

26 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 udledningerne og energiforbrug direkte relateret til produktionen af brændstoffer i det danske samfund, herunder:

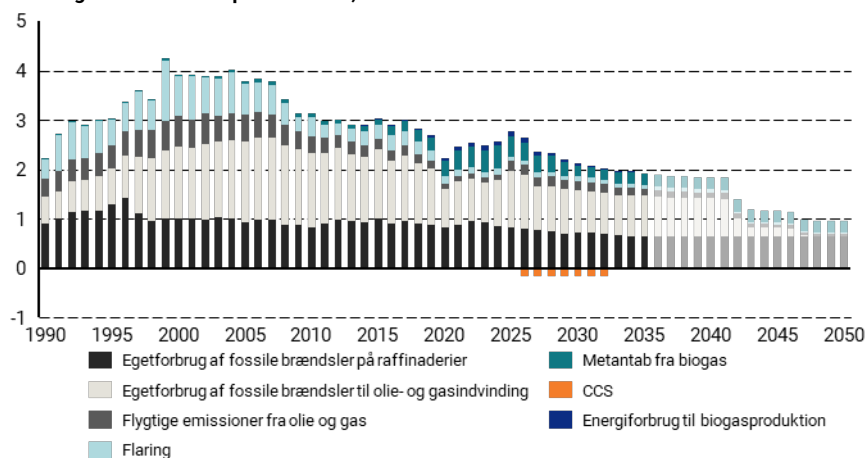
- Egetforbruget ved indvinding af olie og gas
- Raffinaderier, inkl. el- og varmeproduktion på raffinaderianlæg
- Flaring og flygtige udledninger. Dette omfatter udledninger fra kontrolleret afbrænding af overskudsgas og fra lækage af CO₂, metan og lattergas, mv., der forekommer under indvinding og produktion af olie- og gasprodukter
- VE-brændstoffer dvs. PtX og biobrændstoffer, herunder produktionen af biogas. Eventuelle udledninger forbundet med produktionen af el til bl.a. PtX opgøres under udledninger fra el og fjernvarme, *jf. kapitel 25 El og fjernvarme*.

26.1 Overblik over brændstofproduktionens udledninger

Den samlede produktion af brændstof i Danmark har historisk været baseret på indvinding og raffinering af fossil olie og gas. Udledningerne 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 2024 var udledninger fra produktionen af olie, gas og VE-brændstoffer ca. 2,6 mio. tons CO₂e, hvilket svarer til ca. 7 pct. af Danmarks nettoudledninger. Det skønnes, at de samlede udledninger fra sektoren falder til ca. 1,9 mio. ton CO₂e i 2030, svarende til omkring 8 pct. af nettoudledninger, *jf. figur 26.1*.

Figur 26.1

Udledninger fra brændstofproduktionen, mio. ton CO₂e

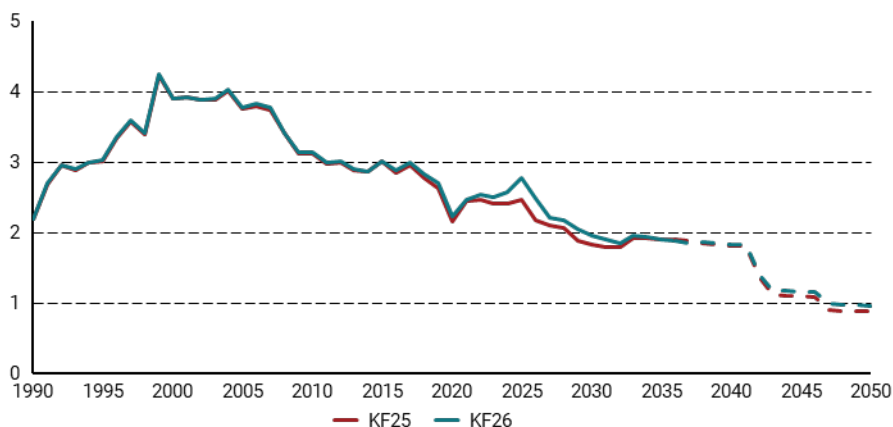
Anm.: De negative udledninger fra CCS i figuren stammer fra NECCS-puljen og repræsenterer dermed optag af biogen CO₂. Der er yderligere usikkerhed forbundet med fremskrivningen efter 2035, bl.a. pga. begrænset viden om teknologiske muligheder, omkostninger mv. Muligheden for at anvende dele af fremskrivningen 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.

Udledningerne fra produktionen af olie, gas og VE-brændstoffer skønnes at være højere i perioden 2014 til 2033, jf. figur 26.2. Dette følger af bl.a. omkategorisering af energiforbrug til biogasproduktion, en opdateret fremskrivning af metantab fra biogasproduktion samt indregningen af afskaffelsen af prisloftet på overskudsvarme. Fra 2033 skønnes udledningerne at være på niveau med KF25.

Figur 26.2

Drivhusgasudledninger fra brændstofproduktionen, mio. ton CO₂e



Anm.: Der er yderligere 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 linjerne i figuren efter 2035 er stiplede.

Kilde: Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet.

Der skønnes en sammenlignelig udledning fra olie/gas-indvinding i KF26 sammenlignet med KF25. Fremskrivningen følger Energistyrelsens langsigtede prognose for olie- og gasproduktion, hvor der indregnes en driftsøkonomisk vurdering, der medfører tidligere ophør for en række olie- og gasfelter i Nordsøen, end gældende licenser tillader.

