



24 Produktion af olie, gas og VE-brændstoffer

I Danmark produceres og raffineres olie- og gasprodukter, hvilket inkluderer både fossile og VE-brændstoffer fx biobrændstoffer såsom biogas, -ethanol og -diesel samt syntetiske brændstoffer. De syntetiske brændstoffer produceres via elektricitet til brint igennem elektrolyse og eventuelt forædles til andre brændstoffer, såkaldt Power-to-X (PtX). Sektoren omfatter ikke udledningerne relateret til det endelige forbrug af olie- og gasprodukter, da de udledninger opgøres i de øvrige sektors udledninger eller i eksportlandes drivhusgasopgørelser efter FN's retningslinjer. Sektoren inkluderer udelukkende udledningerne og energiforbrug direkte relateret til produktionen af brændstoffer i det danske samfund, herunder:

- Egetforbruget ved indvinding af olie og gas
- Raffinaderier inkl. el og varmeproduktion på raffinaderianlæg
- Flaring og flygtige udledninger. Dette omfatter lækage af CO₂, metan og lattergas, der forekommer under indvinding og produktion af olie- og gasprodukter
- VE-brændstoffer dvs. PtX og biobrændstoffer, herunder biogas. Dette indebærer, at metanlækage ifm. biogasproduktion også indgår i nærværende kapitel. Biogasproduktionens energiforbrug og de relaterede udledninger opgøres for KF24 i *kapitel 20 energiforbrug i landbrug, skovbrug, gartneri og fiskeri* og *kapitel 22 Fremstillings- og bygge-anlægs erhverv*. Eventuelle udledninger forbundet med produktionen af el til PtX opgøres under udledninger fra el og fjernvarme, *jf. kapitel 23 El og fjernvarme*.

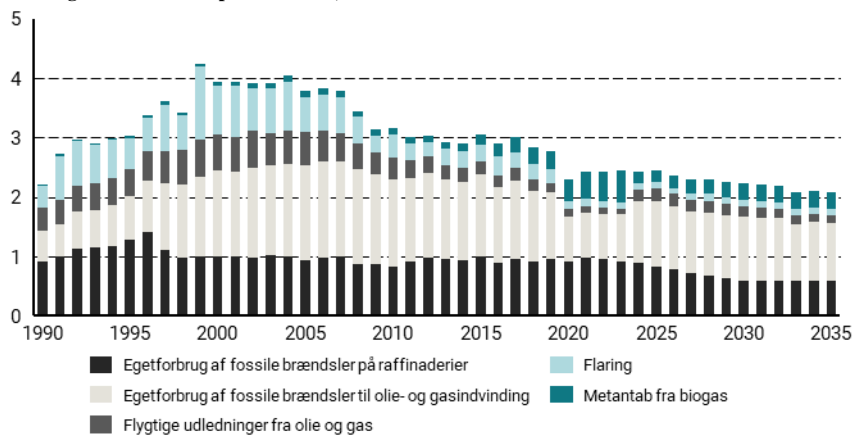
24.1 Overblik over brændstofproduktionens udledninger

Den samlede produktion af brændstof i Danmark har historisk fulgt indvinding og raffineringen af fossil olie og gas. Udviklingen afspejles også i sektorens udvikling, hvor både udledninger og olie- og gasindvindingen toppede i 1999. De væsentligste kilder til udledninger er forbrug af fossile brændsler på raffinaderierne og indvindingsplatformene samt metanlækage ved biogasproduktion.

Brændstofproduktionens udledninger skønnes i 2030 at være reduceret til ca. 2,2 mio. ton CO₂e, svarende til ca. 9 pct. af Danmarks samlede CO₂e-udledninger., *jf. figur 24.1*. Det skønnes at de samlede udledningerne fra produktionen af olie, gas og VE-brændstoffer falder til ca. 2,2 mio. ton CO₂e i 2030 og ca. 2,0 mio. ton CO₂e i 2035.

Figur 24.1

Udledninger fra brændstofproduktionen, mio. ton CO_{2e}



Anm.: Den forventede reduktion ved regulering af metanlækage er inkluderet i figuren.

