



Klimastatus og –fremskrivning 2023 (KF23): Indvinding af olie og naturgas samt raffinaderier

Sektornotat nr. 7A

Center
Systemanalyse

Dato
22-05-2023

J nr. 2023-4846

Indholdsfortegnelse

1. KF23 forløbet: Status og fremskrivning til 2035.....	2
2. Analyse af KF23 forløbet	3
2.1 Overordnet udvikling i sektoren frem til 2035.....	3
3. Kvalificering af KF23 forløbet.....	8
3.1 Sammenligning med sektorens udledninger i KF22	8
3.2 Usikkerhed og følsomhedsberegninger	8
3.3 Planlagt udvikling fremadrettet	10
4. Kilder	11
5. Bilag	12
Bilag 5.1 Biogene energirelaterede CO ₂ -udledninger fra sektoren.....	12
Bilag 5.2 Indikatorer for sektoren	12

Dette sektornotat er en del af Klimastatus og –fremskrivning 2023 (KF23). KF23 er en såkaldt frozen policy fremskrivning, hvilket indebærer, at udviklingen i fremskrivningen er betinget af et ”politisk fastfrossent” fravær af nye tiltag på klima- og energiområdet ud over dem, som Folketinget eller EU har besluttet før 1. januar 2023 eller som følger af bindende aftaler. KF23 resultaterne og de bagvedliggende analyser i sektornotaterne skal derfor ses i denne frozen policy kontekst. For yderligere information om frozen policy tilgangen, se KF23 sektorforudsætningsnotat Principper og politikker kapitel 1 Principper for frozen policy.



1. KF23 forløbet: Status og fremskrivning til 2035

I Danmark indvindes og produceres en række forskellige brændsler, herunder fossil olie og gas. Danmark har været nettoeksportør af gas siden midten af 1980'erne, og det forventes at Danmark fortsat vil være nettoeksportør af gas i hele fremskrivningsperioden, bortset fra årene 2022- 2024 på grund af genopbygning af anlæggene på Tyrafeltet. Danmark har været nettoeksportør af olie i perioden fra midten af 1990'erne og frem til midten af 2010'erne, men har herefter været nettoimportør af olie, hvilket forventes at fortsætte i hele fremskrivningsperioden (Energistyrelsen, 2022).

Nærværende notat omhandler udledninger forbundet med olie- og gasindvinding i Nordsøen samt raffinaderivirksomhed. Udledningerne fra sektoren knytter sig til fire kilder.

1. Egetforbrug af fossile brændsler: I forbindelse med indvinding af olie og gas benyttes naturgas som brændstof på platformene til drift af gasturbiner generatorer m.v., mens raffinaderierne langt overvejende benytter raffinaderigas¹ til deres produktionsprocesser. Egetforbruget af fossile brændsler til indvinding af olie og gas og på raffinaderierne er årsag til udledninger af drivhusgasser, primært CO₂. Energiforbruget til indvinding af olie og gas og raffinaderier opgøres særskilt i klimafremskrivningen.
2. Flaring: Flaring er betegnelsen for afbrænding af gas, der af sikkerhedsmæssige eller anlægstekniske grunde ikke nyttiggøres. Flaring er både årsag til udledninger, primært CO₂, via selve afbrændingen, og årsag til flygtige udledninger. Der foregår flaring på indvindingsplatformene i Nordsøen og på raffinaderierne. Rutineflaring indrapporteres af aktørerne og indgår også i KF23.
3. Flygtige udledninger² stammer fra indvinding af olie og gas, raffinering og i forbindelse med flaring.
4. El- og fjernvarmeproduktion på raffinaderierne, hvor der bruges raffinaderigas.³

Figur 1 viser udviklingen i de samlede udledninger fra olie- og gasindvinding og raffinaderier. Udledningerne var samlet ca. 2 mio. ton CO₂e i 2021, og forventes under fravær af nye virkemidler at være faldende efter 2024 til ca. 1,9 mio. ton

¹ Raffinaderigas opstår som et biprodukt ved raffinaderiers bearbejdning af råolie.