I KF26 skønnes en marginalt højere udledning fra raffinaderier i 2030 på under 0,1 mio. ton sammenlignet med KF25. 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 samt afskaffelsen af prisloftet på overskudsvarme.

I KF26 skønnes en lavere biogasproduktion end i KF25. Det skyldes, at beslutning om åbning af udbud til biogas og andre grønne gasser udestår samtidig med, at den opdaterede fremskrevne gaspris er lavere, jf. *KF26 forudsætningsnotat: Priser og vækst*. Hertil har et måleprogram udført af Teknologisk Institut medført en opdatering af fremskrivningen af metantab fra biogasproduktion. Dette skønnes at medføre en stigning i udledningen fra 2024 til og med 2029 i KF26 sammenlignet med KF25.

Energistatistikken har i 2025 undergået en revision, hvormed energiforbruget til biogasproduktion er udskilt fra andre sektorer. Energiforbruget til biogasproduktion indgår dermed i KF26 under sektoren produktion af olie, gas og VE-brændstoffer, hvor det i KF25

indgik under serviceerhverv og el og fjernvarme. Revisionen af energiforbruget har resulteret i en merudledning fra produktionen af biogas i perioden fra 2014 og frem i forhold til KF25 med et tilsvarende fald i andre sektorer.

Det skønnes i KF26, at det danske forbrug af ledningsgas opgørelsesmæssigt overgår til 100 pct. grøn gas fra og med 2035. I KF25 blev ledningsgasforbruget opgørelsesmæssigt skønnet 100 pct. grønt fra og med 2032. Det skyldes, udover et lavere skøn for biogasproduktionen, at der nu skønnes et højere forbrug af ledningsgas til el og fjernvarme, biogasproduktion, husholdninger samt service- og fremstillingserhverv, *jf. kapitel 24, 25, 28 og 29.*

I KF26 skønnes en fordobling af den langsigtede udbygning af elektrolysekapacitet i forhold til KF25. Dette følger af modsatrettede effekter med reduceret forventning til PtX-anlæg, der indgik i KF25, og en udbygning på 808 MW fra et tysk udbud for grøn brint tilkoblet det danske brintrør Syvtallet.

26.2 Udvikling frem mod 2030 og 2050

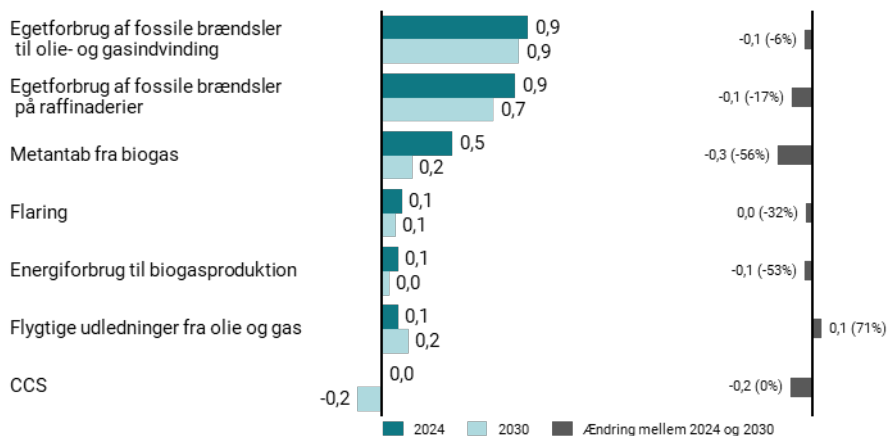
Samlet set skønnes udledningerne fra produktionen af olie, gas og VE-brændstoffer at falde med 0,3 mio. ton frem mod 2030 i forhold til 2024.

Udledningerne fra indvindingen af olie og gas skønnes på trods af en midlertidig stigning at falde med 0,1 mio. ton CO₂e i 2030 i forhold til 2024, 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 egetforbruget 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.

I perioden frem til 2030 skønnes udledningerne fra raffinaderier at falde med ca. 0,1 mio. ton CO₂e. Reduktionen skyldes særligt indfasningen af CO₂-afgiften, som beskrevet i *Aftale om Grøn skattereform for industri mv.* Samtidig forventes det, at regulering af metantab medvirker til en reduktion i udledningerne fra metantab fra biogasproduktion. Dette skønnes at medføre, at metantabet reduceres med ca. 0,3 mio. ton CO₂e fra 2024 til 2030 på trods af en stigende biogasproduktion. For biogasproduktion er der et yderligere fald i drivhusgasudledninger som følge af skøn om en øget andel af grøn gas i den anvendte ledningsgas frem mod 2030.

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

Figur 26.3

Brændstofsproduktionens udledninger i 2024 og 2030 fordelt på typer, mio. ton CO₂e

Anm.: De negative udledninger fra CCS i figuren stammer fra NECCS-puljen og repræsenterer dermed optag af biogen CO₂.

Kilde: Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet.