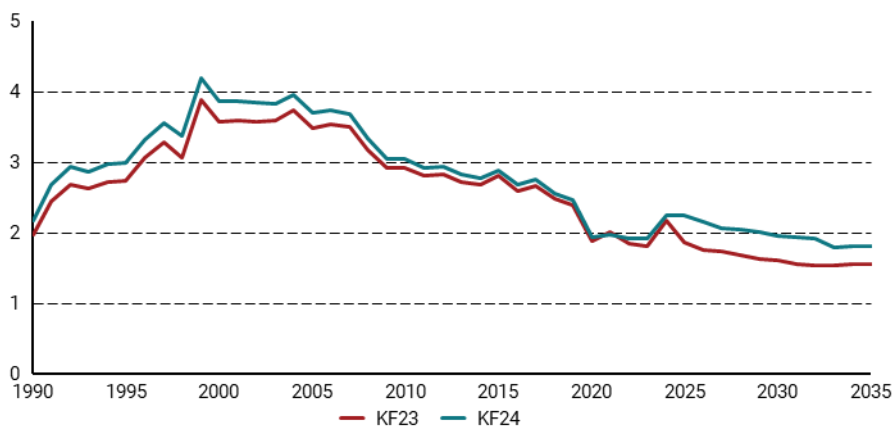
Kilde: Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet.

Der forventes en højere udledning fra brændstofproduktionen i KF24 sammenlignet med KF23. Forskellen i udledningerne skyldes primært en opjustering i forventninger til egetforbruget ifm. idriftsættelsen af indvindingsplatformen på Tyra-feltet og en række andre mindre indvindingsprojekter indgivet af producenterne, jf. *olie og gas prognosen, 2023*.

Der er til KF24 implementeret en ny metode baseret på nationale emissionsfaktorer for flygtige udledninger fra olie- og gasindvindingen. Det har medført markante genberegninger af særligt metanudledninger, hvorfor disse stiger i både historisk datagrundlag og i fremskrivningen. Ændringerne medfører, at udledningerne stiger med ca. 0,2 mio. ton CO_{2e} i 1990, og ca. 0,1 mio. ton CO_{2e} 2020 og 2030, hvorfor ændringen ikke forventes at have betydelig effekt for klimamålet, jf. *figur 24.2*

Figur 24.2

Drivhusgasudledninger fra brændstofproduktionen, mio. ton CO₂e



Anm.: Den forventede reduktion ved regulering af metanlækage er inkluderet i figuren.

Kilde: Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet.

I KF24 forventes en lavere biogasproduktion frem til 2030 end i KF23. Det skyldtes forsinkelsen af første biogas udbud, jf. *Sektorforudsætningsnotat: Produktion af olie, gas og VE-brændstoffer*, samt korrektion af den samlede støttepulje til udbud af biogas og andre grønne gasser grundet indregning af momsudgifter i biogaspuljernes støttemidler. Begge dele fører til en reduceret metanlækage fra biogasanlæg i KF24 sammenlignet med KF23. Omkring 2030 skønnes rammevilkårene for ustøttet biogas i KF24 at være væsentligt forbedret grundet bl.a. salg af opvindelsesgarantier. Det medfører en højere biogasproduktion efter 2030 samt tilsvarende højere metanlækage sammenlignet med KF23.

Yderligere skønnes det i KF24, at det danske forbrug af ledningsgas opgørelsesmæssigt overgår til 100 pct. grøn gas i 2029 mod 2030 i KF23. Dette skyldtes først og fremmest, at der nu skønnes et lavere forbrug af ledningsgas til procesvarme især som følge af, at cementproduktionen ikke omstilles fra kul til gas fra 2025 i KF24, jf. *kapitel 22 Fremstillings- og bygge-anlægserhverv*.

Overordnet udvikling frem til 2035

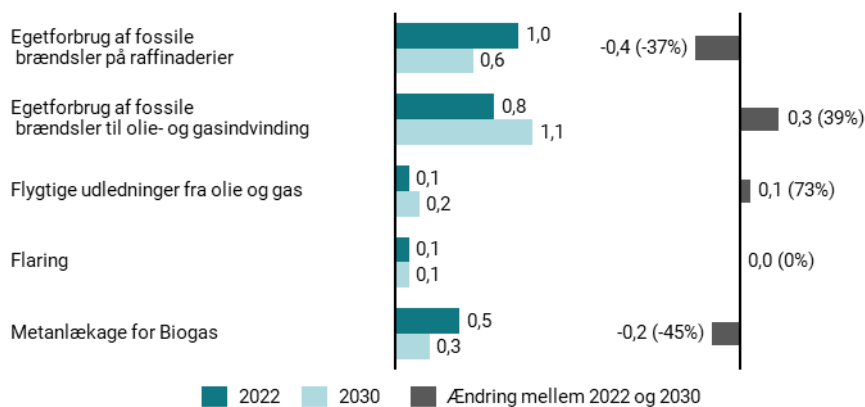
Udledningerne fra produktion af olie, gas og VE-brændstoffer skønnes kun at pågå en mindre reduktion frem mod 2030, hvilket delvist skyldes genopbygningen af indvindingsplatformen på Tyra-feltet i årene 2019-2023, som igen er i drift i 2024. Mellem 2025 og 2030 skønnes kun en mindre nedgang i udledningerne fra egetforbruget ved indvinding af olie og gas som følge af en reduktion i produktionen af naturgas og råolie. Samlet resulterer dette i, at indvinding af olie og gas samlet øger udledningerne med 0,4 mio. ton CO₂e i 2030 i forhold til 2022.