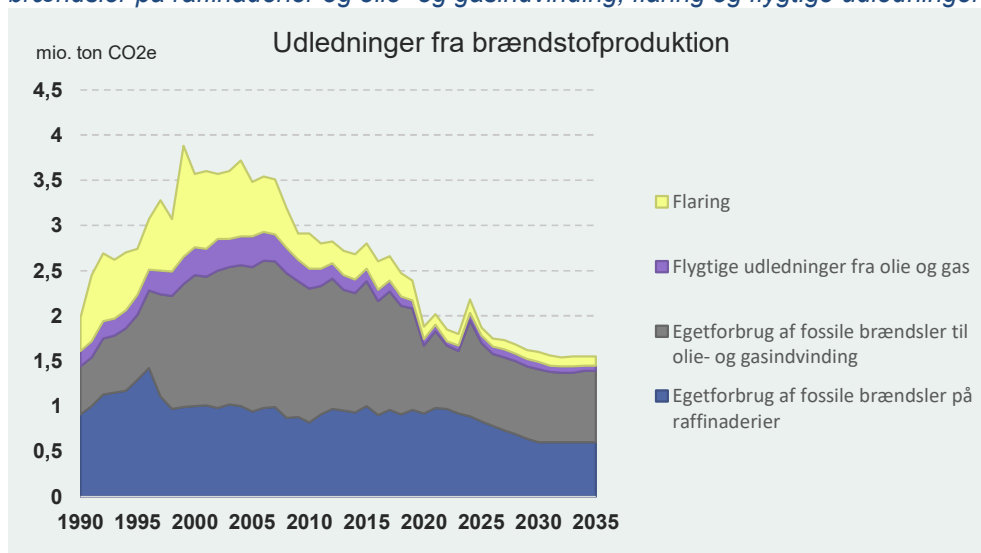
² Flygtige udledninger beskrives i DCE's årlige baggrundsrapport (DCE, 2022).

³ I overensstemmelse med FN opgørelsesreglerne placeres udledninger forbundet med el- og varmeproduktion hos private producenter i den sektor, de private producenter i øvrigt tilhører (fx fremstillingserhverv og raffinaderier), jf. kap. 3 i KF23 forudsætningsnotatet om Principper og politikker.



CO₂e i 2025 og ca. 1,6 mio. ton CO₂e i både 2030 og 2035. Den primære årsag til ændringer i udledningerne i årene 2018-2023 er ombygningen af indvindingsplatformen på Tyráfeltet, som forventes at være i drift igen i 2024. De væsentligste kilder til udledninger er forbrug af fossile brændsler på raffinaderierne og indvindingsplatformene. I 2030 og 2035 forventes egetforbrug af fossile brændsler at udgøre mere end 80 pct. af sektorens samlede udledninger, mens flaring og flygtige udledninger fra olie og gas samt udledninger fra produktion af el- og fjernvarme på raffinaderierne udgør en mindre del af udledningerne.

Figur 1: Udledninger fra brændstofproduktion fordelt på egetforbrug af fossile brændsler på raffinaderier og olie- og gasindvinding, flaring og flygtige udledninger



Note. Flaring er her præsenteret inklusiv flygtige udledninger ifm. flaring.

2. Analyse af KF23 forløbet

Dette afsnit beskriver den forventede udvikling i de to undersektorer indvinding af olie og gas og raffinaderivirksomhed.