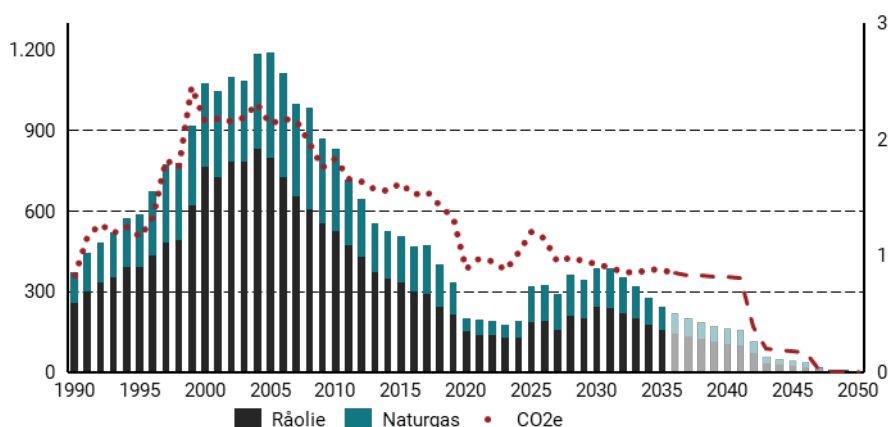
26.3 Udvikling i olie- gasindvinding

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 modenheten af de danske olie- og gasfelter, der er gået ind i den sene produktionsfase, hvor produktionen generelt vil være faldende, *jf. figur 26.4*.

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 skønnes at falde frem mod 2030, hvilket bl.a. skyldes modenheten af felterne, og at det genopbyggede anlæg ved Tyra-feltet skønnes at være mere energieffektivt. Disse forhold skønnes at reducere flaring og egetforbruget af naturgas.

Figur 26.4

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

Anm: Der er yderligere 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 stiplet 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 KF26 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 2050²².

26.4 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 driftsmønstre og produktion. I det omfang disse ydelser

²² Ressourceopgørelse og prognose, september 2025

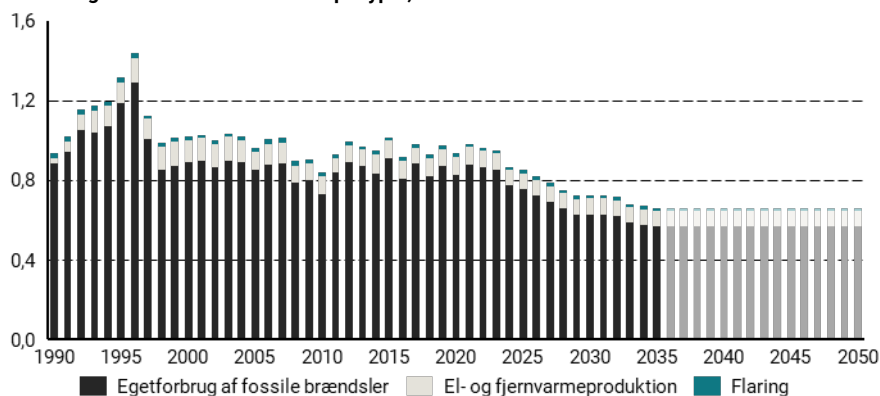
er baseret på fossile brændsler, er de også forbundet med udledninger, der tilskrives raffinaderierne.

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 2024, 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. 0,7 mio. ton CO₂e bl.a. som følge af CO₂-afgiftens indfasning frem mod 2030, jf. figur 26.5.

Figur 26.5

Udledninger fra raffinaderier fordelt på typer, mio. ton CO₂e



Anm: Der er yderligere 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.

Udledningerne og egetforbruget på raffinaderierne skønnes i KF26 bestemt med udgangspunkt i de forudsætninger for struktureffekter og tekniske effekter, der blev anvendt i forbindelse med *Aftale om grøn skattereform for industri mv.* fra juni 2022.

Udviklingen i raffinaderiernes udledninger kan overordnet forklares ved to forhold:

- **Struktureffekt - Ændringer i aktivitetsniveauet:** Struktureffekten for raffinaderierne kan siges at afspejle en sandsynlighed for, at produktionen lukker. I samarbejde med Skatteministeriet er det besluttet, at struktureffekten af CO₂-afgiften indregnes som en procentvis reduktion i produktionen i forhold til den forventede baseline før

aftalen. Samtidig skønnes nye indtægtskilder i form af salg af CO₂e-kreditter i transportsektoren og udnyttelse af overskudsvarme at trække i retning af øget aktivitet. Samlet set skønnes aktiviteten at være lavere i 2030 end 2024.

- *Teknisk effekt - Ændringer i produktionens sammensætning og energiforbrug:* De tekniske effekter dækker over, at produktionen samtidig skønnes at blive mindre fossilintensiv. Det skyldes tekniske tiltag som elektrificering og anvendelse af grøn brint, der reducerer behovet for raffinaderigas og dermed udledningen pr. produceret enhed.