Samtidig forventes regulering af metanstabslækage at træde i kraft, hvilket medvirker til en reduktion i udledningerne fra metanlækage ved biogasproduktion. Dette skønnes at medfører metanlækagen reduceres med ca. 0,2 mio. ton CO₂e på trods af en stigende biogasproduktion.

Det skønnes, at udledningerne fra raffinaderiernes egetforbrug af fossile brændsler reduceres med ca. 0,4 mio. ton CO₂e i 2030 sammenlignet med 2022, *jf. figur 24.3*. Reduktionen skyldes særligt indfasningen af CO₂-afgiften, som beskrevet i *Aftale om Grøn skattereform for industri mv.*

Figur 24.3

Brændstofsproduktionens udledninger i 2022 og 2030 fordelt på typer, mio. ton CO₂e



Anm.: Den forventede reduktion ved regulering af metanlækage er inkluderet i figuren.

Kilde: Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet.

Udvikling af olie- og gasindvindingen og egetforbrug frem til 2035

Udledninger fra olie- og gasindvinding i Nordsøen skyldes dels energiforbruget på platformene, som i dag primært dækkes af egetforbruget af gas, og dels sikkerhedsmæssig afbrænding af metan ("flaring").

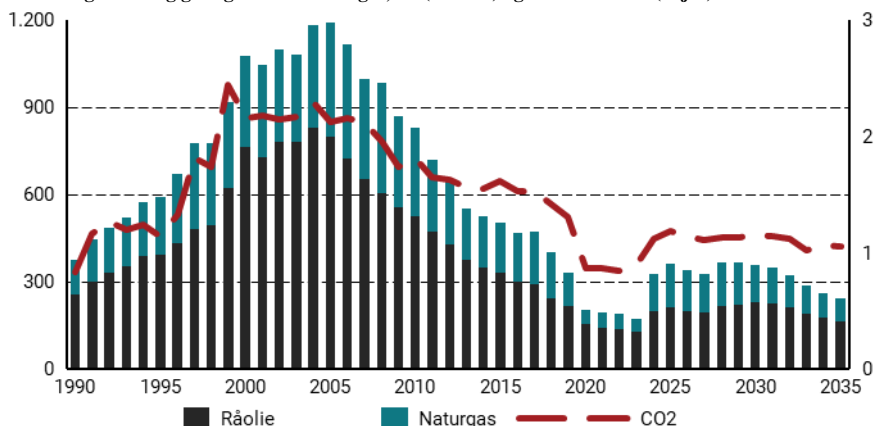
Udledningerne fra indvinding af olie og gas toppede i 1999 på ca. 2,4 mio. ton CO₂e og har sidenhen været faldende på grund af reduceret indvinding af olie og gas bl.a. henført til modenheden af de danske olie- og gasfelter, der er gået ind i den sene produktionsfase, hvor produktionen generelt vil være faldende, *jf. figur 24.4*.

I perioden 2019-2023 var udledningerne særligt lave, fordi indvindingsplatformen på Tyra-feltet var under genopbygning. Tyra-komplekset blev idriftsat d. 22. marts 2024¹. Stigningen i udledninger i midten af 2020-erne skyldes således primært idriftsættelsen af Tyra-komplekset og en række andre, mindre projekter, hvor udledningen er størst i starten af driftsfasen.

Udledningerne fra indvindingen forventes at falde efter 2024, hvilket bl.a. skyldes modenheden af felterne, og at det genopbyggede anlæg ved Tyra-feltet skønnes at være mere energieffektivt. Disse forhold forventes at reducere flaring og egetforbruget af naturgas.

¹ <https://tyra2.dk/totalenergies-genstarter-gasproduktionen-fra-tyra-anlaegget-efter-stoerre-genopbygning/>

Figur 24.4

Indvinding af olie og gas og CO₂-udledninger, PJ (venstre) og mio. ton CO₂e (højre)

Kilde: Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet.

Den fremtidige indvinding skønnes at toppe i 2028, bl.a. som følge af genopbygningen af anlægget ved Tyra-feltet, og idriftsættelsen af en række andre, mindre projekter. Efter 2028 skønnes indvindingen atter at falde grundet modningen af olie- og gasfelter. Fremadrettet følger reduktioner fra indvinding af olie og gas ikke helt samme udvikling. Det skyldes et stigende energiforbrug per enhed produceret i takt med, at olie- og gasfelterne udtømmes.