2.1 Overordnet udvikling i sektoren frem til 2035

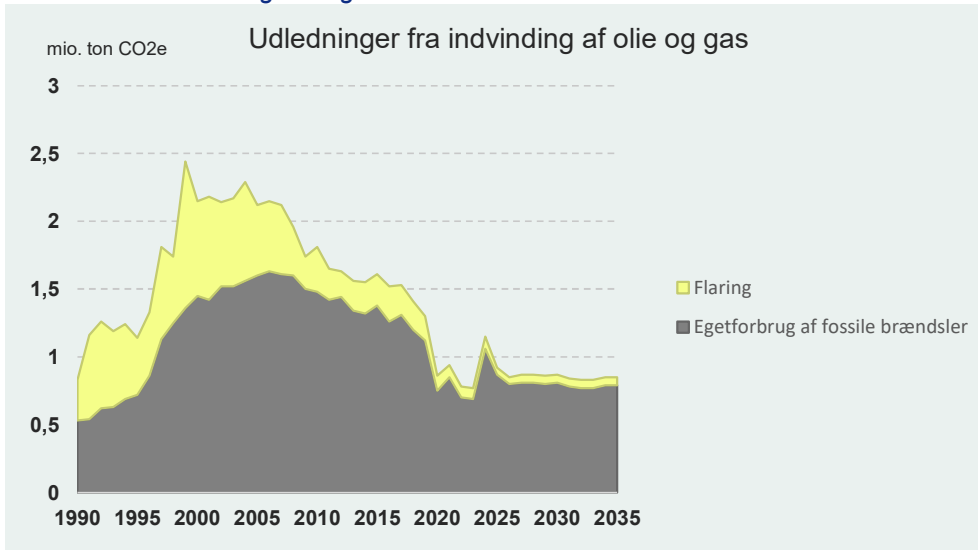
2.1.1 Olie- og gasindvindingen i Nordsøen

Udledninger fra olie- og gasindvinding i Nordsøen skyldes dels energiforbruget på platformene, som i dag primært dækkes af naturgasfyrede gasturbiner, og dels flaring.

Figur 2 viser den forventede udvikling i udledningerne fra indvinding af olie og gas i den danske del af Nordsøen i perioden 1990 til 2035.



Figur 2: Udledninger fra indvinding af olie og gas i Nordsøen fordelt på egetforbrug af fossile brændsler og flaring



Note: Flaring er her præsenteret inklusiv flygtige udledninger ifm. flaring. Indvindingen fra det norske felt Trym behandles på det danske anlæg ved Haraldfeltet, og indgår i opgørelsen af egetforbrug og flaring. Indvindingen fra det danske felt Ravn behandles på tysk område, og egetforbrug og flaring indgår derfor ikke i den danske opgørelse.

Udledningerne fra indvinding af olie og gas toppede i 1999 på ca. 2,4 mio. ton CO₂ og har sidenhen været faldende på grund af reduceret indvinding af olie og gas grundet aldrende olie- og gasfelter. Udledningerne har været reduceret yderligere i perioden 2020-2022, fordi indvindingsplatformen på Tyråfeltet har været under ombygning. Tyråkomplekset skulle være idriftsat i 2022, men idriftsættelsen er udskudt til vinteren 2023/2024. Stigningen i udledninger i midten af 2020-erne skyldes således primært idriftsættelsen af Tyråkomplekset 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 aldrende felter, og at det genopbyggede anlæg ved Tyråfeltet forventes at være mere effektivt. Disse forhold forventes at reducere flaring og egetforbruget af naturgas. I 2030 og 2035 forventes udledningerne fra olie- og gasindvinding at være hhv. ca. 0,9 og 0,8 mio. ton CO₂.

Udledningerne er fremskrevet på baggrund af forventninger til den fremtidige indvindingsaktivitet i Nordsøen og forventninger til den teknologiske udvikling. Tre elementer påvirker fremskrivningen af indvindingsaktiviteter i Nordsøen:

1. Indvinding fra eksisterende felter og nye, kendte felter
2. Anvendelse af ny teknologi
3. Indvinding fra fremtidige, nye fund.

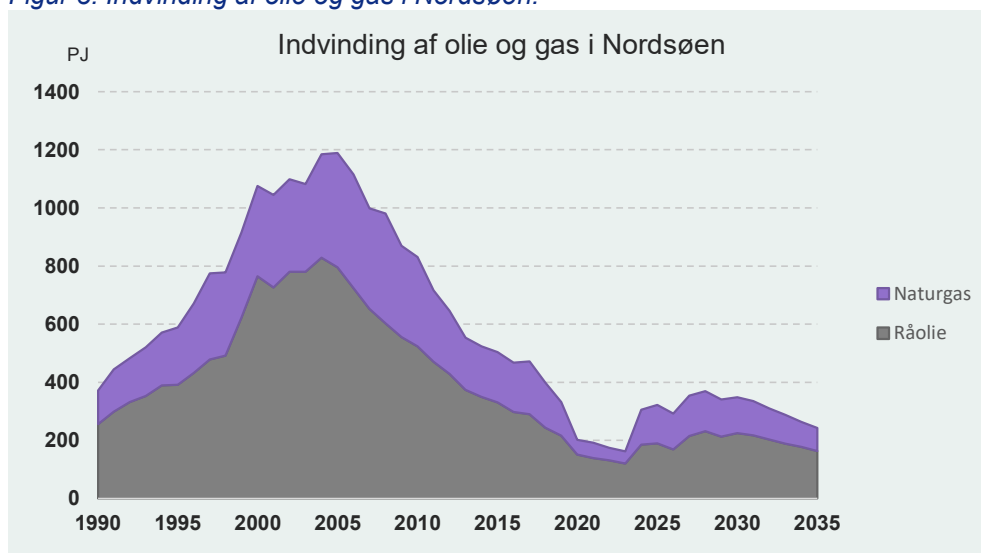


Det gælder, at usikkerheden om aktiviteten stiger med tiden frem mod 2035. Bidragene fra ny teknologi og idriftsættelse af nye olie- og gasfelter er særligt behæftet med stor usikkerhed.

Fremskrivningen af indvinding af olie og gas i Nordsøen samt egetforbrug og flaring er baseret på Energistyrelsens rapport 'Ressourceopgørelse og prognose', (Energistyrelsen, 2022), som er en årlig udgivelse. Fremskrivningen af indvindingen fra eksisterende felter er baseret på operatørernes skøn. For yderligere information om forudsætningerne, se forudsætningsnotat om produktion af olie, gas og VE-brændstoffer.

Figur 3 viser udviklingen fra 1990 til 2035 i indvindingen af olie og gas i Nordsøen fordelt på råolie og naturgas. Indvindingen af olie og gas i Nordsøen var på ca. 370 PJ i 1990, og voksede i de efterfølgende år, indtil indvindingen toppede i midten af 00'erne på ca. 1200 PJ og herefter har været faldende. Den faldende indvinding fra den danske del af Nordsøen skyldes, at det danske område er modent med mange aldrende felter. Indvindingen forventes at stige frem mod 2027 sammenlignet med 2020, bl.a. som følge af genopbygningen af anlægget ved Tyråfeltet, som forventes i fuld operation fra vinteren 2023/2024, og idriftsættelsen af en række andre, mindre projekter, hvor udledningen er størst i begyndelsen af driftsfasen. Efter 2027 forventes indvindingen atter at falde grundet aldrende felter. Den forventede indvinding af olie og gas i Nordsøen i 2035 er ca. 230 PJ, heraf ca. 65 PJ gas og 165 PJ olie.

Figur 3: Indvinding af olie og gas i Nordsøen.



Fremskrivningen af olie- og gasindvindingen i KF23 inkluderer effekten af 'Aftale om fremtiden for olie- og gasindvinding i Nordsøen' (Regeringen m.fl, 2020). Med aftalen er der sat en slutdato i 2050 for indvinding af olie og gas i den danske del af



Nordsøen. Der er fortsat mulighed for eventuelle nye licenser i den danske del af Nordsøen frem til 2050 via naboblok og/eller mini-runde proceduren.

Foruden de direkte effekter af aftalen, som vedrører efterforskning og teknologi, er der mulige indirekte effekter såsom reduceret investeringsvilje i den danske del af Nordsøen. Energistyrelsen har siden sidste års prognose for olie- og gasindvinding observeret tegn at der udestår investeringsbeslutninger. Grunden til at det i den årlige prognose er observeret udestående investeringsbeslutninger mv. kan bl.a. skyldes spørgsmålet om rammevilkår op til indgåelse af aftalen.

2.1.2 Raffinaderivirksomhed

Udledninger i forbindelse med raffinering skyldes primært egetforbrug af fossile brændsler og derudover er der en mindre andel udledninger forbundet med flaring. Endvidere leverer raffinaderierne 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 formelt tilskrives raffinaderierne.

På raffinaderierne forarbejdes råolien til bl.a. benzin og diesel via en række processer, der bl.a. kræver opvarmning til høje temperaturer. Energiforbruget på raffinaderierne dækkes hovedsageligt af raffinaderigas, som er et oliebyprodukt. Idet raffinaderigas er et fossilt brændsel, er afbrændingen af denne forbundet med drivhusgasudledninger. Udledningen fra raffinering afhænger dels af de producerede brændstoftyper, dels af de benyttede teknologier.

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

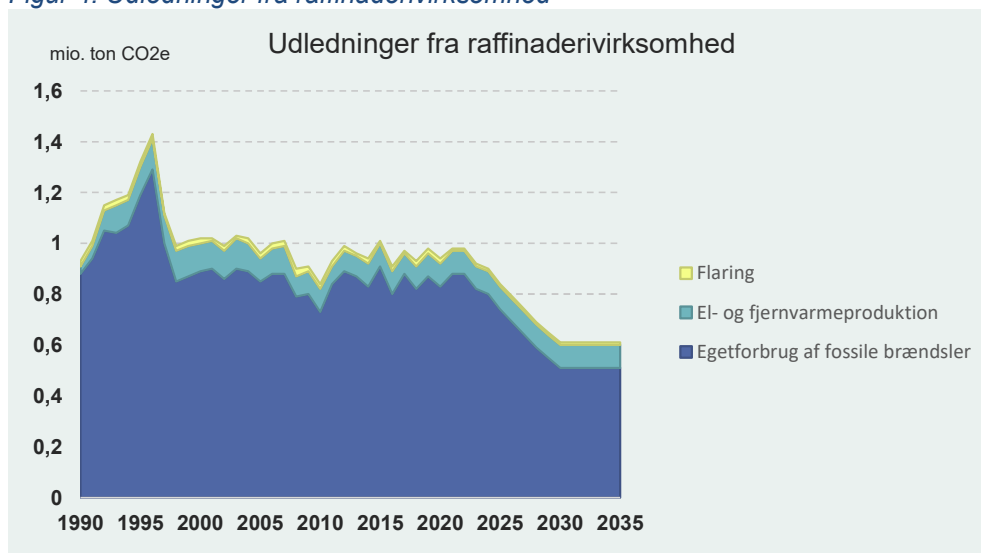
Figur 4 viser, at raffinaderierne udledte 1,0 mio. CO₂e i 2021, hvoraf størstedelen skyldtes egetforbrug af fossile brændsler. Produktionen på raffinaderierne har været forholdsvis konstant siden slutningen af 1990'erne med kun en svag stigning i produktionsaktivitet, der er blevet modsvaret af løbende effektiviseringer, hvilket betyder, at egetforbruget har været stort set konstant. Fremadrettet er det i KF23 antaget, at energiforbruget til brændstofproduktionen på raffinaderierne er faldende frem mod 2035 (jf. forudsætningsnotat om produktion af olie, gas og VE-brændstoffer) som følge af aftale om grøn skattereform (Aftale om grøn skattereform for industri, 2022). Aktiviteten på raffinaderierne er i KF23 bestemt ud fra de beregninger af struktureffekter der blev anvendt i forbindelse med Aftale om grøn skattereform for industri mv. fra juni 2022 (Aftale om grøn skattereform for industri, 2022). De beregnede struktureffekter er i aftalen opgjort på baggrund af samme modelapparat som er anvendt til Ekspertgruppen for en grøn skattereforms



første delrapport. Struktureffekten for raffinaderierne kan siges at afspejle en sandsynlighed for at produktionen lukker. Det er imidlertid ikke muligt direkte at indregne lukningssandsynligheder 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 ift. den forventede baseline før aftalen. Aktivitetsniveauet bestemt med denne metode vil blive suppleret af følsomhedsberegninger.

Beregningsmetode til opgørelse af effekter i regi af grøn skattereform er beskrevet i et dokumentationsnotat, der er offentliggjort i tilknytning til Ekspertgruppens første delrapport (Dokumentationsnotat, 2022). Sandsynlighed for at produktionen lukker er opgjort til 4 pct. i 2023 stigende til 29 pct. i 2030. De præcise struktureffekter, som er beregnet ved denne metode, er beskrevet i notatet "SKM Notat om effekter af Aftale om grøn skattereform for industri mv. til KF23".

Figur 4: Udledninger fra raffinaderivirksomhed



Note: Flaring er her præsenteret inklusiv flygtige udledninger ifm. flaring.

Raffinaderierne anvender fossil brint som en del af raffineringsprocesserne. Den fossile brint er et biprodukt fra raffinering af benzin. Der er på raffinaderierne mulighed for at anvende grøn brint (fremstillet ved elektrolyse), hvilket blandt andet er undervejs via et 300 MW elektrolyseanlæg på raffinaderiet i Fredericia til fremstilling af grøn brint. I grundforløbet i KF23 antages det, at indførelsen af en CO₂-afgift ifm. Grøn skattereform vil føre til effektivisering, elektrificering og brug af VE-brændstoffer, der her er indlagt som brug af grøn brint. Tilsammen fører det til mindske egetforbruget af raffinaderigas.



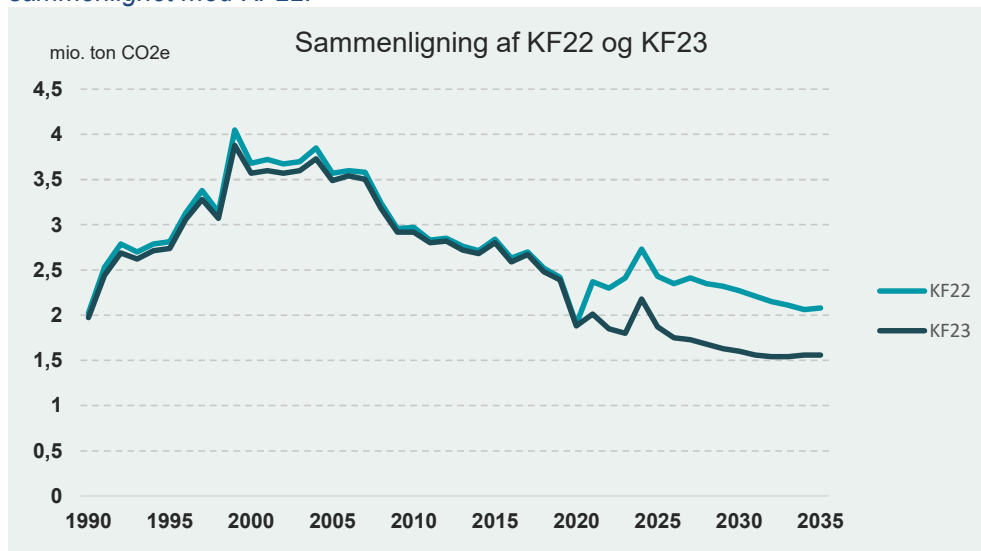
3. Kvalificering af KF23 forløbet

3.1 Sammenligning med sektorens udledninger i KF22

I dette afsnit sammenlignes sektorens samlede udledninger i KF23 med de tilsvarende udledninger for sektoren i KF22. Det skal i denne forbindelse bemærkes, at det generelt ikke vil være muligt entydigt at forklare alle ændringerne fra KF22 til KF23, da disse ændringer vil være det samlede resultat af både politiktiltag og ændrede generelle forudsætninger ift. fx priser og teknologi samt afledte effekter mellem sektorerne. I nogle tilfælde kan resultaterne endvidere også være påvirket af metode- og modeludvikling (som bl.a. beskrevet i KF23 sektorforudsætningsnotaterne).

Figur 5 viser udledningerne fra brændstofproduktion i KF23 sammenlignet med KF22. Forskellen skyldes primært ændringer i forventninger til indvinding af olie og gas ifm. idriftsættelsen af indvindingsplatformen på Tyråfeltet og idriftsættelsen af en række andre, mindre indvindingsprojekter (Energistyrelsen, 2022) samt forventning til nedgang i produktionen fra raffinaderierne som følge af indførelse af en CO₂-afgift ifm. Grøn skattereform (Dokumentationsnotat, 2022).

Figur 5. Fremskrivning af udledninger forbundet med brændstofproduktion i KF23 sammenlignet med KF22.



Note: Der er siden KF22 tilføjet et gastab fra gaskromatografer på et gasbehandlingsanlæg, og dette tab er blevet inkluderet i både den historiske opgørelse og i femskrivningen, hvorfor der ses en ændring i de historiske udledninger mellem KF22 og KF23

3.2 Usikkerhed og følsomhedsberegninger

3.2.1 Indvinding af olie og gas

Usikkerheden omkring den forventede olie- og gasindvinding er beskrevet i *Ressourceopgørelse og prognose* (Energistyrelsen, august 2022) og kort



opsummeret i KF23 forudsætningsnotat om produktion af olie, gas og VE-brændstoffer. Der er generelt usikkerhed om forventningen til indvinding af olie og gas, og usikkerheden er stigende jo længere ud i fremtiden, der prognosticeres for, hvilket bl.a. hænger sammen med usikkerhed omkring gennemførelse af ikke igangsatte projekter. Størstedelen af udledningerne fra olie-gasindvinding er kvoteomfattet, og den seneste stigning i kvoteprisen er ikke afspejlet i prognosen, da Nordsø-prognosen er fra august. Derudover er aftalen om grøn skattereform indgået efter rettighedshaverne i rapporteringer har indmeldt deres forventninger til prognosen, men prognosen bygger på rettighedshavernes vurderinger af fremtiden, herunder effekter af politikker.

3.2.2 Raffinaderier

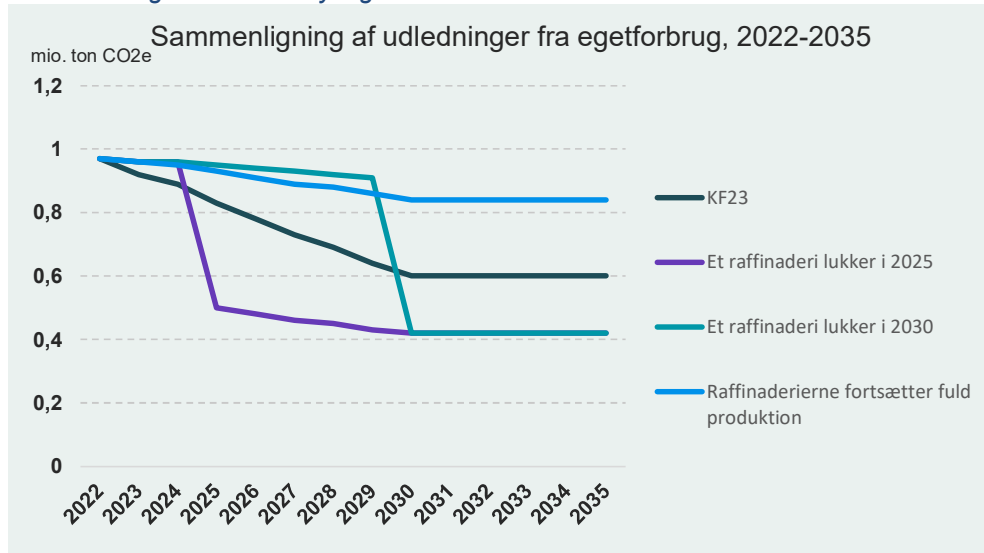
Fremskrivningen af raffinaderiernes energiforbrug er forbundet med en vis usikkerhed, og der har de sidste tyve år kun været små udsving i energiforbruget. Det store fald i produktionen, der er beregnet, tager ikke højde for de aktuelle højere priser på olieprodukter, der ses som konsekvens af krigen i Ukraine, da der endnu ikke er sikkerhed for, at der er tale om en langvarig, strukturel ændring. Det er derfor usikkert, hvorvidt CO₂-afgiften vil føre til en nettonedgang i produktionen.

Følsomhed: Fastholdelse af fuld produktion på raffinaderierne

Nedgangen i produktion for raffinaderierne kan siges at afspejle en sandsynlighed for at produktionen lukker. I ekspertgruppen for en grøn skattereform blev denne sandsynlighed opgjort til 4 pct. i 2023 stigende til 29 pct. i 2030. I stedet for at omsætte den skønnede lukningssandsynlighed til en egentlig produktionsnedgang, kan det antages, at der på raffinaderierne enten produceres på omtrent fuld kapacitet, eller slet ikke produceres. På denne baggrund er der lavet tre følsomhedsanalyser. En hvor det antages at raffinaderierne fortsætter produktionen på det nuværende niveau, og to hvor det antages at det ene raffinaderi lukker i hhv. 2025 og 2030.

Her vil udledningerne fra egetforbrug være hhv. 0,9 mio. ton CO₂e i 2025 og 0,8 mio. ton CO₂e i 2030, i stedet for de hhv. 0,8 og 0,6 mio. ton i KF23 grundforløbet. Ved lukning af et raffinaderi i 2025, vil udledningen falde til 0,5 mio. ton CO₂e, mens lukning af et raffinaderi i 2030 vil betyde en udledning fra egetforbruget af brændsler på 0,4 mio. ton. CO₂e. Figur 6 viser udledningerne fra egetforbrug i det centrale forløb sammenlignet med følsomhederne.

Figur 6. Følsomhedsberegninger på udledninger fra raffinaderiernes egetforbrug ved forskellige lukkesandsynligheder



3.3 Planlagt udvikling fremadrettet

Frem mod KF24 undersøges mulighederne for at videreudvikle håndteringen af raffinaderiernes udledninger i modellerne bag klimafremskrivningen.



4. Kilder

- Aftale om grøn skattereform for industri. (2022). Hentet fra <https://fm.dk/media/26070/aftale-om-groen-skattereform-for-industri-mv-a.pdf>.
- DCE. (2022). *Denmark's national inventory report 2022*. Hentet fra <https://dce2.au.dk/pub/SR494.pdf>
- Dokumentationsnotat. (2022). *Dokumentationsnotatet kan findes på Skatteministeriets hjemmeside: "Dokumentation og følsomhedsberegninger af effekter for erhverv og rumvarme"*. Hentet fra: <https://www.skm.dk/media/10987/dokumentationsnotat.pdf>.
- Energistyrelsen. (2022). *Ressourceopgørelse og prognose*. Energistyrelsen. Hentet 2. september 2020 fra <https://ens.dk/ansvarsomraader/olie-gas/rapporter-om-olie-og-gasaktiviteter>
- Regeringen m.fl. (2020). *Fremtiden for olie- og gasindvinding i Nordsøen af 3. december 2020*. Hentet fra <https://kefm.dk/Media/0/3/Nords%C3%B8aftale.pdf>.



5. Bilag

Bilag 5.1 Biogene energirelaterede CO₂-udledninger fra sektoren

Klimafremskrivningens opgørelse af sektorernes udledninger følger FN's opgørelsesregler, da udledningsopgørelsen ift. 70 pct. målsætningen ifølge klimaloven skal følge disse. CO₂-udledning fra forbruget af biomasse medregnes i LULUCF-sektoren i det land, hvor biomassen høstes. Ved afbrænding af dansk og importeret biomasse og biobrændsler til energiformål medregnes den heraf følgende biogene CO₂-udledning derfor ikke for at undgå dobbelttælling (jf. KF23 sektorforudsætningsnotat Principper og politikker, kapitel 3). Ifølge FN-reglerne skal CO₂-udledningerne fra forbruget af biomasse til energi dog opgøres og indberettes under et såkaldt "memo item". Dette bilag viser de samlede biogene energirelaterede CO₂-udledninger forbundet med forbrænding af biomasse og biobrændsler.

I KF23 er der ikke forbrænding af biomasse i forbindelse med indvinding af olie og gas eller produktion på raffinaderierne. I KF23 er derfor ingen biogene energirelaterede CO₂-udledninger i denne sektor.

Bilag 5.2 Indikatorer for sektoren

I Klimahandlingsplan 2020 blev der opstillet en række indikatorer, der fremadrettet kan bidrage til at vurdere fremdriften i omstillingen af de enkelte sektorer. I dette bilag præsenteres data for de indikatorer, der er relevante for produktion af olie, gas og VE-brændsler.

Der er ikke opstillet indikatorer for olie- og gasindvinding eller raffinaderier.