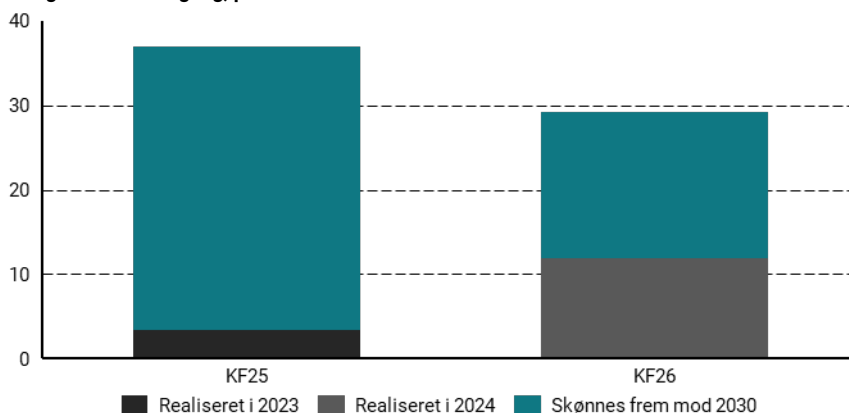
Det bemærkes, at en aktivitetsnedgang og tekniske reduktioner kan realiseres på anden vis, fx ved iblanding af bioolier og gennem energieffektiviseringer. Dertil kan ændringer i de skønnede strukturelle eller tekniske reduktioner være indbyrdes påvirkelige, hvormed fx færre strukturelle reduktioner kan medføre flere tekniske reduktioner. Reduktioner i raffinaderiernes udledninger bør derfor ansues samlet og ikke isoleres til de opdeltede effektskøn.

Der blev i KF25 skønnet en reduktion i raffinaderiernes udledning på 37 pct. i 2030 i forhold til 2021. Som følge af indregning af nye indtægtskilder fra salg af CO₂e-kreditter og udnyttelse af overskudsvarme skønnes en øget produktion på raffinaderierne, hvor den skønnede reduktion i raffinaderiernes udledning i KF26 justeres til 29 pct. i 2030 i forhold til 2021, jf. *figur 26.6*. I 2024 har de danske raffinaderier reduceret de samlede udledninger med 12 pct. i forhold til 2021.

Der er med KF26 således både tale om en nedjustering af den samlede reduktion i raffinaderiernes udledninger frem mod 2030 samtidig med, at en væsentlig del af den samlede reduktion allerede er realiseret. Det indebærer, at der frem mod 2030 skønnes en mindre reduktion end tidligere skønnet.

Figur 26.6

Realiserede reduktioner i udledninger fra raffinaderier i KF26 for 2024, samt skønnede reduktioner frem mod 2030, som endnu ikke er realiseret, i forhold til 2021, fordelt på tekniske reduktioner og aktivitetsnedgang, pct.



Kilde: Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet.

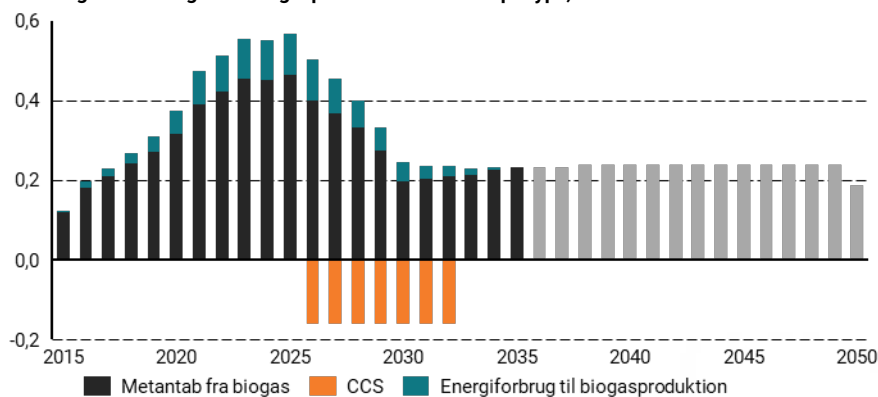
26.5 Udvikling i biogasproduktionen

Udledninger forbundet med biogasproduktion skyldes primært metantab og forbrug af fossile brændsler (ledningsgas) til selve biogasproduktionen. Biogasproduktionen har yderligere et elforbrug, der bl.a. anvendes til opgradering af biogas til ledningsgas. Anvendelse af gylle til biogasproduktion bidrager med reduktioner i landbruget som følge af forbedret gyllehåndtering. Reduktionerne for disse opgøres under kapitel 19 *Landbrugsprocesser*.

Biogasproduktionen udledte ca. 0,6 mio. ton CO₂e i 2024, hvoraf størstedelen kom fra metantabet. De samlede udledninger skønnes at falde frem mod 2030 til ca. 0,1 mio. ton CO₂e. Reduktionen følger af etableringen af CCS via NECCS-puljen og metantabsreguleringen, der skønnes at reducere metantabet til 1 pct. frem mod 2030, samt en øget andel af grøn gas i forbruget af ledningsgas, jf. figur 26.7.

Figur 26.7

Drivhusgasudledninger fra biogasproduktionen fordelt på type, mio. ton CO₂e



Anm: Der er yderligere 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.

Fremskrivningen af energiforbruget til biogasproduktion er beregningsteknisk fastfrosset til seneste statistiske år, jf. *KF26 forudsætningsnotat produktion af olie, gas og VE-brændstoffer*.

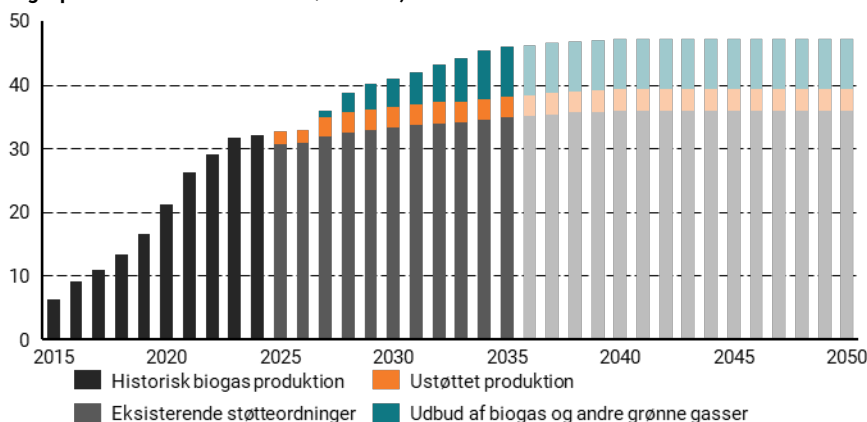
Produktion af biogas

Biogasproduktionen fortrænger naturgas på tværs af sektorer og bidrager dermed til tværgående reduktioner. I 2024 medførte en samlet biogasproduktion på ca. 32 PJ en fortrængning svarende til ca. 1,8 mio. ton fossil CO₂. Produktionen af biogas i Danmark forventes at stige betydeligt frem mod 2035 og skønnes til ca. 46,0 PJ, hvilket vil fortrænge ca. 2,6 mio. ton fossil CO₂, jf. figur 26.8. Stigningen skyldes bl.a. følgende faktorer:

- Der er planlagt fem udbud til biogas og andre grønne gasser i perioden 2026-2030. Der er afsat 13 mia. kr. (2021-priser) til en 20-årig støtte via udbuddet gennem *Klimaaftalen for energi og industri mv.* af 22. juni 2020 samt *Klimaafale om grøn strøm og varme 2022* af 25. juni 2022. Det bemærkes, at biogasudbuddene udgør over halvdelen af den samlede vækst i biogasproduktionen, hvormed de i 2030 og 2035 skønnes at fortrænge ca. 0,2 og 0,4 mio. ton fossil CO₂. Det bemærkes, at beslutning om åbning af udbuddet udestår.
- Der skønnes en højere udnyttelse af de tildelte årnormer ud i tid på de eksisterende støtteordninger grundet forbedrede rammevilkår, hvilket også bidrager til en forøgelse af produktionen på både nye og eksisterende anlæg, jf. *nedenfor*.
- Det skønnes at være rentabelt at fortsætte produktionen på biogasanlæg efter endt støtteperiode.

Figur 26.8

Biogasproduktionen fordelt efter støttevilkår, PJ



Anm: Der er yderligere 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*. Dertil kommer, at en andel af biogas-anlæggene under eksisterende støtteordning har frasagt sig støtten og i stedet baserer deres indtjening på markedsvilkår, herunder salg af oprindelsesgarantier.

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 andel af grøn gas i gassystemet, der skønnes at nå over 100 pct. fra og med 2035, *jf. afsnit 26.5*.

Metantab fra biogasanlæg

Biogassektorens drivhusgasudledninger består hovedsageligt af metantab som følge af lækage fra biogasanlæggene. Med *Klimaaf tale om grøn strøm og varme 2022* blev der aftalt en regulering af metantab fra biogasanlæg, som trådte i kraft den 1. januar 2023. Reguleringen indeholder krav til biogasanlæg om implementering af et egenkontrolprogram og en årlig anlægsgennemgang med lækagesøgning udført af en uafhængig tredjepart. Biogasanlæg med opgraderingsfaciliteter er desuden pålagt at reducere metantabet fra opgraderingsanlægget til maksimalt 1 pct. Fremskrivningen af metantab fra biogasanlæg er gengivet i boks 26.1, *jf. KF26 Forudsætningsnotat Produktion af olie, gas og VE-brændstoffer*.

Boks 26.1**Metode for metantab fra biogasanlæg i KF26**

Teknologisk Institut har for Energistyrelsen foretaget en målekampagne af metantab fra biogasanlæg i perioden 2024-2025. På baggrund af de gennemførte målinger opgøres den gennemsnitlige emissionsfaktor for biogassektoren som helhed til 2,8 pct. Hertil bemærkes, at en del større projekter enten allerede er igangsat eller forventes igangsat på baggrund af reguleringen, men endnu ikke er implementeret. Den fulde effekt af reguleringen forventes derfor først at blive materialiseret i løbet af de kommende år.

Energistyrelsen vurderer samlet set, at målekampagnens resultater for måleperioden 2024-2025 ikke direkte kan overføres til 2030, fordi den fulde effekt af metantabsreguleringen ikke forventes at have materialiseret sig endnu. Energistyrelsen vurderer ikke, at resultaterne af måleprogrammet udgør et tilstrækkeligt og retvisende grundlag til at ændre skønnet for metantabet fra biogassektoren, som er fastsat til 1 pct. i 2030. Der vurderes behov for at få afdækket, om 1 pct. er et retvisende udtryk for, hvad metantabet kan forventes nedbragt til i 2030.

På baggrund af ovenstående antages metantabet i KF26 således at følge en lineær reduktion fra de seneste målinger på 2,8 pct. i 2025 til 1 pct. metantab i 2030.

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*

26.6 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 konverteres videre til andre brændstoffer, såsom ammoniak, metanol, metan eller jetfuel, som med en samlebetegnelse kaldes elektrobrændstoffer eller e-brændstoffer.

I KF26 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 ca. 100 MW i 2025 til ca. 1200 MW i 2031 baseret på kendte projekter i pipeline og skøn for det tyske "Auction-as-a-service" udbud i den Europæiske Brintbank. Formålet med udbuddet er at støtte grøn brint tilkøbt det danske brintrør "Syvtallet". Dette niveau fastholdes frem mod 2050, hvor der ligger en

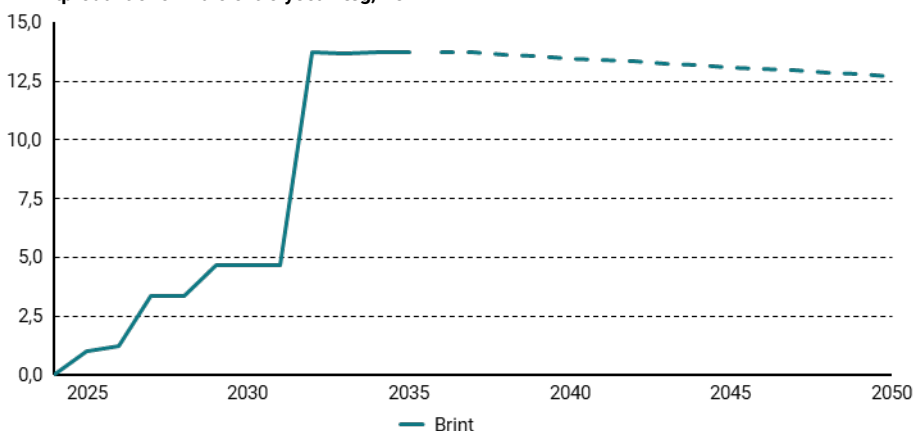
antagelse om, at projekter, der modtager støtte, forbliver i drift i hele dets tekniske levetid, jf. forudsætningsnotat om produktion af olie, gas og VE-brændstoffer.

Det antages i KF26, at der etableres 808²³ MW elektrolysekapacitet i forbindelse med det tyske brint-udbud, hvilket skønnes at svare til bookingkravet for det danske brintrør Syvtallet. Det skønnes dermed i KF26 med betydelig usikkerhed, at det tyske brint-udbud kan afstedkomme en realisering af den politiske aftale om *Brintinfrastruktur til Tyskland: Muliggørelse af Syvtallet af 6. februar 2025*.

Det skønnes, at produktionen af brint stiger til ca. 14 PJ frem mod 2032 som følge af den skønnede udbygning af elektrolysekapacitet, jf. figur 26.9. Stigningen i produktionen af brint svarer til et elforbrug til elektrolyse på ca. 6 TWh i 2032.

Figur 26.9

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 stiplede.

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), samt en eventuel fortrængning af fossile brændstoffer i KF26.

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, hvilket kan påvirke udfaldet af det tyske brint-udbud.

²³ Baseret på antagelse om 5000 fuldlasttimer

Derudover påvirkes PtX-markedet bl.a. af en række EU-regulativer, der kan 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:** Gradvist stigende iblandingskrav for bæredygtige flybrændstoffer i luftfarten i EU fra 2025, inkl. et gradvist stigende underkrav om iblanding af syntetiske flybrændstoffer (herunder PtX-flybrændstoffer) fra 1,2 pct. i 2030, stigende til 35 pct. i 2050.
- **VEIII-direktivet:** Krav om anvendelse af PtX i transport og industri, herunder 42 pct. og 60 pct. grøn brint i industriens samlede brintforbrug i henholdsvis 2030 og 2035.

Selvom den europæiske efterspørgsel kan forventes at stige, indregnes der ikke yderligere elektrolysekapacitet i KF26. 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.

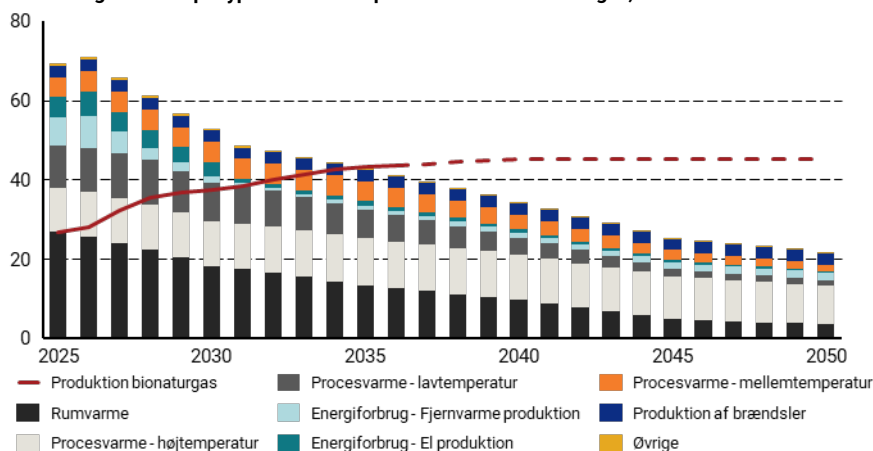
Den 7. maj blev det offentliggjort, at to projekter lokaliseret i Danmark har modtaget tilsgavn om støtte til samlet 400 MW elektrolysekapacitet gennem Den Europæiske Brintbank. Som følge af tidspunktet for offentliggørelsen indgår støtten ikke i grundlaget for den skønnede udvikling i PtX-produktion i KF26. En inkludering ville ikke nødvendigvis påvirke den skønnede PtX-produktion, da der i KF26 allerede indgår etablering af det såkaldte syvtal og 800 MW Brint/PtX produktion relateret hertil.

26.7 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, jf. *figur 26.10*.

Figur 26.10

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



Anm: Der er yderligere 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 bruges til rumvarme i erhverv, jf. kapitel 28 Husholdninger og kapitel 29 Serviceerhverv.

Gasforbruget til el- og fjernvarmeproduktion skønnes at falde betydeligt frem mod 2031 som følge af omstillingen til elkedler og varmepumper i fjernvarmesektoren, jf. kapitel 24 El og fjernvarme.

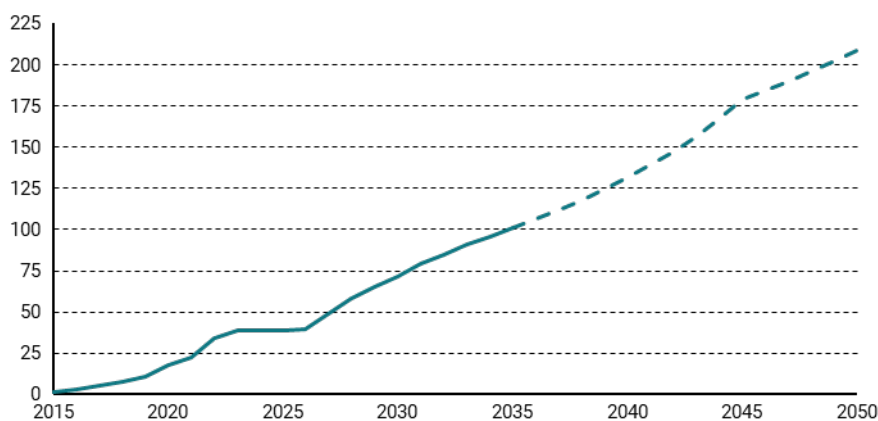
Gasforbruget til højtemperaturprocesser skønnes at være omtrent uændret, hvilket skyldes, at det vurderes vanskeligt at opnå de nødvendige temperaturer med varmepumper, samt at andre procesforhold kan vanskeliggøre elektrificering, og at cementproduktionen ikke skønnes omstillet til gas i KF26, jf. kapitel 22 Fremstillings- og byggeanlægserhverv. 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.

Gasforbruget skønnes at være større i samtlige sektorer, mens biogasproduktionen skønnes lavere i KF26 i forhold til KF25. Bl.a. fremskrives gasprisen til at være lavere i KF26 i forhold til KF25, hvilket skønnes at reducere omstillingshastigheden fra gas til andre brændsler og forringe rentabiliteten i biogasproduktion.

Produktionen af opgraderet biogas udgjorde i 2024 ca. 38 pct. af det danske gasforbrug. Det skønnes med KF26, at produktionen af opgraderet biogas i 2026 og 2030 vil udgøre henholdsvis 40 pct. og 71 pct. af det samlede ledningsgasforbrug. Fra og med 2035 skønnes produktionen af opgraderet biogas at overstige det samlede danske forbrug af ledningsgas, hvorfor andelen af grøn gas opgørelsesmæssigt derved vil overstige 100 pct., jf. figur 26.11.

Figur 26.11

Produktionen af opgraderet biogas relativt til det danske ledningsgasforbrug, pct.



Anm: Der er yderligere 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.

26.8 Usikkerhed og følsomhedsberegninger

Usikkerheder omkring udledninger fra olie-, gas- og VE-brændstofproduktionen vurderes især at være knyttet til fremskrivning af raffinaderiernes produktion og udledninger fra biogasproduktion. For raffinaderierne består usikkerheden dels i effektskønnet for omkostninger ved CO₂-afgiften, indtægter fra salg af kreditter og overskudsvarme, samt den langsigtede aktivitet i takt med olie- og gasindvindingen i Danmark lukkes ned og transportsektoren omstilles. For udledninger fra biogasproduktion er usikkerheden knyttet til fremskrivningen af den samlede biogasproduktion, hastigheden for implementering af tiltag til reduktion af metantab, samt omstillingen af ledningsgasforbruget til grøn gas.

Fremskrivningen af elforbruget til det tyske brintudbud er forbundet med betydelig usikkerhed, da resultatet af det tyske udbud først forventes offentliggjort efter KF26. I KF26 lægges det beregningsteknisk til grund, at brintudbuddet medfører en elektrolysekapaci-

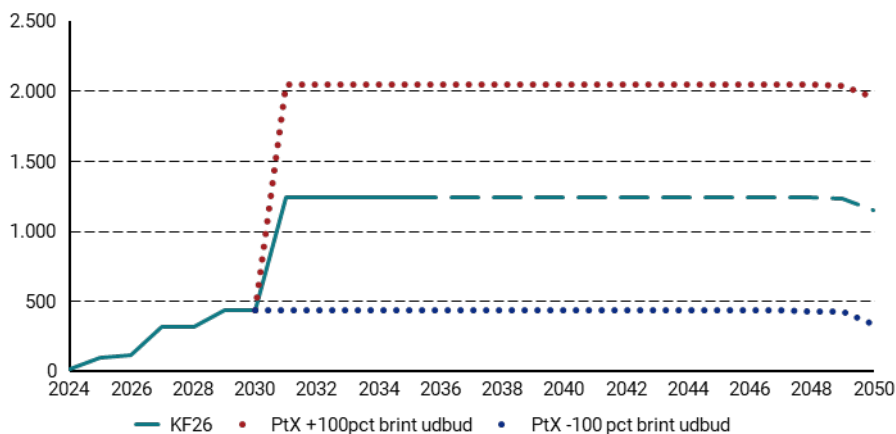
tet på 808 MW svarende til bookingkravet på 500 MW brint for det danske brintrør. Udbuddet ventes enten ikke at blive realiseret, dvs. 0 MW, eller realiseret med mindst 808 MW elektrolysekapacitet, da en eventuel udbygning mellem disse to niveauer kan udløse, at aktører med tilsagn om støtte kan frasige sig støtten, hvis brintinfrastrukturen ikke etableres. Dette skyldes bookingkravet om minimum 500 MW brint på Syvtallet, som betyder, at det ikke vurderes sandsynligt med en elektrolyseudbygning mellem 0 og 808 MW, da bookingkravet ellers ikke ville være opfyldt.

Ændringer i elforbruget til PtX kan påvirke både nettoeksportbalancen og rentabiliteten i elproduktionen. For at undersøge, hvor følsomme KF26 resultaterne er over for de overstående usikkerheder, er der gennemført en følsomhedsanalyse af PtX-udbygningen.

Følsomhedsberegning for PtX angår omfang, tidsplan og markedsudvikling. Det tyske brintudbud indgår i KF26 som den største enkeltstående usikkerhed i forhold til elforbruget, og der forventes offentliggørelse af budvindere i maj/juni 2026.

Der er gennemført en følsomhedsberegning med en variation på +/- 100 pct. af den indregnede elektrolysekapacitet fra det tyske brintudbud for at belyse påvirkningen af elsystemet. Dette medfører en følsomhed i elektrolysekapaciteten på henholdsvis 400 og 2.000 MW fra 2031 og frem, jf. figur 26.12, svarende til en ændring i det samlede danske elforbrug på +/- 5 pct.

Figur 26.12
Elektrolysekapacitet i KF26 og følsomheder, MW



Kilde: Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet.

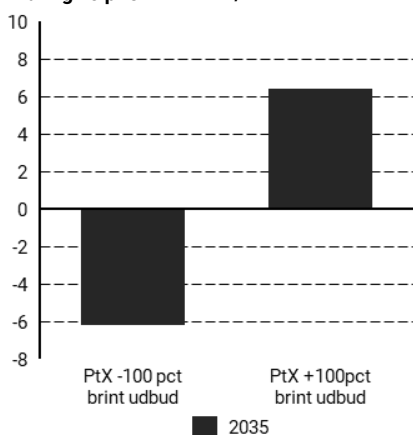
Det skønnes i begge følsomhedsberegninger, at ændringer i elektrolysekapaciteten ikke påvirker de danske udledninger. Dette følger af, at et øget elforbrug primært skønnes at medføre en stigning i importen af elektricitet, og dermed ikke leder til højere udledninger i Danmark. Det bemærkes desuden, at det i henhold til udbudsbetingelserne af det tyske udbud antages, at den fulde produktion af grøn brint eksporteres.

I følsomhedsberegningen, hvor brintudbuddet ikke fører til udbygning af elektrolysekapaciteten, skønnes det samlede elforbrug at falde i forhold til KF26-grundforløbet, samt et mindre fald i elproduktion. Dette indebærer, at Danmark i 2035 skønnes at importere ca. 3,8 TWh mindre el, hvilket øger nettoeksporten tilsvarende, jf. figur 26.14. Samtidig reduceres elprisen i DK1 med ca. 9 kr./MWh i 2035, jf. figur 26.13.

Omvendt medfører en fordobling af elektrolysekapaciteten et øget elforbrug og en mindre stigning i elproduktion, hvilket reducerer eksporten af elektricitet med ca. 3,9 TWh i 2035 og øger elprisen i DK1 med ca. 9 kr./MWh i forhold til KF26-grundforløbet.

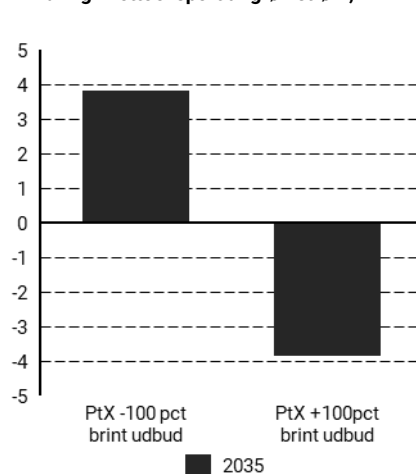
Figur 26.13

Ændring i elpris i DK1 DKK/MWh



Figur 26.14

Ændring i nettoeksport af grøn strøm, TWh



Kilde: Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet.