

25 Produktion af olie, gas og VE-brændsler

I Danmark produceres og raffineres olie- og gasprodukter, hvilket inkluderer både fossile og VE-brændstoffer fx biobrændstoffer såsom biogas, bioethanol og biodiesel samt syntetiske brændstoffer. De syntetiske brændstoffer produceres via elektricitet til brint gennem elektrolyse og eventuelt forædles til andre brændstoffer, såkaldt Power-to-X (PtX)-processer. Sektoren omfatter ikke udledningerne relateret til det endelige forbrug af olie- og gasprodukter, da disse udledninger opgøres i 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 udledninger fra kontrolleret afbrænding af overskudsgas og fra lækage af CO₂, metan og lattergas, mv., der forekommer under indvinding og produktion af olie- og gasprodukter
- VE-brændstoffer dvs. PtX og biobrændstoffer, herunder biogas. Dette indebærer, at metantab ifm. biogasproduktion også indgår i nærværende kapitel. Biogasproduktions energiforbrug og de relaterede udledninger opgøres 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 24 El og fjernvarme*.

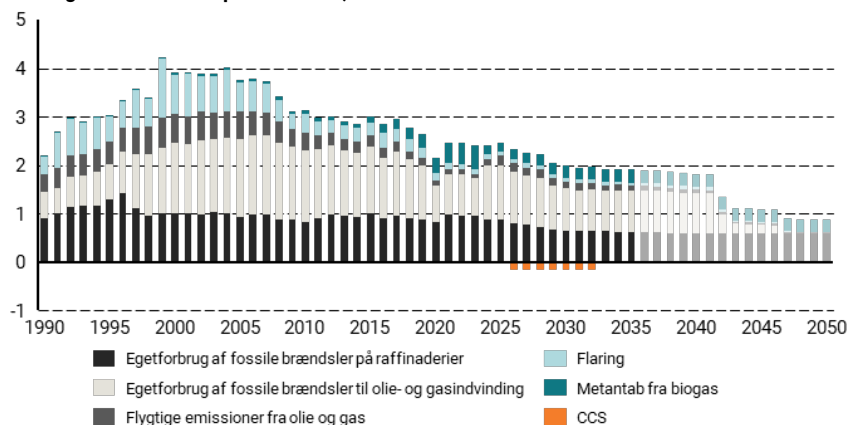
For så vidt angår biogene, energirelaterede udledninger henvises der til Energistyrelsens årlige analyse *Global afrapportering*.

25.1 Overblik over brændstofproduktionens udledninger

Den samlede produktion af brændstof i Danmark har historisk været baseret på indvinding og raffinering af fossil olie og gas. Udledninger fra brændstofproduktionen toppede i 1999. De væsentligste kilder til udledninger i sektoren er forbrug af fossile brændsler på raffinaderierne og indvindingsplatformene samt metantab ved biogasproduktion.

I 2023 var udledninger fra produktionen af olie, gas og VE-brændstoffer ca. 2,4 mio. tons CO₂e, hvilket svarer til ca. 6 pct. af Danmarks nettoudledninger. Det skønnes, at de samlede udledninger fra sektoren falder til ca. 1,8 mio. ton CO₂e i 2030, svarende til omkring 8 pct. af nettoudledninger, jf. *figur 25.1*.

Figur 25.1

Udledninger fra brændstofproduktionen, mio. ton CO₂e

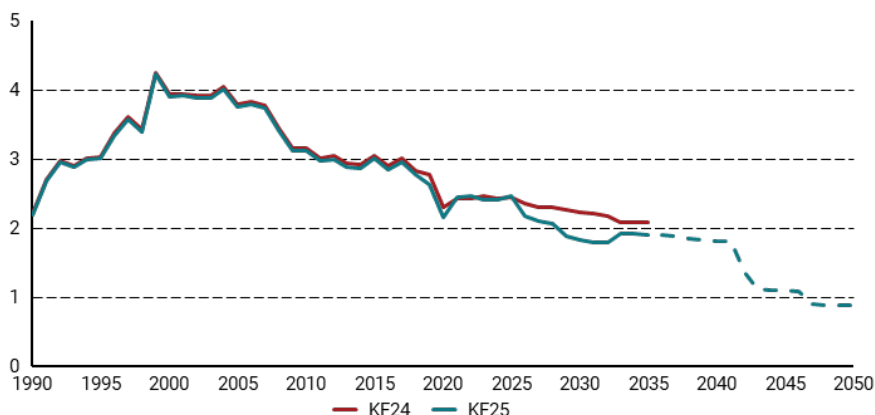
Anm.: De negative udledninger fra CCS i figuren stammer fra NECCS-puljen og repræsenterer dermed optag af biogen CO₂. Der er ekstra usikkerhed forbundet med fremskrivningen efter 2035, bl.a. pga. begrænset viden om teknologiske muligheder, omkostninger mv. Muligheden for at anvende dele af fremskrivningen efter 2035 til konsekvensvurderinger vil derfor afhænge af en konkret vurdering. Usikkerheden illustreres ved, at søjlerne i figuren efter 2035 nedtones.

Kilde: Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet.

Der skønnes en lavere udledning fra olie/gas indvinding i KF25 sammenlignet med KF24, jf. figur 25.2. Dette skyldes en justering i Energistyrelsens langsigtede prognose for olie- og gasproduktion, hvor der i KF25 indregnes en driftsøkonomisk vurdering, der medfører tidligere ophør for en række olie- og gasfelter i Nordsøen. I KF24 blev det derimod forudsat, at udnyttelsen af disse felter ville fortsætte helt frem til licensudløb. Justeringen betyder, at prognosen for olie- og gasproduktion nedjusteres, hvilket resulterer i lavere udledninger fra egetforbrug og flaring. Samlet set skønnes dette at reducere udledningerne med 0,2 mio. ton CO₂e frem mod 2030 sammenlignet med KF24.

I KF25 skønnes en marginal højere udledning fra raffinaderier i 2030 på under 0,1 mio. ton sammenlignet med KF24. Merudledningen skyldes, at raffinaderierne skønnes at have et højere aktivitetsniveau som følge af en større rentabilitet. Den større rentabilitet skønnes på baggrund af en skønnet anvendelse af grøn brint som mellemprodukt i den fossile brændstofproduktion på raffinaderierne, som kan sælges som kreditter til opfyldelse af det nationale CO₂e-fortrængningskrav i transportsektoren.

Figur 25.2

Drivhusgasudledninger fra brændstofproduktionen, mio. ton CO₂e

Anm.: Der er ekstra usikkerhed forbundet med fremskrivningen efter 2035, bl.a. pga. begrænset viden om teknologiske muligheder, omkostninger mv. Muligheden for at anvende dele af fremskrivningen efter 2035 til konsekvensvurderinger vil derfor afhænge af en konkret vurdering. Usikkerheden illustreres ved, at linjen i figuren efter 2035 er stiplede.

Kilde: Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet.

I KF25 skønnes en lavere biogasproduktion frem til 2030 end i KF24. Det skyldes udskydelse af udbud til biogas og andre grønne gasser samt opdaterede antagelser om årsnormsudnyttelsen på biogasanlæg, jf. *KF25 forudsætningsnotat: Produktion af olie, gas og VE-brændstoffer*. Dette fører til en reduceret metantab fra biogasanlæg i KF25 sammenlignet med KF24 i hele fremskrivningsperioden.

Det skønnes i KF25, at det danske forbrug af ledningsgas opgørelsesmæssigt overgår til 100 pct. grøn gas fra og med 2032 mod 2029 i KF24. Det skyldes udover et lavere skøn for biogasproduktionen, at der nu skønnes et højere forbrug af ledningsgas til husholdningerne samt service- og fremstillingserhverv, jf. *kapitel 23, 28 og 29*.

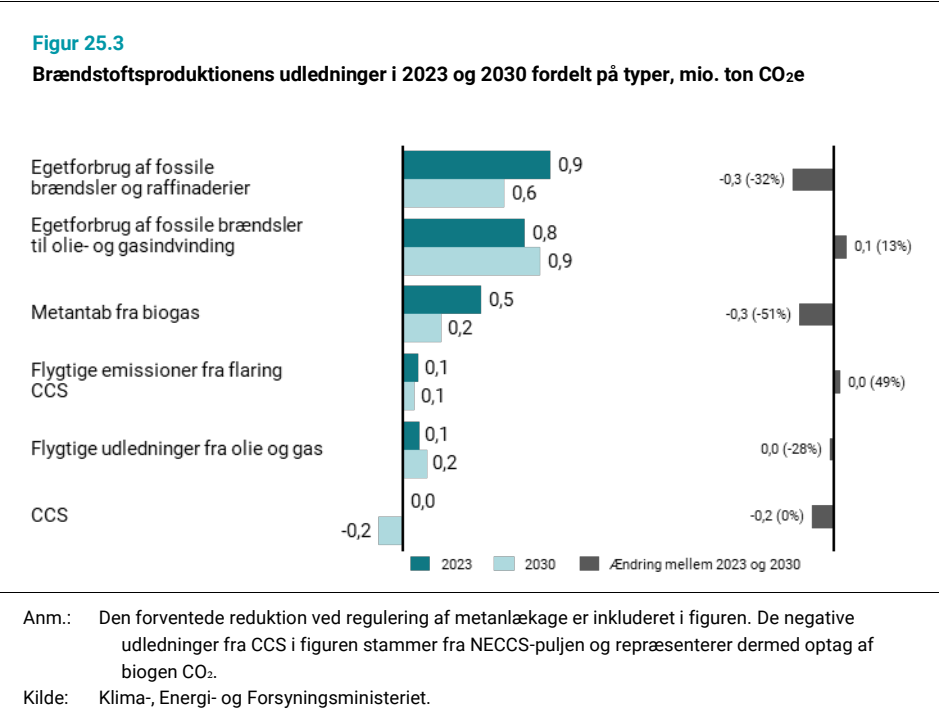
25.2 Udvikling frem mod 2030 og 2050

Samlet set skønnes udledninger fra produktion af olie, gas og VE-brændstoffer at falde med 0,6 mio. tons frem mod 2030 ift. 2023.

Udledningerne fra indvinding af olie og gas skønnes dog at stige frem mod 2030, hvilket kan forklares af to modsatrettede effekter. På kort sigt er der højere udledninger fra Tyra-feltet, som genåbnede i 2024 efter at have været ude af drift i 2019-2023 pga. genopbygning. Mellem 2025 og 2030 skønnes en reduktion i udledningerne fra egetforbrug ved indvinding af olie og gas. Det skyldes, at flere af de mindst energieffektive felter forventes at lukke, mens det mere energieffektive, genopbyggede Tyra-felt kommer til at stå for en større andel af den samlede produktion. Samlet resulterer det i, at udledningerne forbundet med indvinding af olie og gas skønnes at stige med 0,2 mio. ton CO₂e i 2030 i forhold til 2023.

I samme periode skønnes udledningerne fra raffinaderier at falde med ca. 0,3 mio. ton CO₂e. Reduktionen skyldes særligt indfasningen af CO₂-afgiften, som beskrevet i *Aftale om Grøn skattereform for industri mv.* Samtidig er regulering af metantab trådt i kraft, hvilket forventes at medvirke til en reduktion i udledningerne fra metantab fra biogasproduktion. Dette skønnes at medføre, at metantabet reduceres med ca. 0,3 mio. ton CO₂e på trods af en stigende biogasproduktion.

Frem mod 2050 forventes udledningerne at falde yderligere primært drevet af et kraftigt fald i olie- og gasindvinding som følge af Nordsøaftalen fra 2020, der sætter en slutdato for olie- og gasindvinding i 2050.



25.3 Udvikling i olie- gasindvinding

Udledninger fra olie- og gasindvinding i Nordsøen skyldes dels energiforbruget på platformene, som i dag primært dækkes af egetforbrug af gas til drift af pumper, kompressorer og elproduktion, og dels sikkerhedsmæssig afbrænding af gas ("flaring").

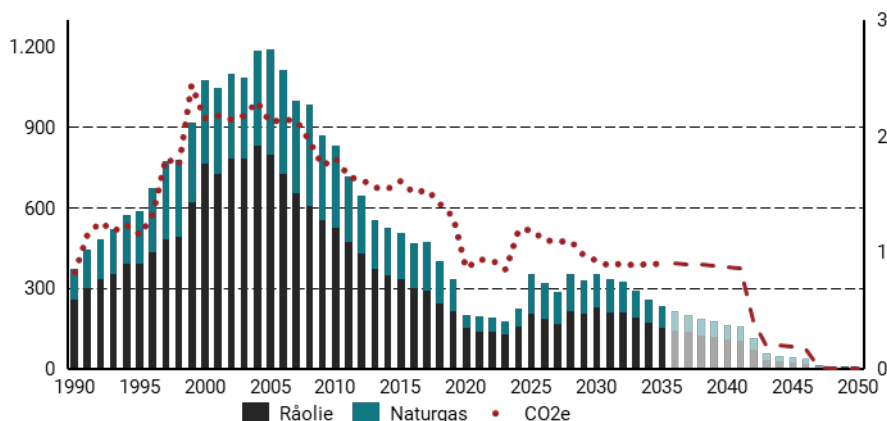
Udledningerne fra indvinding af olie og gas toppede i 1999 på ca. 2,4 mio. ton CO₂e og har sidenhen været faldende på grund af reduceret indvinding af olie og gas bl.a. henført til modenheden af de danske olie- og gasfelter, der er gået ind i den sene produktionsfase, hvor produktionen generelt vil være faldende, jf. figur 25.4.

I perioden 2019-2023 var udledningerne særligt lave, fordi indvindingsplatformen på Tyra-feltet var under genopbygning. Tyra-komplekset blev idriftsat den 22. marts 2024.

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.

Figur 25.4

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



Anm: Der er ekstra usikkerhed forbundet med fremskrivningen efter 2035, bl.a. pga. begrænset viden om teknologiske muligheder, omkostninger mv. Muligheden for at anvende dele af fremskrivningen efter 2035 til konsekvensvurderinger vil derfor afhænge af en konkret vurdering. Usikkerheden illustreres ved, at søjlerne i figuren efter 2035 nedtones, og ved, at linjen i figuren bliver stiplede efter 2035.

Kilde: Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet.

Den fremtidige indvinding skønnes at toppe frem mod 2030, bl.a. som følge af genopbygningen af anlægget ved Tyra-feltet og idriftsættelsen af en række andre mindre projekter. Derefter skønnes indvindingen at falde grundet modningen af olie- og gasfelter, hvilket gør det dyrere at udvinde de resterende reserver og dermed reducerer den økonomiske rentabilitet ved indvinding.

Fremskrivningen af olie- og gasindvindingen i KF25 tager højde for Nordsøaftalen fra 2020, som sætter en slutdato i 2050 for indvinding af olie og gas i den danske del af Nordsøen.

Fremskrivningen følger Energistyrelsens olie og gasprognose for selskabernes forventede driftsøkonomiske ophør eller udløb af deres tilladelser, hvori det fremskrives, at den samlede produktion reduceres kraftigt mod 2043 og nedlukker inden 2050²⁰.

²⁰ Ressourceopgørelse og prognose, september 2024

25.4 Udvikling i raffinaderier

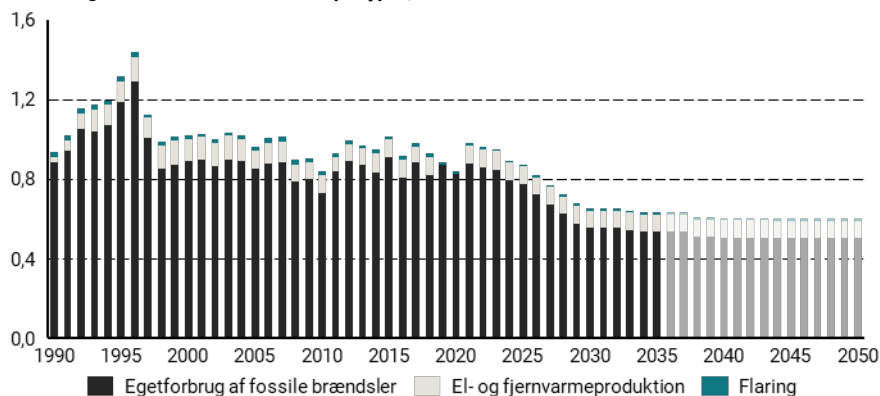
Udledninger i forbindelse med raffinering skyldes primært egetforbrug af fossile brændsler (raffinaderigas) samt en mindre andel udledninger forbundet med flaring. Raffinaderierne leverer desuden i begrænset omfang el og fjernvarme til det danske el- og fjernvarmenet afhængigt af driftsmønster og produktion. 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 med indvindingsaktiviteterne i Nordsøen.

Raffinaderierne udledte ca. 0,9 mio. ton CO₂e i 2023, 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 indfasning frem mod 2030, jf. figur 25.5.

Figur 25.5

Udledninger fra raffinaderier fordelt på typer, mio. ton CO₂e



Anm: Der er ekstra usikkerhed forbundet med fremskrivningen efter 2035, bl.a. pga. begrænset viden om teknologiske muligheder, omkostninger mv. Muligheden for at anvende dele af fremskrivningen efter 2035 til konsekvensvurderinger vil derfor afhænge af en konkret vurdering. Usikkerheden illustreres ved, at søjlerne i figuren efter 2035 nedtones.

Kilde: Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet.

Udledninger og egetforbruget på raffinaderierne er i KF25 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. I samarbejde med Skatteministeriet er det besluttet, at struktureffekten indregnes som en procentvis reduktion i produktionen i forhold til den forventede baseline før aftalen.

I forbindelse med *Aftale om grøn skattereform for industri mv.* fra 2022 er der fremskrevet en teknisk reduktion af udledningerne ved raffinaderierne, som indebærer energieffektiviseringer og øget benyttelse af vedvarende energikilder i raffinaderiprocesserne. Det inkluderer bl.a. grøn brint, som yderligere vil kunne sælges til transportsektoren ift. at efterleve det nationale CO₂e-fortrængningskrav.

Til det samlede skøn for den tekniske omstilling af egetforbruget af raffinaderigas bruges på et overordnet niveau samme metode, som anvendt i aftalen. Frem mod 2030 forudsættes derfor en 18 pct. reduktion af det samlede egetforbrug af raffinaderigas.

25.5 Udvikling i biogasproduktionen

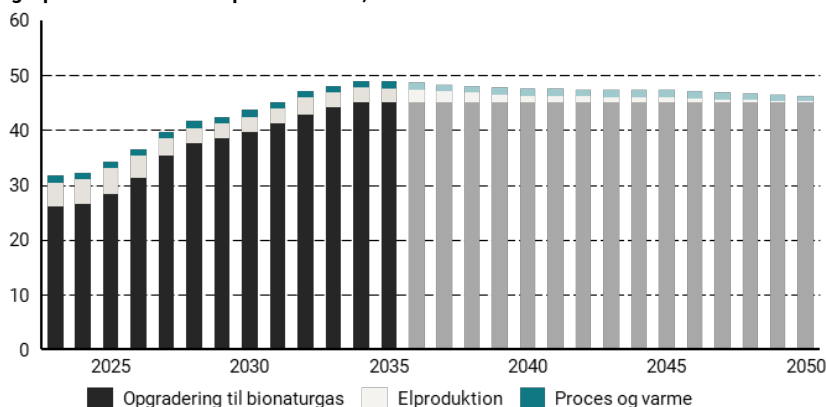
Produktionen af biogas i Danmark skønnes at stige betragteligt fra ca. 32 PJ 2023 til ca. 49 PJ i 2035, jf. figur 25.6. Stigningen skyldes bl.a. følgende faktorer:

- Der er planlagt fem udbud til biogas og andre grønne gasser i perioden 2026-2030²¹. 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 2033. I 2030 udgør biogasudbuddene ca. 12 pct. af den samlede skønnede biogasproduktion.
- Der skønnes en højere udnyttelse af de tildelte årsnormer ud i tid 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.

²¹ Der er siden godkendelse af aftalen sket en forsinkelse af første udbud og en sammenlægning af første og andet udbud.

Figur 25.6

Biogasproduktionen fordelt på anvendelse, PJ



Anm: Der er ekstra usikkerhed forbundet med fremskrivningen efter 2035, bl.a. pga. begrænset viden om teknologiske muligheder, omkostninger mv. Muligheden for at anvende dele af fremskrivningen efter 2035 til konsekvensvurderinger vil derfor afhænge af en konkret vurdering. Usikkerheden illustreres ved, at søjlerne i figuren efter 2035 nedtones.

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, som tilskynder til anvendelsen af ustøttet biogas i transportsektoren, jf. *KF25 Forudsætningsnotat: Produktion af olie, gas og VE-brændstoffer*.

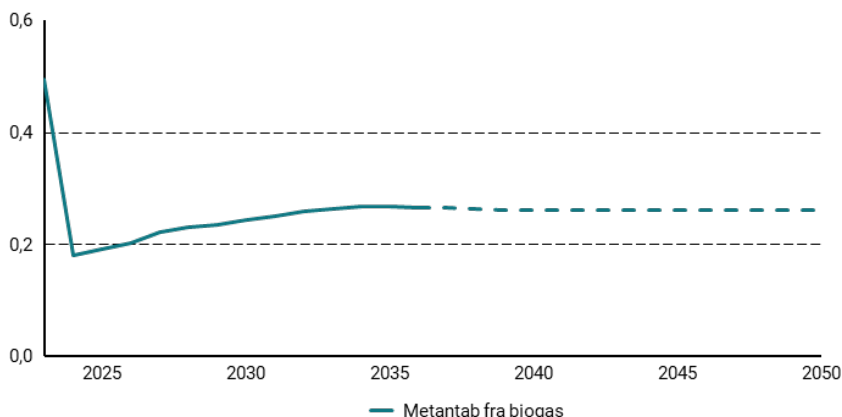
Støtteordningerne og CO₂e-fortrængningskravet har til hensigt at fremme produktionen og anvendelse af biogas, som bl.a. tilføres gassystemet. Den skønnede stigende produktion af opgraderet biogas kombineret med forventningen om et faldende forbrug af ledningsgas medfører en stigende VE-andel i gassystemet, der skønnes at nå over 100 pct. fra og med 2032, jf. afsnit 25.5.

Metantab fra biogasanlæg

Biogassektorens drivhusgasudledninger består hovedsageligt af metantab som følge af lækage fra biogasanlæggene. Med *Klimaaftale om grøn strøm og varme 2022* blev der vedtaget regulering af metantab fra biogasanlæg. Reguleringen trådte i kraft 1. januar 2023 og pålægger biogasanlæg at reducere metantabet mest muligt. Biogasanlæg med opgraderingsfaciliteter er desuden pålagt at reducere metantabet fra opgraderingsanlægget til maksimalt 1 pct. På den baggrund skønnes det, at biogasanlæggene har sænket raten for metantab til 1 pct. fra 2024 og frem.

Det skønnes, at metantabet fortsat vil følge biogasproduktionen og udlede ca. 0,2 mio. ton i 2030 og ca. 0,3 mio. i 2035, jf. figur 25.7. Der gennemføres et måleprojekt i 2025 med henblik på at dokumentere effekten af metantabsreguleringen.

Figur 25.7

Metantab fra biogasproduktionen, mio. ton CO₂e

Anm: Der er ekstra usikkerhed forbundet med fremskrivningen efter 2035, bl.a. pga. begrænset viden om teknologiske muligheder, omkostninger mv. Muligheden for at anvende dele af fremskrivningen efter 2035 til konsekvensvurderinger vil derfor afhænge af en konkret vurdering. Usikkerheden illustreres ved, at linjen i figuren efter 2035 er stipleet.

Kilde: Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet.

Det bemærkes, at effekten af metantabsreguleringen ikke medtages i CRF-tabellen, før der foreligger ex post-analyser af effekten. Metantabet indgår i IPCC's opgørelse under affaldssektoren, hvorfor metantabet bl.a. indgår i byrdefordelingsmålet, *jf. kapitel 31 Danmarks drivhusgasforpligtelser i EU*.

25.6 Udvikling i PtX-produktionen

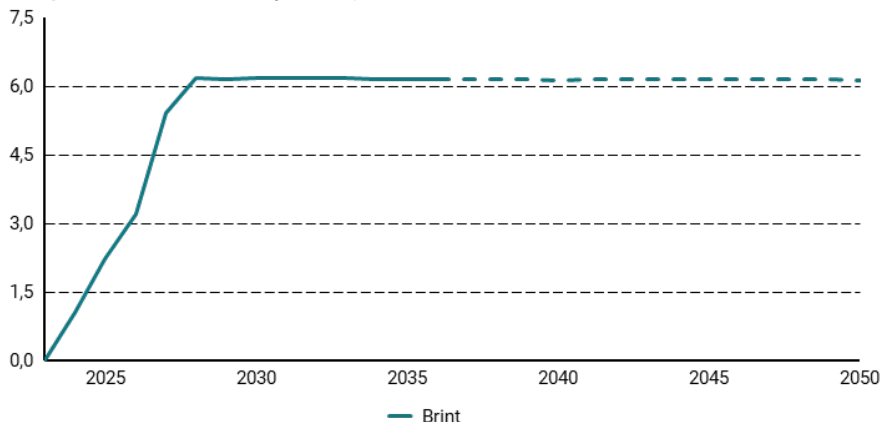
Power-to-X (PtX) dækker over konverterings- og lagringsteknologier af elektricitet fra bl.a. vedvarende energi som vindenergi, solenergi og vandkraft. Elektriciteten anvendes til at drive en elektrolyseenhed, som spalter vand til brint og ilt. Brinten kan herefter enten bruges som slutprodukt i sig selv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

I KF25 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. 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. 575 MW i 2030 baseret på kendte projekter i pipeline. Dette niveau fastholdes frem mod 2050, hvori der ligger en antagelse om, at projekter, der modtager støtte, fortsætter i hele dets tekniske levetid, *jf. forudsætningsnotat om produktion af olie, gas og VE-brændstoffer*.

Det skønnes, at produktionen af brint stiger til ca. 6 PJ frem mod 2030 som følge af den forventede udbygning af elektrolysekapacitet, jf. figur 25.8. Stigningen i produktionen af brint svarer til et elforbrug til elektrolyse på ca. 11 PJ i 2030.

Figur 25.8

Brintproduktionen fra elektrolyseanlæg, PJ



Anm: Der er ekstra usikkerhed forbundet med fremskrivningen efter 2035, bl.a. pga. begrænset viden om teknologiske muligheder, omkostninger mv. Muligheden for at anvende dele af fremskrivningen efter 2035 til konsekvensvurderinger vil derfor afhænge af en konkret vurdering. Usikkerheden illustreres ved, at linjen i figuren efter 2035 er stipleet.

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 KF25.

Der er væsentlige usikkerheder i forbindelse med fremskrivningen af PtX-produktionen bl.a. relateret til europæisk efterspørgsel, adgang til vedvarende energi og vand samt brintinfrastruktur.

Der er ikke indregnet tiltag om ny brintinfrastruktur i KF25, idet den politiske aftale om *Brintinfrastruktur til Tyskland: Muliggørelse af Syvtallet* af 6. februar 2025 blev indgået efter skæringsdatoen for politiske tiltag. Med brintaftalen blev aftalepartierne enige om, at staten skal tage en større risiko for at understøtte etablering af brintinfrastruktur i Danmark. Aftalepartierne blev enige om en række tiltag, der skal muliggøre brintinfrastruktur fra Danmark til Tyskland i 2030, ligesom partierne er enige om at tilvejebringe en statslig låneramme samt et statsligt driftstilskud mhp. bl.a. at bringe tariffen på niveau med Energinets forventninger til markedets betalingsvillighed og derved understøtte udviklingen af brintinfrastruktur i Danmark. Da aftalen blev indgået efter skæringsdatoen for politiske tiltag i KF25, er eventuelle effekter heraf ikke indarbejdet i fremskrivningen.

Brintinfrastrukturen kan påvirke udviklingen af elektrolysekapaciteten i Danmark på flere måder:

- Forbedret markedsadgang: Brintinfrastrukturen kan give danske producenter lettere adgang til det europæiske marked, særligt Tyskland, hvor efterspørgslen efter grøn brint forventes at stige betydeligt.
- Øget investeringssikkerhed: Brintinfrastruktur kan gøre det mere attraktivt for investorer at satse på danske PtX-projekter, da transportmulighederne kan mindske usikkerheden om afsætning af brinten.

Derudover påvirkes PtX-markedet af en række EU-regulativer, der vil kunne skabe en stigende efterspørgsel efter brint og PtX-brændstoffer:

- FuelEU Maritime: Krav om gradvist faldende CO₂e-udledning i søfarten, hvor elektrificering alene ikke forventes at være tilstrækkelig. I opfyldelsen af kravet er det muligt at dobbelttælle anvendelse af PtX-brændstoffer frem til og med 2033. Såfremt andelen af RFNBO er mindre end 1 pct. i 2031, finder et underkrav til iblanding af PtX-brændstoffer på 2 pct. anvendelse fra 2034. Underkravet finder ikke anvendelse, såfremt Kommissionen vurderer, at der fx er utilstrækkelig produktionskapacitet eller at prisen er for høj.
- ReFuelEU Aviation: Iblandingskrav for flybrændstof fra 2025, inkl. specifikke krav til PtX-brændstoffer fra 2030.
- VEIII-direktivet: Krav om anvendelse af PtX i transport og industri, herunder 42 pct. og 60 pct. grøn brint i industriens samlede brintforbrug i hhv. 2030 og 2035.

Selvom den europæiske efterspørgsel kan forventes at stige, indregnes der ikke yderligere elektrolysekapacitet efter 2030 i KF25. Fremskrivningen afspejler den nuværende viden om markedets udvikling, hvor der stadig er usikkerhed om Danmarks konkurrenceevne i forhold til andre europæiske lande. Danmarks konkurrenceevne vil bl.a. afhænge af udviklingen i VE-elproduktion og elpriser, national og europæisk regulering, eltariffer, tilskud, iblandingskrav mv.

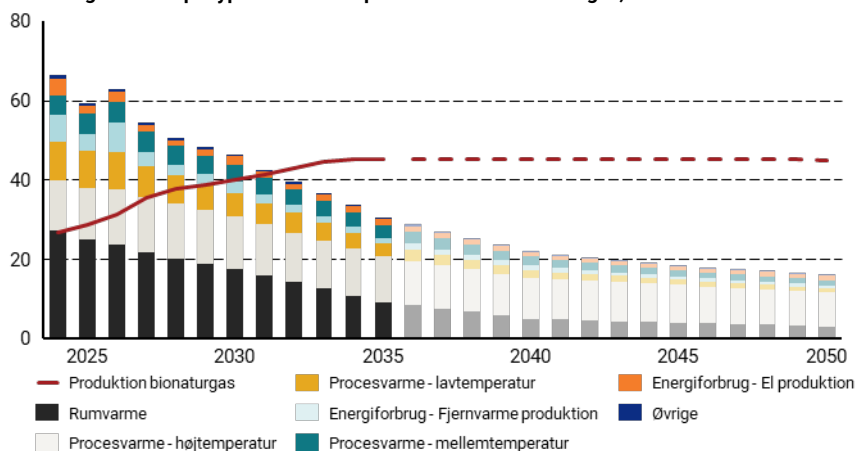
25.7 Udvikling i ledningsgassammensætningen

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 grønne gasser (heriblandt opgraderet biogas og en mindre mængde e-metan). 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 2023 ca. 38 pct. af det danske gasforbrug. Det skønnes med KF25, at biogasproduktionen fra og med 2032 overstiger det samlede danske forbrug af ledningsgas, og VE-andelen i ledningsgassen opgørelsesmæssigt derved overstiger 100 pct., jf. figur 25.9.

Figur 25.9

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



Anm: Der er ekstra usikkerhed forbundet med fremskrivningen efter 2035, bl.a. pga. begrænset viden om teknologiske muligheder, omkostninger mv. Muligheden for at anvende dele af fremskrivningen efter 2035 til konsekvensvurderinger vil derfor afhænge af en konkret vurdering. Usikkerheden illustreres ved, at søjlerne i figuren efter 2035 nedtones, og ved, at linjen i figuren er stipleet efter 2035.

Kilde: Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet.

Husholdningernes forbrug af ledningsgas skønnes 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 28 Husholdninger og kapitel 29 Serviceerhverv*.

Gasforbruget til højtemperaturprocesser skønnes omtrent uændret, hvilket skyldes at det vurderes vanskeligt at opnå de nødvendige temperaturer med varmepumper, samt at andre procesforhold kan vanskeliggøre elektrificering, og at cementproduktionen ikke skønnes omstillet til gas i KF25, *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.* bidrager også til denne reduktion af gasforbruget.

25.8 Usikkerhed og følsomhedsberegninger

Resultaterne i sektoren bygger på en række forudsætninger. For at undersøge, hvor følsomme resultaterne er over for disse, er der gennemført to følsomhedsanalyser af centrale parametre.

Følsomhedsberegning for det grønne kryds

Det grønne kryds angiver det år, hvor dansk biogasproduktion skønnes at overstige ledningsgasforbruget i Danmark.

Skønnet over biogasproduktionen er forbundet med en række usikkerheder. Det gælder bl.a. usikkerhed omkring antagelser om årsnormerne, værdien af salg af biogascertifikater og afmelding fra lukkede støtteordninger til ustyrtet produktion. Derudover er der også usikkerhed knyttet til centrale inputs som gaspriser og kvotepriser – alle faktorer, der påvirker biogasanlæggenes rentabilitet og produktion.

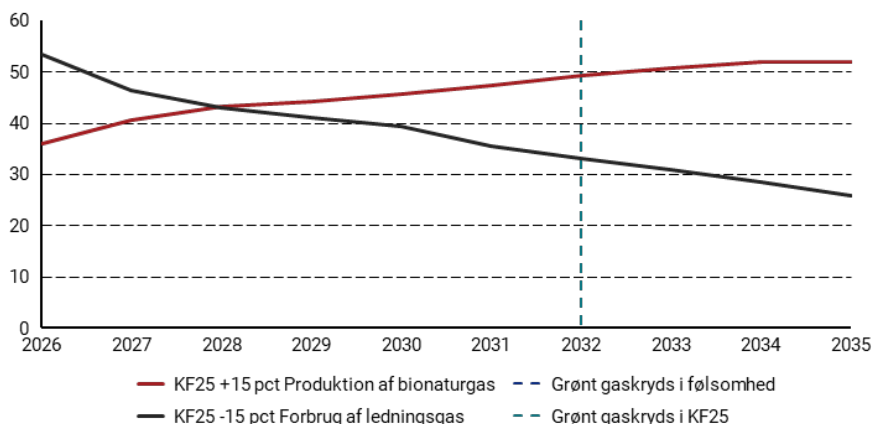
Der er også betydelig usikkerhed om forbruget af ledningsgas, især ift. udfasningen i husholdningerne, som afhænger af gaspriser og priser på alternativer som fjernvarme og varmepumper. I fremstillingssektoren er der lignende usikkerhed, både pga. prisudvikling, konjunkturfølsomhed og potentialet for elektrificering.

Der er udarbejdet to følsomhedsanalyser: 1) Biogasproduktionen antages 15 pct. højere end i KF25 grundforløbet samtidig med at ledningsgasforbruget antages 15 pct. lavere, og 2) biogasproduktionen antages 15 pct. lavere end i KF25 grundforløbet samtidig med at ledningsgasforbruget er 15 pct. højere. Begge følsomhedsberegninger skal ses som beregningstekniske og ikke som bud på sandsynlige udfald. Formålet er at belyse ændringer i det grønne kryds ved ændringer i hhv. biogasproduktion og ledningsgasforbrug.

I den første følsomhed, hvor biogasproduktionen er antaget højere og ledningsgasforbruget antaget lavere end i KF25 grundforløbet, skønnes det grønne kryds at ligge i 2028, jf. figur 25.10. Omvendt skønnes det grønne kryds at ligge i 2035 i den anden følsomhed, jf. figur 25.11.

Figur 25.10

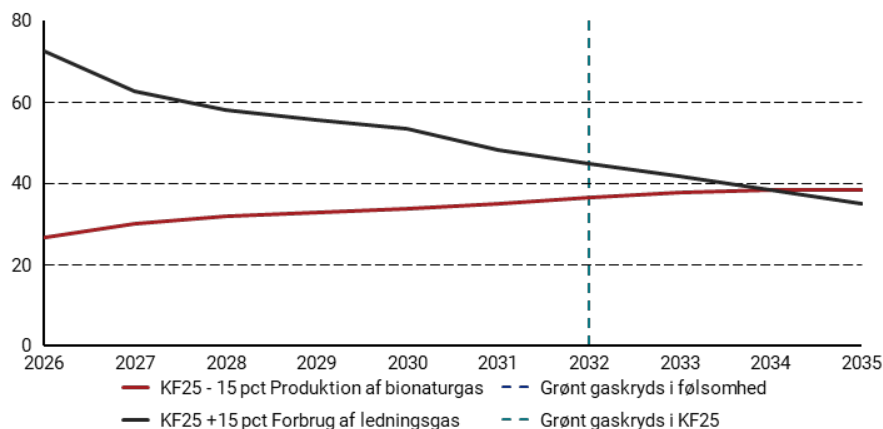
Følsomhedsberegning 1: +15 pct biogasproduktion og -15 pct ledningsgasforbrug, PJ



Kilde: Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet.

Figur 25.11

Følsomhedsberegning 2: -15 pct biogasproduktion og +15 pct ledningsgasforbrug, PJ



Anm.: Det grønne gaskryds indtræffer næsten i 2034, men ikke fuldt ud, hvorfor ledningsgassen først betragtes som fuldt CO₂-neutral fra 2035.

Kilde: Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet.

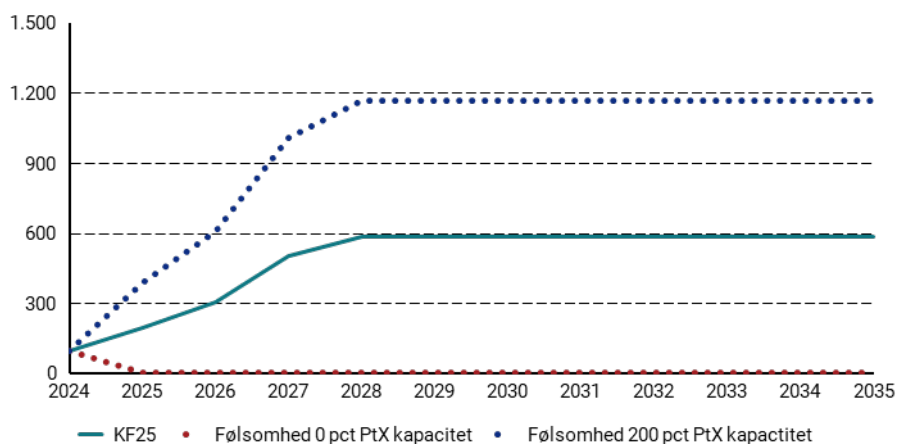
Følsomhedsberegning for PtX

Fremskrivningen af PtX-produktionen er forbundet med betydelig usikkerhed, både hvad angår omfang, tidsplan og markedsudvikling. For at illustrere, hvordan forskellige niveauer af PtX-kapacitet kan påvirke energisystemet, er der gennemført to følsomhedsberegninger. Begge følsomhedsberegninger skal ses som beregningstekniske og ikke som bud på sandsynlige udfald. Formålet er at belyse ændringer i energisystemet ift. ændringer i PtX-udbygningen.

I den ene følsomhedsberegning lægges det til grund, at der ikke er nogen PtX kapacitet fra 2025, mens det i den anden følsomhedsberegning lægges til grund, at PtX kapaciteten er dobbelt så stor, sammenlignet med hvad der er lagt til grund i KF25 grundforløbet, jf. figur 25.12.

Figur 25.12

PtX kapacitet i KF25 og følsomheder, MW



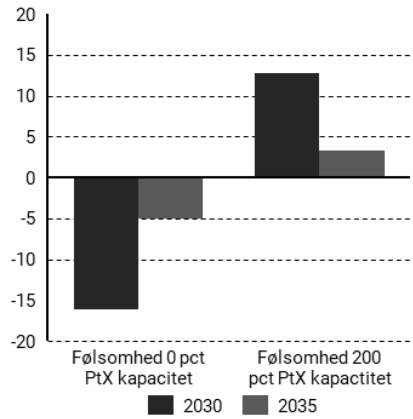
Kilde: Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet.

I både 2030 og 2035 skønnes CO₂e udledningen ikke at blive påvirket hverken i følsomhedsberegningen uden PtX kapacitet eller i følsomhedsberegningen med dobbelt PtX-kapacitet. Det skyldes, at elproduktion skønnes at være baseret på vedvarende energikilder eller import, således at et merforbrug af el ikke fører til højere udledninger. Det bemærkes, at der (ligesom i KF25-grundforløbet) ikke er 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 følsomhedsberegningen, hvor PtX-kapaciteten reduceres til 0 pct., skønnes det samlede elforbrug at falde ift. KF25 grundforløbet. Dette medfører, at Danmark i 2035 skønnes at importere ca. 2,8 TWh mindre strøm end skønnet i KF25-grundforløbet, hvormed nettoeksporten stiger med 2,8 TWh, *jf. figur 25.14*. Danmark skønnes dog stadig at være nettoimportør af strøm i 2035. Samtidig reduceres elpriserne med ca. 15 DKK/MWh i 2030 og ca. 4 DKK/MWh i 2035, *jf. figur 25.13*. I følsomhedsberegningen med en fordobling af PtX-kapaciteten øges elforbruget, hvilket øger behovet for elimport med ca. 2,7 TWh i 2035, samt medfører højere elpriser ift. KF25 grundforløbet.

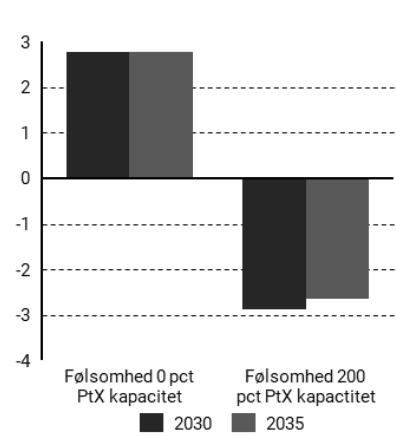
Figur 25.13

Ændring i elpris DKK/MWh



Figur 25.14

Ændring i nettoeksport af grøn strøm, TWh



Kilde: Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet.