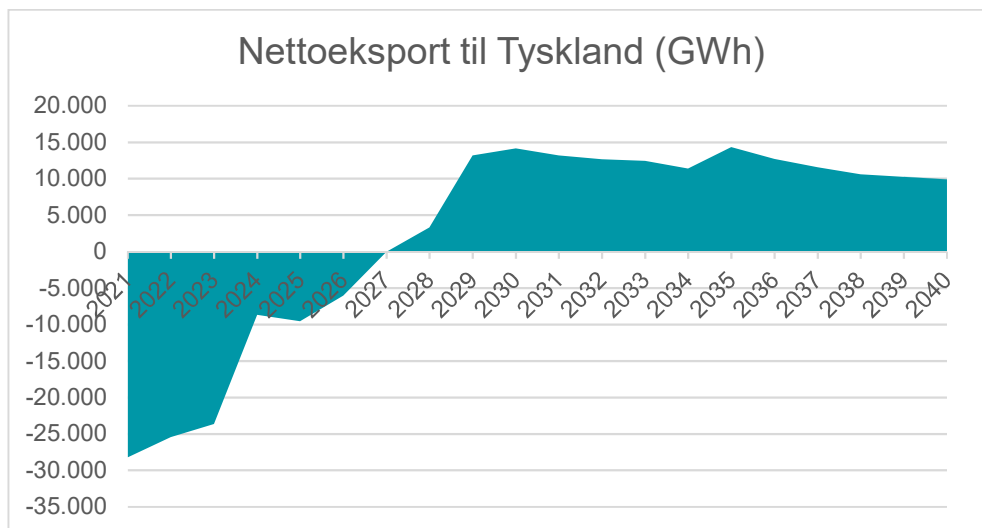


flyder til Danmark frem til 1. juni 2023. Denne forudsætning er baseret på den faktiske fordeling for 2020.

Nettoeksport til Tyskland

Gastallene til AF21 udarbejdes på en sådan måde, at den fysiske balance i nettet på årsbasis sikres, og det betyder, at udviklingen i de enkelte parametre vil være stærkt indbyrdes afhængige. Hvis leverancen af gas (naturgas fra Nordsøen, Norge samt grøn gas) til det danske transmissionssystem overstiger forbruget i Danmark, Sverige og eksporten til Polen, vil der i gennemsnit være nettoeksport til Tyskland, og omvendt vil der være nettoimport fra Tyskland, hvis forbruget overstiger den gasmængde, der kommer ind i det danske gastransmissionsnet fra Nordsøen og de grønne gasser.

Med den anvendte metode justeres nettoeksporten til Tyskland, således at balancen i nettet sikres på årsbasis. Dermed vil antagelserne om, hvor meget gas der bevæger sig over den dansk-tyske grænse, være stærkt knyttet til de øvrige forudsætninger, herunder i særlig grad til den forudsatte fordeling af gasmængderne fra Nordsøen til Danmark hhv. Holland. Tallene for gas til og fra Tyskland skal ses i dette lys. Endvidere er der også betydelig usikkerhed om fordelingen mellem import fra og eksport til Tyskland. De to tilsammen genererer nettoeksporten, som er den, der får de øvrige tal til at balancere. Det er dog usikkert, hvor store faktiske gasflows, der indeholdes i nettoeksporten.



Figur 7: Nettoeksport til Tyskland (GWh/år).

Det bemærkes, at den anvendte metode viser årsgennemsnit. Dvs. at den akkumulerede import/eksport kan være højere på givne tidspunkter i løbet af året, som følge af sæson- og daglige udsving. Det bemærkes også, at der ikke indgår lagerbevægelser i beregningerne. Det er således forudsat, at bevægelser ud og ind af gaslagrene i Danmark balancerer over det enkelte år.



Baltic Pipe

Baltic Pipe forventes at blive idriftsat 1. oktober 2022 og være i fuld drift fra 2023. Med Baltic Pipe etableres der en gastransmissionsledning fra den norske gasrørledning Europipe II i Nordsøen til Danmark (den norske forbindelse), det danske transmissionssystem udbygges og der etableres en gasrørledning i Østersøen mellem Danmark og Polen. Kapaciteten i den norske forbindelse antages ikke umiddelbart udnyttet til forsyning af gas til at dække dansk eller svensk forbrug¹. Dvs. at de norske gasmængder, der transporteres via Baltic Pipe, forventes sendt videre til Polen. Den samlede kapacitet af Baltic Pipe er 10 mia. Nm³/år. Af denne kapacitet er ca. 80 pct. på forhånd solgt for en 15-årig periode, mens de resterende 20 pct. af kapaciteten vil blive udbudt på markedet. På baggrund af en sandsynlighedsvægtet vurdering anslås gasflowet at udgøre ca. 7,5 mia. Nm³/år (svarende til godt 91 TWh), når anlægget er i fuld drift fra 2023.

Langt den største del af gasleverancen til Polen gennem Baltic Pipe antages at komme fra Norge. Undtagelsen er dog den mængde naturgas, der forventes leveret fra den danske del af Nordsøen til Polen via Baltic Pipe, som følge af den indgåede aftale mellem Ørsted og PGNIG om leverance af 70 TWh over perioden 1. januar 2023 til 1. oktober 2028. I AF21 forudsættes leverancen ligeligt fordelt over månederne fra juni 2023 til og med september 2028, da forsinkelsen af Tyræfeltets idriftsættelse umuliggør gasleverancer i første halvår af 2023.

Usikkerhed

Der er betydelig usikkerhed forbundet med alle gasforudsætningerne. Energistyrelsen anbefaler på baggrund heraf, at Energinet supplerer AF21 med følsomhedsanalyser i de konkrete anvendelser af tallene.

Bud på parametervariationer for gasforbruget for de enkelte forbrugssegmenter findes i baggrundsnotaterne *Transport, Forbrug i husholdninger og erhverv* samt *Termisk kapacitet, store varmepumper m.m.*

For de øvrige forudsætninger foreslås der her ikke specifikke parametervariationer, da det vurderes, at det vil afhænge af de konkrete anvendelser, hvilke variationer der er mest relevante. Det understreges dog, at forudsætningerne i AF21 er forbundet med betydelig usikkerhed, især hvad angår flow over landegrænserne, og Energinet anbefales derfor at supplere AF21 med følsomhedsanalyser med andre fordelingsnøgler i de konkrete anvendelser af tallene.

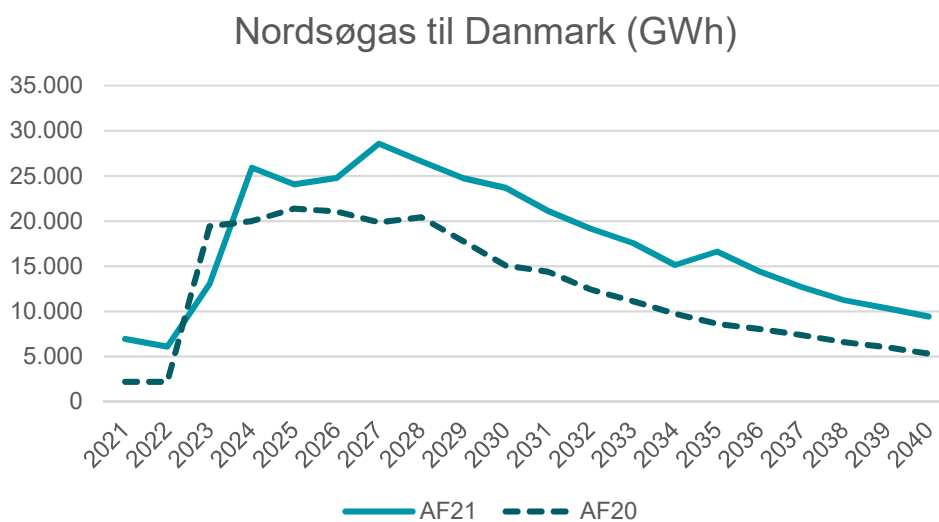
¹ Det bemærkes, at den norske forbindelse kan anvendes til fleksibilitet i det danske gasnet. Afhængigt af markedsforholdene kan det være mere eller mindre attraktivt at importere gas fra hhv. Tyskland eller Norge til at korrigere for ubalancer.



Ændringer ift. AF20

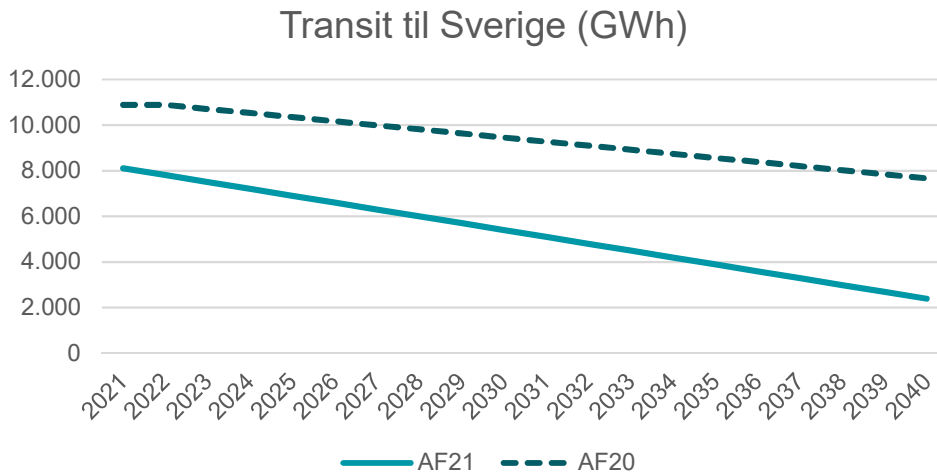
Sammenlignet med AF20 er der sket få metodiske ændringer i AF21. Disse ændringer omfatter en ny fordeling af salgsgas fra Nordsøen imellem Holland og Danmark, en ny fremskrivningsmetode for transit af ledningsgas til Sverige, nyt datagrundlag og ny metode for fremskrivningen af grønne gasser og det forhold at import og eksport af gas fra og til Tyskland nu opgøres som nettoeksport. Sidstnævnte ændring påvirker dog ikke de samlede gasmængder i systemet. Øvrige forskelle til AF20 skyldes afvigelser i fra tidligere forbrugs- og produktionstal, for hvilke der henvises til baggrundsnotaterne *Transport, Forbrug i husholdninger og erhverv* samt *Termisk kapacitet, store varmepumper m.m.*

Den grundlæggende metode for fordeling af salgsgas fra Nordsøen er den samme som anvendt til AF20. Dog er fordelingen ændret fra 50/50 til 75/25 i Danmarks favør. Dette medfører, at større mængder af gas fra den danske del af Nordsøen forventes at flyde igennem det danske ledningsgasnet, jf. Figur 8.



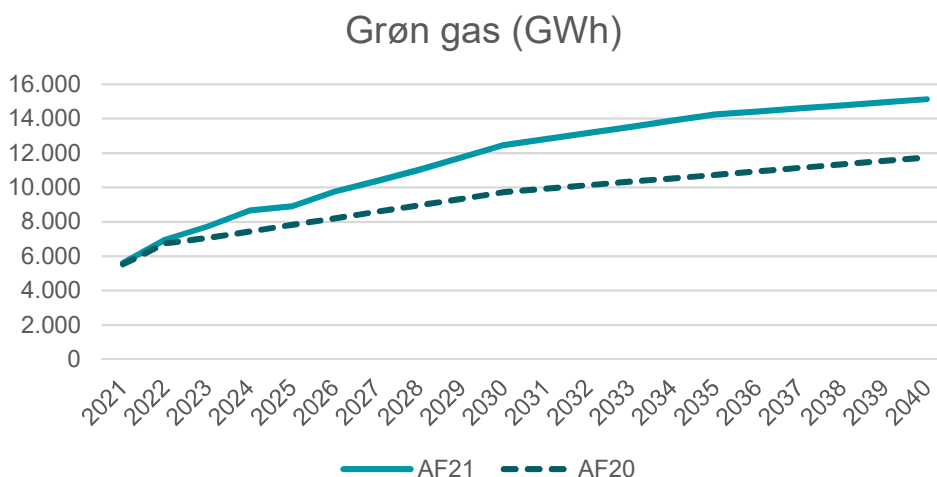
Figur 8: Nordsøgas til Danmark (GWh/år).

Den nye metode til fremskrivning af gastransitten til Sverige bevirker at udgangspunktet bliver lavere, i overensstemmelse med den faktiske transit til Sverige i de seneste år. Den forventede transit reduceres også i et hurtigere tempo, jf. Figur 9.



Figur 9: Transit af ledningsgas til Sverige (GWh/år).

Sammenlignet med AF20 kalkuleres der i AF21 med en højere mængde grøn gas i nettet frem mod 2040, jf. Figur 10. Frem mod 2030 skyldes en stor del af opjusteringen den reviderede forventning til biogas på eksisterende støtteordninger efter modtagelse og behandling af en lang række ansøgninger om støttetilsagn. I AF20 blev det forudsat, at den danske produktion af grønne gasser ville modsvare det danske forbrug af ledningsgas i 2040. Til AF21 er det forudsat, at danske forbrug modsvares af grøn gas allerede i 2034. Herefter forventes det at yderligere produktion af grønne gasser eksporteres.



Figur 10: Grøn gas tilført ledningsnettet (GWh/år).