Fremskrivningen af olie- og gasindvindingen i KF24 tager højde for *Aftale om fremtiden for olie- og gasindvinding i Nordsøen*. Med aftalen er der sat en slutdato i 2050 for indvinding af olie og gas i den danske del af Nordsøen. Fremskrivningen følger Energistyrelsens olie og gasprognose, hvori det fremskrives at den samlede produktion reduceres kraftigt mod 2043 og nedlukker allerede inden 2050².

24.2 Udvikling i raffinaderier

Udledninger i forbindelse med raffinering skyldes primært egetforbrug af fossile brændsler (raffinaderigas) samt en mindre andel udledninger forbundet med flaring. Raffinaderierne leverer desuden i begrænset omfang el og fjernvarme³ til det danske el- og fjernvarmenet afhængigt af driftsmønster og produktion. I det omfang disse ydelser er baseret på fossile brændsler, er de også forbundet med udledninger, der tilskrives raffinaderierne.

Historisk set har de danske raffinaderier produceret olieprodukter til både det danske og det internationale marked, og raffinaderiernes input af råolie stammer fra forskellige indvindingslokaliteter i både Danmark og udlandet. Brændstofproduktionen fra danske raffinaderier er altså ikke direkte proportional til indvindingsaktiviteterne i Nordsøen.

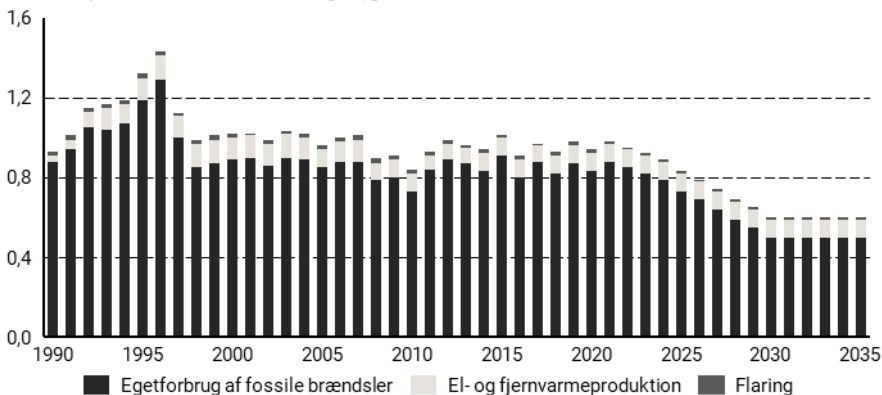
² Ressourceopgørelse og prognose, august 2023

³ Fjernvarmeleverancen undergår samme lovgivning som øvrig fossil fjernvarmeproduktion og må ikke forveksles med leverance af overskudsvarme, der også leveres af raffinaderierne til fjernvarmenettet.

Raffinaderierne udledte ca. 1,0 mio. ton CO₂e i 2022, hvoraf størstedelen skyldtes egetforbrug af fossile brændsler. Produktionen på raffinaderierne har været forholdsvis konstant siden slutningen af 1990'erne med kun en svag stigning i produktionsaktivitet, der er blevet modsvaret af løbende effektiviseringer. Udledningerne skønnes at falde frem mod 2030 til ca. 0,6 mio. ton CO₂e bl.a. som følge af CO₂-afgiftens indfasningsforløb mod 2030, jf. figur 24.5.

Figur 24.5

Udledninger fra raffinaderier fordelt på typer, mio. ton CO₂e



Kilde: Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet.

Udledninger og egetforbruget på raffinaderierne er i KF24 bestemt ud fra de beregninger af struktureffekter og tekniske effekter, der blev anvendt i forbindelse med *Aftale om grøn skattereform for industri mv.* fra juni 2022. Struktureffekten for raffinaderierne kan siges at afspejle en sandsynlighed for, at produktionen lukker. Det er imidlertid ikke muligt direkte at indregne luknings sandsynligheder for raffinaderierne i klimafremskrivningens model-setup. I samarbejde med Skatteministeriet er det derfor besluttet, at struktureffekten i stedet kan indregnes som en procentvis reduktion i produktionen i forhold til den forventede baseline før aftalen.

Dertil kan det ske via en omstilling af de danske raffinaderier i retning af produktion af grønne brændstoffer fra fx bioolie eller metanol produceret på grøn brint, der anvendes til bl.a. opfyldelse af iblandingskrav og reduktionsmålsætninger i international luft- og søfart.

Der er flere muligheder for omstilling af produktionen på de to danske raffinaderier. Raffinaderierne er meget forskellige anlæg og har derfor også forskellige omstillingsmuligheder. I forbindelse med *Aftale om grøn skattereform for industri mv.* fra 2022 er der fremskrevet en teknisk reduktion af udledningerne ved raffinaderierne.

Til den samlede forventning af den tekniske omstilling af egetforbruget af raffinaderigas bruges på et overordnet niveau samme metode, som anvendt i aftalen. Frem mod 2030 forudsættes derfor en 14 pct. reduktion af det samlede egetforbrug af raffinaderigas.

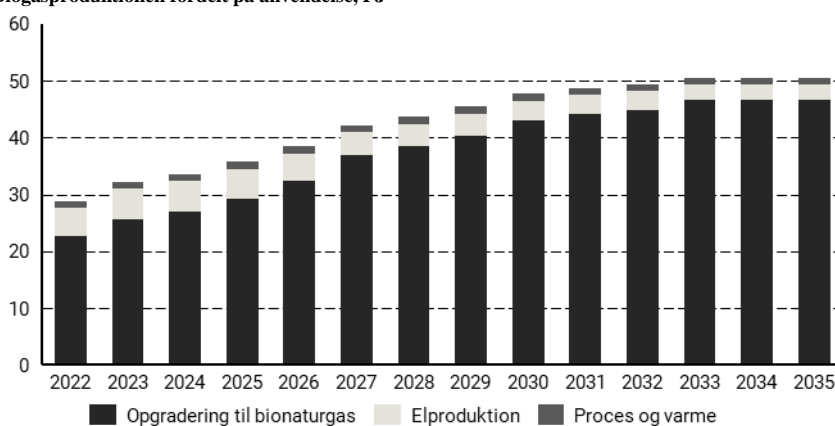
24.3 Udvikling i biogasproduktionen

Produktionen af biogas i Danmark skønnes at stige betragteligt fra ca. 22 PJ 2022 til ca. 50 PJ i 2035, jf. figur 24.6. Stigningen skyldes bl.a. følgende faktorer:

- Der afholdes fem udbud til biogas og andre grønne gasser i perioden 2025-2030⁴. Der er afsat 13 mia. kr. (2020-priser) til udbuddet gennem *Klimaafalen for energi og industri mv.* af 22. juni 2020 samt *Klimaafale om grøn strøm og varme 2022* af 25. juni 2022. Støtten bliver tildelt i 20 år, og der er afsat finansiering, som indføres gradvist frem til 2030
- Der skønnes en højere udnyttelse af de tildelte årnormer på de eksisterende støtteordninger grundet forbedrede rammevilkår, hvilket også bidrager til en forøgelse af produktionen på både nye og eksisterende anlæg.
- Det skønnes at være rentabelt at fortsætte produktionen på biogasanlæg efter endt støtteperiode.

Figur 24.6

Biogasproduktionen fordelt på anvendelse, PJ



Kilde: Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet.

Udviklingen har hidtil især været drevet af støtteordningerne for biogas, som blev indført med *Aftale om den danske energipolitik 2012-2020*. På sigt skønnes ustøttet biogas at blive rentabelt grundet forbedrede rammevilkår, herunder høje gaspriser relativt til før energikrisen, højere ETS1-kvotepreiser og vedtagelse af VEII-direktivets krav på bl.a. transportområdet per 9. oktober 2023, som tilskynder til anvendelsen af ustøttet biogas i transportsektoren, jf. *Forudsætningsnotat produktion af olie, gas og VE-brændstoffer*.

Støtteordningerne og CO₂e-fortrængningskravet har til hensigt at fremme produktionen og anvendelse af biogas, som bl.a. tilføres gasnettet. Den forventede stigende produktion af opgraderet biogas kombineret med forventningen om et faldende forbrug af ledningsgas medfører en stigende VE-andel i ledningsgassen, der skønnes at nå over 100 pct. i 2029, jf. afsnit 24.5.

Lækage fra biogasanlæg

Biogassektorens drivhusgasudledninger består hovedsageligt af metanlækage som følge af lækage fra biogasanlæggene. Med *Klimaafale om grøn strøm og varme 2022* blev der vedtaget regulering af metanlækage fra biogasanlæg. Reguleringen trådte i kraft 1. januar 2023 og pålægger

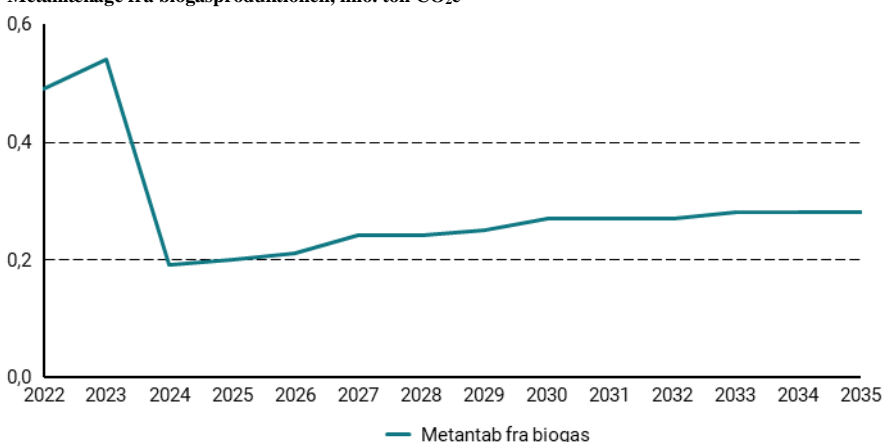
⁴ Der er siden godkendelse af aftalen sket en forsinkelse af første udbud og sammenlægningen af første og andet udbud.

biogasanlæg at reducere metanlækagen mest muligt. Biogasanlæg med opgraderingsfaciliteter er desuden pålagt at reducere metanlækagen fra opgraderingsanlægget til 1 pct. Den forventede effekt af metantabsreguleringen indgår i KF24, *jf. Sektorforudsætningsnotat: Principper og politikker*. På den baggrund skønnes det, at biogasanlæggenes sænker lækageraten til 1 pct. fra 2024 og frem.

Det skønnes, at metantabet fortsat vil følge biogasproduktionen og udlede ca. 0,2 mio. ton CO₂e i 2025 og ca. 0,3 mio. ton i 2030 og 2035, *jf. figur 24.7*. Der gennemføres et måleprojekt i 2025 med henblik på at dokumentere effekten af metantabsreguleringen.

Figur 24.7

Metanlækage fra biogasproduktionen, mio. ton CO₂e



Kilde: Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet.

Det bemærkes, at effekten af metantabsreguleringen ikke medtages i CRF tabellen før der foreligger ex post analyser af effekten. Metanlækagen indgår i IPCC's opgørelse under affaldssektoren, hvorfor metanlækagen bl.a. indgår i bydefordelingsmålet, *jf. kapitel 30 Danmarks drivhusgasforpligtelser i EU*

24.4 Udvikling i PtX-produktionen

Power-to-X (PtX) dækker over konverterings- og lagringsteknologier af elektricitet fra bl.a. vedvarende energi som vindenergi, solenergi og vandkraft. Elektriciteten anvendes til at drive en elektrolyseenhed, som spalter vand til brint og ilt. Brinten kan herefter enten bruges som slutprodukt i sig selv eller syntetiseres videre til andre brændstoffer, såsom ammoniak, metanol, metan eller jetfuel, som med en samlebetegnelse kaldes elektrobrændstoffer eller e-brændstoffer.

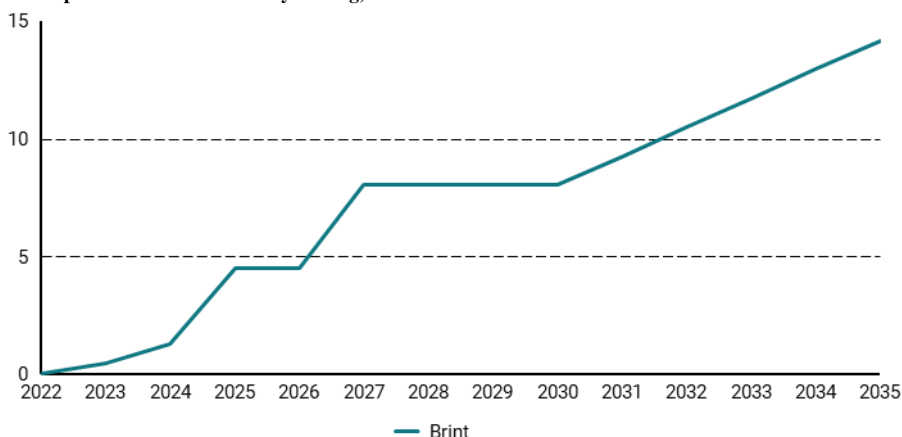
I KF24 fremskrives kun energiforbrug til fremstilling af grøn brint via elektrolyse (dvs. brint produceret med vedvarende energi), mens eventuel viderekonvertering til ammoniak, metanol mm. ikke inkluderes, da det ikke umiddelbart skønnes rentabelt under gældende rammevilkår inden 2035. Viderekonverteringsanlæg kræver generelt mindre energi end elektrolyseanlæg til at drive processen, bl.a. fordi behovet for el er langt mindre. Elektrolysekapaciteten i Danmark skønnes

at stige fra under 5 MW i 2019 til ca. 400 MW i 2025, ca. 675 MW i 2030 og ca. 1175 MW i 2035, jf. *Sektorforudsætningsnotat om produktion af olie, gas og VE-brændstoffer*.

Det skønnes, at produktionen af brint stiger til ca. 8 PJ frem mod 2030 som følge af den forventede udbygning af elektrolysekapacitet, og det modellerede antal årlige fuldlasttimer stigende til ca. 14 PJ i 2035, jf. *figur 24.8*. Stigningen i produktionen af brint svarer til et elforbrug til elektrolyse på ca. 12 PJ⁵ i 2030 og ca. 21 PJ⁶ i 2035.

Figur 24.8

Brintproduktionen fra elektrolyseanlæg, PJ



Kilde: Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet.

Der er ikke taget stilling til anvendelsen af den producerede brint til energiproduktion (herunder om anvendelsen finder sted i Danmark eller i udlandet) og en eventuel fortrængning af fossile brændstoffer i KF24.

24.5 Udvikling i ledningsgassammensætningen

Ledningsgas er gas, der transmitteres og distribueres til bl.a. husholdninger og virksomheder via det sammenhængende danske gasnet (transmission og distribution). Ledningsgas er en blanding af fossil naturgas og biogas opgraderet til naturgaskvalitet. I dag anvendes ledningsgas fortrinsvis til individuel opvarmning i husholdninger og serviceerhverv samt som procesenergi i industrien. Gas bruges desuden i el- og fjernvarmeproduktion og en mindre andel anvendes til transportformål.

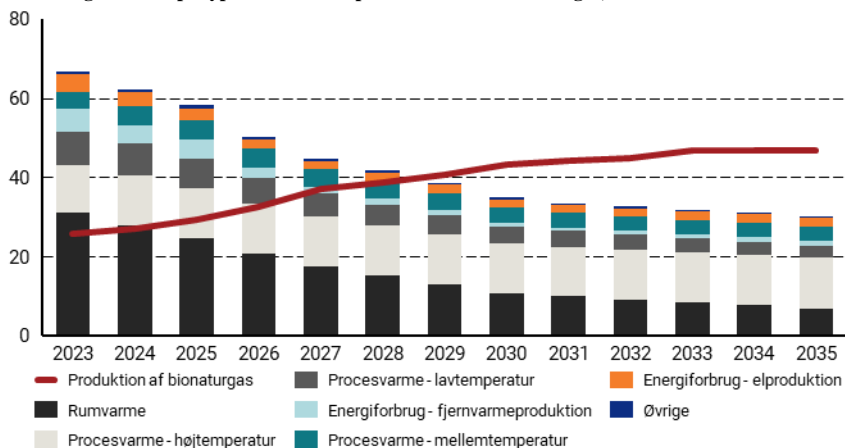
Biogas udgjorde i 2022 ca. 32 pct. af det danske gasforbrug, mens andelen i 2023 steg til 35 pct. Det skønnes med KF24, at bionaturgasproduktionen fra og med 2029 overstiger det samlede danske forbrug af ledningsgas, som nævnt i afsnit 2.4, og VE-andelen i ledningsgassen derved overstiger 100 pct., jf. *figur 24.9*.

⁵ Svarende til 3,3 TWh

⁶ Svarende til 5,9 Twh

Figur 24.9

Gasforbruget fordelt på typer i forhold til produktionen af bionaturgas, PJ



Kilde: Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet.

Husholdningernes forbrug af ledningsgas forventes at falde i takt med, at gasfyr udskiftes og erstattes af enten individuelle varmepumper eller fjernvarme. Den samme udvikling skønnes at gøre sig gældende for den del af gassen, der bliver brugt til rumvarme i erhvervene, *jf. kapitel 27 Husholdninger og 28 Serviceerhverv*.

Gasforbruget til højtemperatur-processer skønnes stort set uændret, hvilket skyldes antagelsen om at opnåelse af høje temperaturer kun vanskeligt vil kunne nås med varmepumper, samt at andre procesforhold kan vanskeliggøre elektrificering og at cementproduktionen ikke skønnes omstillet til gas i KF24, *jf. kapitel 22 Fremstillings- og bygge-anlægserhverv*. For procesvarme til mellem- og lavtemperaturprocesser skønnes et faldende forbrug af ledningsgas bl.a. som følge af konvertering til varmepumper. De stigende afgifter på ledningsgas som følge af *Aftale om grøn skattereform for industri mv.* og øgede distributionstariffer bidrager også til denne udvikling af gasforbruget.

Forbruget af ledningsgas til produktion af el og fjernvarme skønnes reduceret frem til 2027, hvorefter det forventes at være stabilt omkring 3-4 PJ pr. år. Reduktionen skyldes faldende elpriser som følge af udbygning med elproducerende VE-anlæg, hvilket også medvirker til, at fjernvarmeanlæg, der anvender gas (gaskedler og gasfyrede kraftvarmeverker), erstattes af varmepumper, *jf. kapitel 23 El og fjernvarme*.

24.6 Usikkerhed og følsomhedsberegninger

Klimafremskrivningen er behæftet med usikkerheder, og fremskrivningen er udarbejdet på baggrund af middelrette skøn for en lang række inputs. Der kan forekomme større eller mindre forbrug i enkeltår som følge af fx klimatiske udsving.

PtX: Udbygning og driftsmønstre mv.

De fleste af ovenstående antagelser vedrørende elektrolysekapacitetsudbygning og driftsmønstre er behæftet med betydelig usikkerhed og vil afhænge af en række faktorer, herunder p.t. ukendte

omkostninger til etablering af anlæg i omtalte skala, markedspris på grøn brint m.m. Dette er nærmere beskrevet i *Sektorforudsetningsnotatet om Produktion af olie, gas og VE-brændstoffer*. Elektrolyseanlæggenes driftsmønster vurderes at have lille betydning for den samlede fremskrivning i KF24 grundet den relativt lille elektrolysekapacitet i KF24 og antagelser om additionalitet fra VE-anlæg i forhold til PtX-kapacitet, og modellering af driftsmønsteret har derfor ikke været et væsentligt fokuspunkt i KF24. Det forventes, at modellering af driftsmønster videreudvikles i fremtidige klimafremskrivninger i takt med, at der samles mere erfaring fra idriftsatte anlæg.

Følsomhedsberegning af udledningerne i raffinaderierne

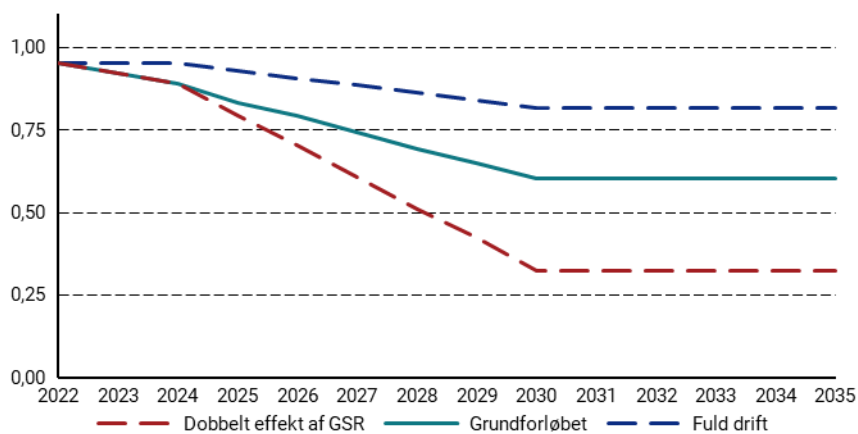
Fremskrivningen af raffinaderiernes energiforbrug er behæftet med betydelig usikkerhed. De sidste tyve års data viser kun små udsving i energiforbruget, men krigen i Ukraine medfører usikre markedsvilkår, og det er endnu ikke klart, hvordan dette vil påvirke raffinaderiproduktionen i Danmark. Dertil indføres der en CO₂-afgift, som skønnes at medføre en nedgang i produktionen.

De to danske raffinaderivirksomheders konkrete muligheder for at tilpasse sig nye markedsvilkår er underlagt betydelig usikkerhed. Ud over usikkerheden om i hvilket omfang de nye rammevilkår vil påvirke den fossile produktion, er der også usikkerhed om, hvorvidt og i hvilket omfang raffinaderierne laver en omstilling til fx produktion af bioolie eller PtX-raffinaderier som projektet H2synergy på Fredericia raffinaderi (Crossbridge, 2024). Den skønnede nedgang i den fossile produktion på raffinaderierne i KF24 kan tolkes som en sandsynlighed for, at produktionen vil blive indstillet. I ekspertgruppen for en grøn skattereform blev denne sandsynlighed skønnet til 4 pct. i 2023 stigende til 29 pct. i 2030. På baggrund af dette er der lavet to følsomhedsberegninger for den strukturelle nedgang i produktionen:

- Ved fuld drift over hele fremskrivningsperioden forventes udledningerne at forblive på omtrent samme niveau som i 2022. Udledningerne fra egetforbrug vil øges med ca. 0,1 mio. ton CO_{2e} i 2025 og ca. 0,2 mio. ton CO_{2e} i 2030 i forhold til grundforløbet i KF24.
- Fordoblet effekt af grøn skattereform vil reducere udledningerne med ca. 0,3 mio. ton CO_{2e} i 2030 i forhold til grundforløbet i KF24. En fordoblet effekt vil medføre en reduktion i aktiviteten på 58 pct., hvormed der forventes total omstilling eller nedlukning af et af de to danske raffinaderier i 2030.

Figur 24.10 viser udledningerne fra egetforbrug i det centrale forløb sammenlignet med disse følsomhedsanalyser.

Figur 24.10

Drivhusgasudledninger fra raffinaderier, mio. ton CO₂e

Kilde: Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet.