



## Klimastatus og –fremskrivning 2022 (KF22):

### Produktion af olie, gas og VE-brændsler

Sektornotat nr. 7A  
Opdateret juni 2022

**Kontor/afdeling**  
Systemanalyse

**Dato**  
01-07-2022

**J nr.** 2022-4923

mhvd / mis

## Indholdsfortegnelse

1. KF22 forløbet: Status og fremskrivning til 2035.....	2
2. Analyse af KF22 forløbet .....	4
2.1 Overordnet udvikling i sektoren frem til 2035.....	4
2.2 Tilbageværende udledninger i sektoren i 2030 og 2035.....	11
2.3 Udvalgte elementer i sektoren .....	12
3. Kvalificering af KF22 forløbet.....	13
3.1 Sammenligning med sektorens udledninger i KF21 .....	13
3.2 Usikkerhed og følsomhedsberegninger .....	13
3.3 Planlagt udvikling fremadrettet.....	15
4. Kilder .....	16
5. Bilag .....	16
Bilag 5.1 Biogene energirelaterede CO <sub>2</sub> -udledninger fra sektoren.....	16
Bilag 5.2. Indikatorer for sektoren .....	17

*Dette sektornotat er en del af Klimastatus og –fremskrivning 2022 (KF22). KF22 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 2022 eller som følger af bindende aftaler. KF22 resultaterne og de bagvedliggende analyser i sektornotaterne skal derfor ses i denne frozen policy kontekst. For yderligere information om frozen policy tilgangen, se KF22 forudsætningsnotat 2C om Principper for frozen policy.*

*Det skal endvidere bemærkes, at forudsætningerne for KF22, herunder også forudsætninger ift. brændselspriser og CO<sub>2</sub>-kvotepriis, er fastlagt ultimo 2021. Udviklingen i Ukraine og de deraf afledte effekter på energimarkeder og kvotemarked mv. i første kvartal 2022 er derfor ikke afspejlet i KF22 fremskrivningen.*

### Energistyrelsen

Carsten Niebuhrs Gade 43  
1577 København V

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

www.ens.dk



## 1. KF22 forløbet: Status og fremskrivning til 2035

I Danmark indvindes og produceres en række forskellige brændsler, herunder fossil olie og gas foruden VE-brændsler som biogas, biobrændstoffer og PtX-produkter. Danmark har været nettoeksportør af gas siden midten af 1980'erne, og det forventes at Danmark fortsat vil være nettoeksportør i hele fremskrivningsperioden, bortset fra årene 2021- 2023 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, bortset fra i 2027.<sup>1</sup>

Nærværende notat omhandler udledninger forbundet med produktion af olie, gas og VE-brændsler. Sektorens aktiviteter omfatter olie- og gasindvinding i Nordsøen, raffinaderivirksomhed, Power-to-X (PtX), produktion af biogas og produktion af biobrændstoffer. Sektorens fremadrettede aktiviteter kan blive påvirket af udviklingen i Ukraine, hvilket introducerer en usikkerhed, som ikke har været mulig at indarbejde i KF22.

Der er flere kilder til drivhusgasudledninger forbundet med produktion og raffinering af brændsler:

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 raffinaderigas til processerne. Egetforbruget af fossile brændsler til indvinding af olie og gas og på raffinaderierne er årsag til udledninger af drivhusgasser, primært CO<sub>2</sub>. Energiforbruget i form af egetforbrug af fossile brændsler til indvinding af olie og gas og raffinaderier opgøres særskilt i KF22. Energiforbrug til produktion af biogas og biobrændstoffer opgøres ikke særskilt i KF22 grundet manglende datagrundlag, og derfor opgøres udledningerne heller ikke. Energiforbruget til Power-to-X dækkes af el, som beskrives i KF22 sektornotat 8B - Forbrug af el.
2. Flaring: Flaring er betegnelsen for afbrænding af gas, der af sikkerhedsmæssige eller anlægstekniske grunde ikke nyttiggøres. Flaring er både årsag til udledninger, primært CO<sub>2</sub>, via selve afbrændingen, og årsag til flygtige udledninger. Der foregår flaring på indvindingsplatformene til olie og gas i Nordsøen og på raffinaderierne. Herudover foregår der også i mindre grad flaring i forbindelse med gaslagring og gastransmissionen. Rutineflaring indrapporteres af aktørerne og indgår i KF22.
3. Flygtige udledninger<sup>2</sup> stammer fra produktion, lagring, raffinering og transport af olie og gas samt flaring:

---

<sup>1</sup> Energistyrelsen, 'Ressourceopgørelse og prognose', september 2021  
[https://ens.dk/sites/ens.dk/files/OlieGas/ressourcer\\_og\\_prognose\\_2021\\_dk.pdf](https://ens.dk/sites/ens.dk/files/OlieGas/ressourcer_og_prognose_2021_dk.pdf)

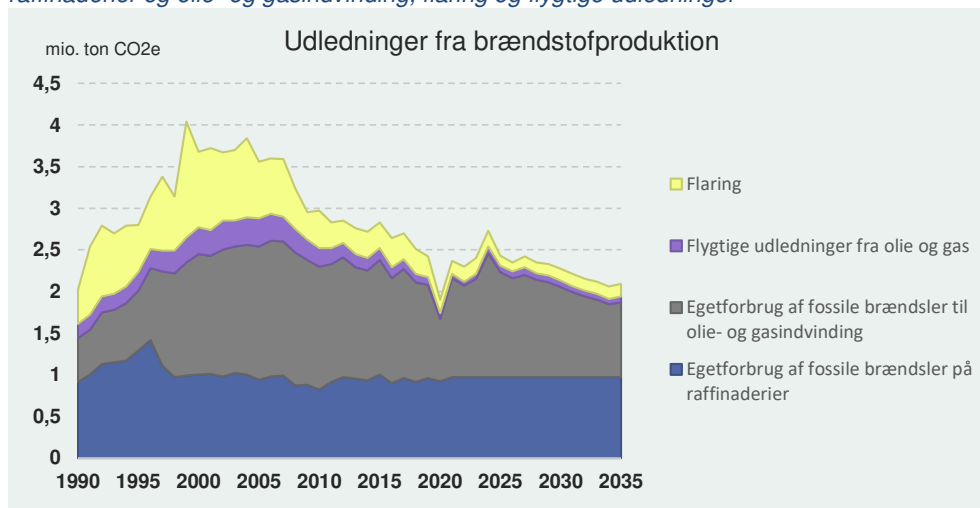
<sup>2</sup> Flygtige udledninger beskrives i DCE's årlige baggrundsrapport.



- Flygtige udledninger fra olie: Kilderne er bl.a. indvinding af olie og gas, olietanke, lastning af skibe, lagring og transport af olieprodukter.
  - Flygtige udledninger fra naturgas: Ligesom for olie er der flygtige udledninger forbundet med indvinding, lagring og transport af naturgas og bygas.
  - Flygtige udledninger fra flaring: Ud over udledninger ifm. selve afbrændingen af gas, er flaring årsag til flygtige udledninger ifm. fx håndteringen af gas.
4. Metanlækage fra biogasproduktion: Der sker lækage af metan i forbindelse med produktionen af biogas. Da udledningerne forbundet hermed klassificeres som affaldsrelaterede udledninger i CRF-tabellerne, indgår metanlækage fra biogasproduktionen i KF22 sektornotat 9B om øvrigt affald og spildevand.

Figur 1 viser udviklingen i de samlede udledninger fra olie- og gasindvinding og raffinaderier. Udledningerne var samlet ca. 2,4 mio. ton CO<sub>2</sub>e i 2019, og forventes under fravær af nye virkemidler at være svagt faldende efter 2024 til ca. 2,3 mio. ton CO<sub>2</sub>e i 2030 og ca. 2,1 mio. ton CO<sub>2</sub>e i 2035. Den primære årsag til ændringer i udledningerne i årene 2018-2023 er ombygningen af indvindingsplatformen på Tyrafeltet, som forventes at være i drift igen i 2023. 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 omkring 90 pct. af sektorens samlede udledninger. Flaring og flygtige udledninger fra olie og gas udgør en mindre del af de samlede udledninger.

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 KF22 forløbet

### 2.1 Overordnet udvikling i sektoren frem til 2035

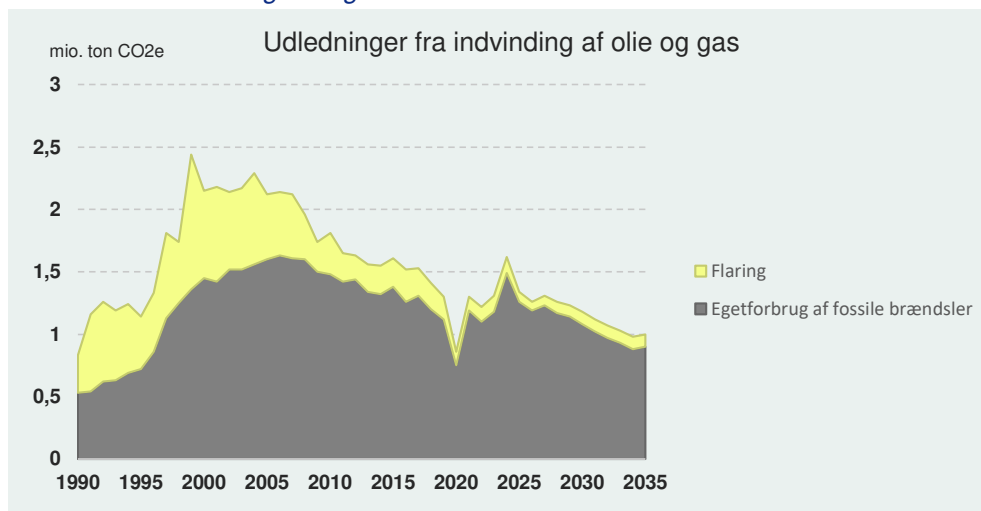
Dette afsnit beskriver den forventede udvikling i fem undersektorer 1) Indvinding af olie og gas, 2) Raffinaderivirksomhed, 3) Power-to-X, 4) Biogasproduktion og 5) Biobrændstofproduktion.

#### 2.1.1 Indvinding af olie og gas

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

Udledningerne fra indvinding af olie og gas toppede i starten af 00'erne på ca. 2,3 mio. ton CO<sub>2</sub> 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 Tyrafeltet har været under ombygning. Tyrakomplekset skulle være idriftsat i 2022, men er udskudt til 2023 som følge af udfordringer med at færdiggøre arbejdet på værfterne i Fjernøsten grundet Corona-pandemien. Stigningen i udledninger i midten af 2020-erne skyldes primært idriftsættelsen af Tyrakomplekset 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 dels aldrende felter, dels at det genopbyggede anlæg ved Tyrafeltet forventes at være mere effektivt og reducere flaring og egetforbrug af naturgas per produceret enhed. I 2030 og 2035



forventes udledningerne fra olie- og gasindvinding at være hhv. ca. 1,2 og 1,0 mio. ton CO<sub>2</sub>.

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

Det gælder, at usikkerheden i 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, september 2021), som er en årlig udgivelse. Fremskrivningen af indvindingen fra eksisterende felter er baseret på operatørernes skøn. Den seneste udvikling i kvotepris og brændstofpriser er ikke afspejlet i prognosen. For yderligere information om forudsætningerne for olie- og gasproduktion i KF22, se forudsætningsnotat 7A.

Fremskrivningen af olie- og gasindvindingen i KF22 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

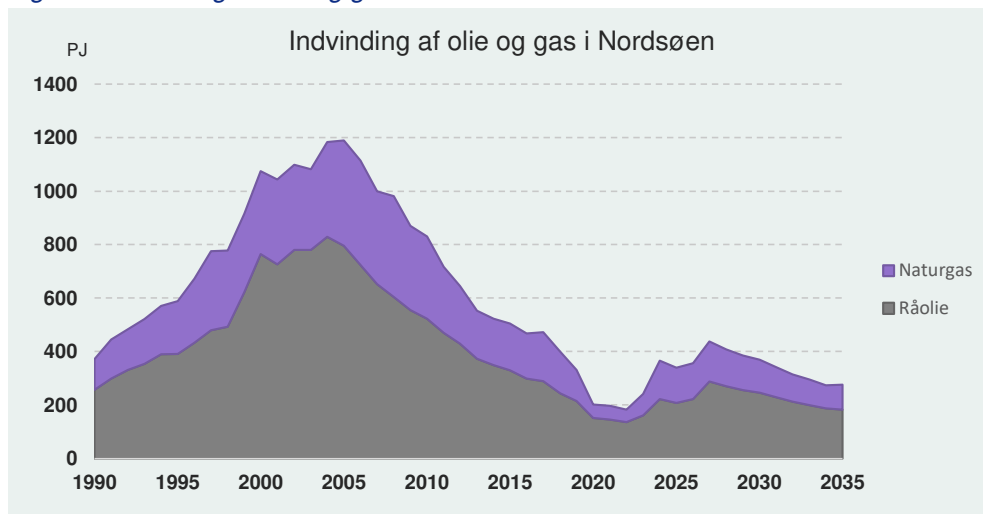
Foruden de direkte effekter af aftalen, som vedrører efterforskning og teknologi, er der mulige indirekte effekter såsom reduceret investeringsvilje i den danske del af Nordsøen. Energistyrelsen har siden sidste års prognose for olie- og gasindvinding observeret tegn på indirekte effekter af aftalen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

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.

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 dansk 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 2023, og idriftsættelsen af en række andre, mindre projekter, hvor udledningen er størst i begyndelsen af driftsfasen. Efter 2027 forventes indvindingen af falde grundet aldrende felter. Den forventede indvinding af olie og gas i Nordsøen i 2035 er ca. 260 PJ, heraf ca. 80 PJ gas og 180 PJ olie.

Figur 3: Indvinding af olie og gas i Nordsøen.



### 2.1.2 Raffinaderivirksomhed

Årsager til udledning i forbindelse med raffinering er primært egetforbrug af fossile brændsler og en mindre andel udledninger forbundet med flaring. Derudover leverer raffinaderierne i mindre 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 årsag til udledninger, der formelt tilskrives raffinaderierne.

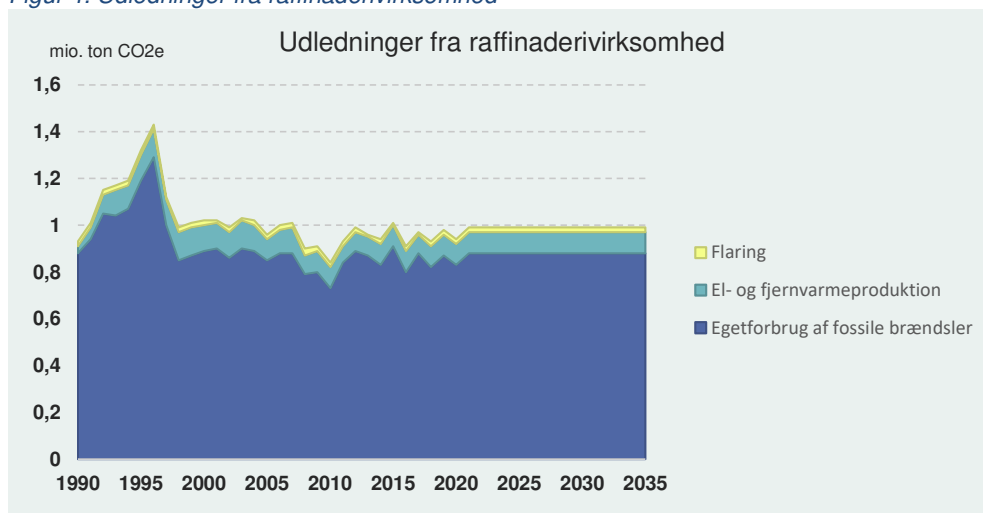
På raffinaderierne forarbejdes råolien til fremstilling af bl.a. benzin og diesel via en række processer der bl.a. kræver opvarmning til høje temperaturer. Energiforbruget på raffinaderierne dækkes hovedsageligt af raffinaderigas, som fremstilles i raffineringsprocessen. I det raffinaderigas er et fossilt brændsel, er afbrændingen af denne årsag til 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 dertil stammer raffinaderiernes input af råolie 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. CO<sub>2</sub>e i 2019, hvoraf størstedelen skyldtes egetforbrug af fossile brændsler. Produktionen på raffinaderierne har været stort set konstant siden slutningen af 1990'erne, og en svag stigning i produktionsaktivitet er blevet modsvaret af løbende effektiviseringer. Det er i KF22 antaget at energiforbruget til brændstofproduktionen på raffinaderierne er uændret frem mod 2035 (jf. forudsætningsnotat 7B). Der er med andre ord ikke foretaget en egentlig modellering af raffinaderiernes fremtidige aktiviteter, hvor fx kvoteprisen kan have betydning. Antagelserne om konstant energiforbrug frem mod 2035 kommer til udtryk i de forventede udledninger forbundet med raffineringen, som ligeledes er konstante. Den ekstra partielle effekt på raffinaderiernes udledning af den stigende kvotepris vurderes at være i størrelsesordenen 0,08 mio. ton CO<sub>2</sub>. Af modeltekniske årsager er den ekstra partielle effekt ikke afspejlet i opgørelsen af raffinaderiernes udledninger i KF22, men den er fratrukket i manko-opgørelsen for 2030 (jf. også afsnit 2.1 i hovedrapporten).<sup>3</sup>

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 20 MW elektrolyseanlæg på raffinaderiet i Fredericia til fremstilling af grøn brint. I grundforløbet i KF22 antages det at anvendelse af grøn brint på raffinaderierne ikke giver CO<sub>2</sub>-reduktioner. Det skyldes,

<sup>3</sup> Frem mod KF23 undersøges mulighederne for at videreudvikle håndteringen af raffinaderiernes udledninger i modellerne bag klimafremskrivningen.



at de opnåede CO<sub>2</sub>-reduktioner afhænger af hvordan den ekstra brint vil indgå i raffinaderiproduktionen.

### 2.1.3 Power-to-X

Begrebet power-to-x (PtX) dækker over konverterings-og lagringsteknologier af elektricitet fra 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 eller metanol, som med en samlebetegnelse kaldes elektrobrændstoffer eller e-brændstoffer. Et elektrolyseanlæg kan således omdanne elektricitet til flydende og gasformige brændstoffer, der kan bidrage til en grøn omstilling af energiforbrug, der ellers er vanskelig at omstille, fx i transportsektoren. Der kan være positive synergieffekter mellem udbygningen af vedvarende energi og PtX.

I KF22 fremskrives kun energiforbrug til fremstilling af grøn brint via elektrolyse, mens eventuel viderekonvertering til ammoniak, metanol mm ikke inkluderes. Elektrolysekapaciteten i Danmark forventes at stige fra under 5 MW i 2019 til 254 MW fra 2025 og frem. Udbygningen af elektrolyse er under fravær af nye tiltag primært drevet af et kommende udbud til PtX, som forventes at give anledning til anslået 200 MW elektrolyse. Dette er dog behæftet med betydelig usikkerhed, da et væsentligt formål med udbuddet er at få indblik i omkostningerne til at opføre og drive storskala PtX-anlæg. Disse antagelser og usikkerheder er beskrevet i Forudsætningsnotat 7D om PtX.

Produktion af brint via elektrolyse afhænger ikke alene af elektrolysekapaciteten, men også af driftsmønsteret. Driftsmønsteret forventes at afhænge af elprisen, idet elektrolyseanlæg kun forventes at være i drift, når elprisen er tilstrækkelig lav. Det modellerede antal fuldlasttimer er følsomt over for elprisen, således at et mindre fald i elprisen kan give et stort antal yderligere fuldlasttimer. Driftsintensiteten for elektrolyseanlæg opgøres typisk i årlige fuldlasttimer. Antallet af fuldlasttimer til elektrolyse er modelleret i KF22 på baggrund af elprisen og andre forhold. Det antages, at elektrolyseanlæg er i drift, når den opnåede produktionsomkostning på brint er under 200 kr./GJ brint. Det er yderligere antaget at virkningsgraden fra el til brint er 66 pct., hvilket betyder at energitabet fra el til brint er 34 pct. Elektrolyseprocessen er varmedannende, og det antages at 10 pct. af elforbruget går til overskudsvarme, som kan afsættes til fjernvarmenettet. Afsætningen af overskudsvarme til fjernvarmenettet er indregnet som en indtægt ved brintproduktion i modelkørslen. Disse antagelser er behæftet med en 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. Elektrolyseanlæggenes driftsmønster vurderes at have lille betydning for den samlede fremskrivning i KF grundet den relativt lille elektrolysekapacitet i KF22, og modellering af driftsmønsteret har derfor ikke været et væsentligt fokuspunkt i





KF22. Det forventes at modellering af driftsmønster videreudvikles i fremtidige klimafremskrivninger.

Fremskrivningen viser, at produktionen af brint stiger til ca. 2,0 PJ frem mod 2030 som følge af den forventede udbygning af elektrolysekapacitet og det modellerede antal årlige fuldlasttimer. Herefter forventes brintproduktionen at være svagt stigende til ca. 2,3 PJ i 2035. Givet antagelsen om en virkningsgrad på 66 pct. fra el til brint forventes elforbruget til elektrolyse at være 3,0 PJ i 2030 og 3,4 PJ i 2035.

Aftalen om udvikling og fremme af brint og grønne brændstoffer (PtX-strategien), som blev indgået mellem regeringen og en række af Folketingets partier den 15. marts 2022. Eventuelle direkte og indirekte effekter af aftalen forventes at indgå i fremtidige klimafremskrivninger.

Afslutningsvis skal det bemærkes at en afsætning af den producerede brint til fx transport- eller industriformål ikke er indarbejdet i KF22. Det betyder, at det i de samlede resultater implicit antages, at den producerede brint enten fortrænger anden VE i Danmark, eller indgår i produkter som sælges til udlandet. Dette skyldes at grøn brint under fravær af nye tiltag ikke er konkurrencedygtig med fossile brændstoffer, og at der i KF22 ikke indregnes en ekstra betalingsvillighed for grønne brændstoffer.

#### *2.1.4 Produktion af biogas*

Langt størstedelen af biogasproduktionen finder i dag sted på landbrugsanlæg, mens mindre end 5 pct. produceres på industrianlæg og renseanlæg. Landbrugsanlæggene får input fra en række kilder. Biomasseressourcerne der anvendes til biogasproduktion fremgår af Energistyrelsens årlige biomasseindberetning. For indberetningsåret 2020-2021 kom biomassegrundlaget til biogas fra gylle, gødning og strøelse (ca. 32 pct.), halm og andre afgrøderester (ca. 14 pct.), energiafgrøder (ca. 14 pct.) og fra industrien (ca. 41 pct.)

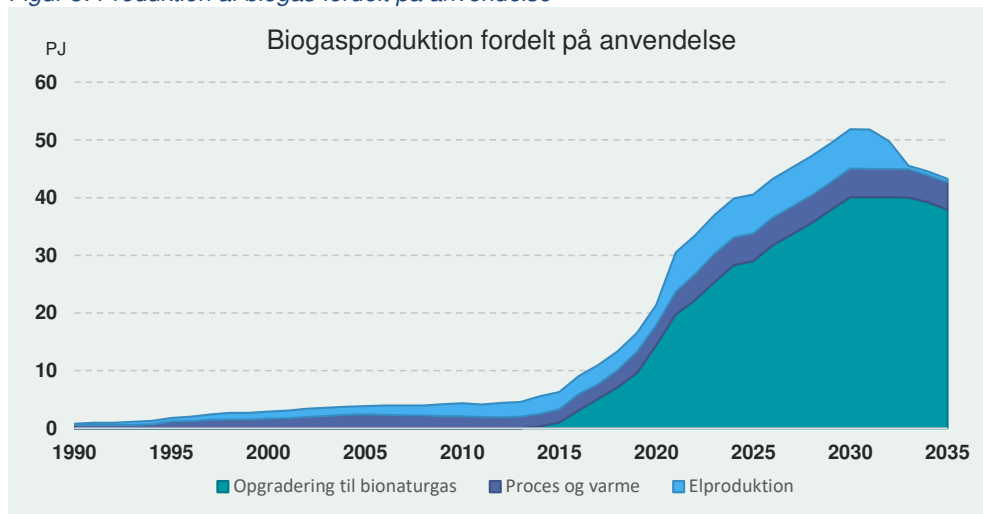
Størstedelen af biogassen forventes i fremskrivningen at blive opgraderet til bionaturgas, som herefter vil indgå i ledningsgassen. Fremskrivningen af de forventede biogasmængder tager højde for de politiske rammer for støtten til biogas (jf. forudsætningsnotat 7C. Biogasproduktion). Der er ikke sket ændringer i forudsætningerne siden KF21. Vurderingen af de fremtidige biogasmængder er et foreløbigt bedste skøn forbundet med væsentlig usikkerhed.

Udviklingen i produktionen af biogas er vist i Figur 5 for perioden 1990 til 2035. I 1990 blev der produceret knap 1 PJ biogas, hvorefter produktionen i løbet af 2010'erne øgedes markant, først og fremmest i form af en øget produktion af biogas opgraderet til bionaturgas. Således var den producerede mængde biogas på ca. 17 PJ i 2019. Der forventes en voksende produktion af biogas i årene frem



mod 2030, hvor produktionen forventes at toppe på lidt over 50 PJ. I perioden 2030 til 2035 forventes det at biogasproduktion til elproduktion vil falde, idet størstedelen af de elproducerende anlæg har fået tilsagn til støtte fra 2012 og 20 år frem, hvorfor biogas anvendt til elproduktion hurtigt udfases fra 2032 ud fra en *frozen policy*-tilgang.

Figur 5: Produktion af biogas fordelt på anvendelse



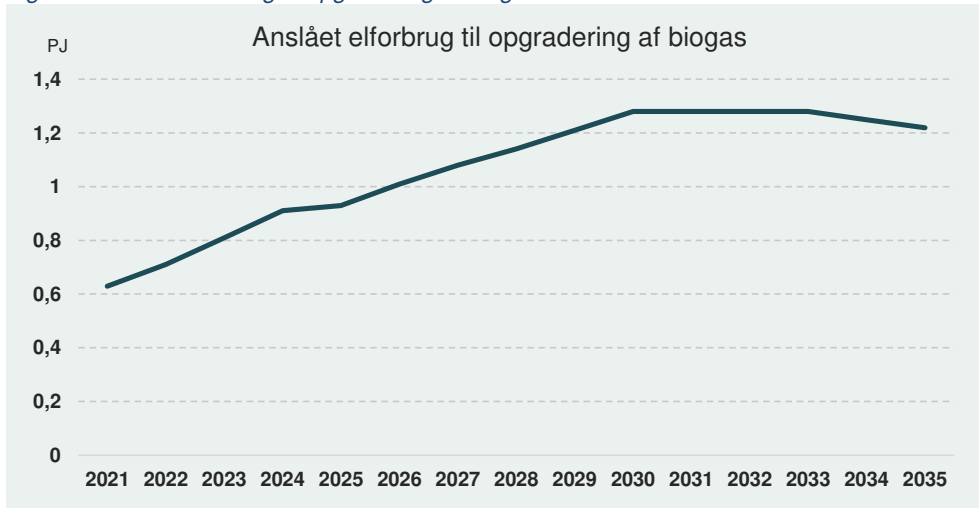
Langt hovedparten af biogasproduktionen forventes at blive opgraderet til bionaturgas og indgå i ledningsgassen. Den del af biogassen, der ikke opgraderes, forventes anvendt til elproduktion og en mindre andel anvendt internt i biogasanlæggene til proces og varme. I 2020 var mængden af opgraderet biogas ca. 14 PJ, voksende til ca. 40 PJ i 2030.

Energiforbruget forbundet med biogasproduktion er ikke fremskrevet i KF22 grundet manglende historiske data. Der er både et energiforbrug forbundet med biogasproduktion og et energiforbrug forbundet med opgradering af biogas til bionaturgas, der kan indgå i ledningsgassen.

Energiforbruget til opgradering af biogas er estimeret i det følgende. Der forventes at være et energiforbrug i form af elforbrug og eventuelt et ledningsgasforbrug. Energiforbruget vil afhænge af typen af anlæg, anlæggets størrelse, biogastype og anlæggets produktionsmønster. For at beskrive biogasproduktionens elforbrug er denne fremskrevet for den forventede biogasproduktion fra 2020 på basis af Energistyrelsens Teknologikatalog.

Figur 6 viser det forventede elforbrug til opgradering af biogas i årene 2020 til 2035. Elforbruget estimeres til at være ca. 0,7 PJ i 2022 og at stige til ca. 1,3 PJ i 2030, for herefter at være svagt faldende til ca. 1,2 PJ i 2035.

Figur 6: Anslået elforbrug til opgradering af biogas 2020-2035



Note: Baseret på fremskrivning af produktionen og data fra Energistyrelsens teknologikatalog.

### 2.1.5 Produktion af biobrændstoffer

I Danmark blandes biobrændstoffer i den benzin og diesel, der sælges til landtransportformål. Dette beskrives i sektornotat 4B. Iblandingen består både af biobrændstoffer produceret i Danmark og af importerede biobrændstoffer. Den danske produktion af biobrændstoffer består af to større anlæg, der producerer biodiesel af hhv. raps og animalsk fedtaffald. Energiforbrug og udledninger forbundet med den danske produktion af biobrændstoffer indgår i andre af fremskrivningens sektorer (f.eks. landbrugs- og fremstillingssektorerne), og kan ikke identificeres eksplicit.

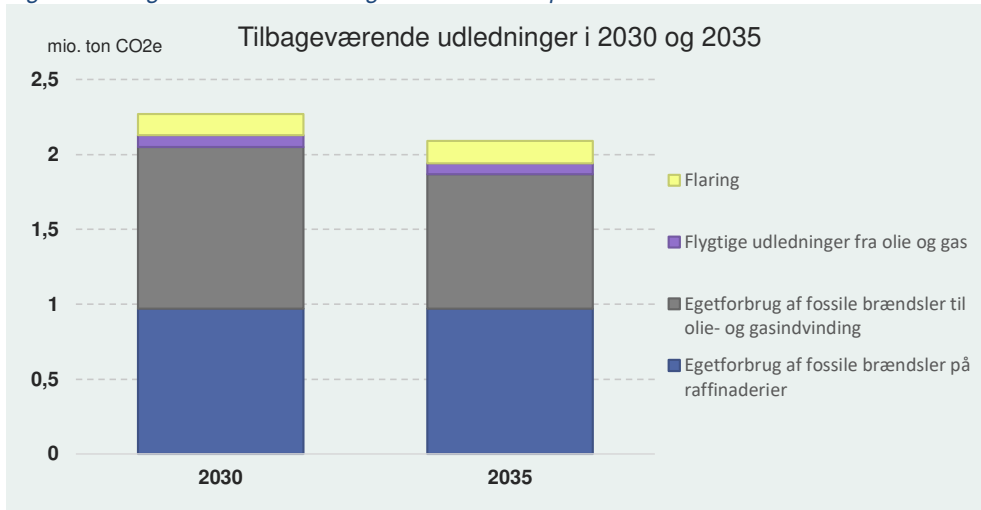
De danske producenter af biobrændstoffer eksporterer en del af deres produktion og danske brændstofleverandører benytter både danske og importerede biobrændstoffer. Importen af biobrændstoffer er hovedsageligt fra andre lande i Europa.

### 2.2 Tilbageværende udledninger i sektoren i 2030 og 2035

Klimafremskrivningen er en del af klimalovens årshjul og fungerer som input for regeringens årlige klimaprogram, der kommer til efteråret. Et af elementerne i klimaprogrammet er en opgørelse af tekniske reduktionspotentialer for forskellige sektorer. Som input til denne opgørelse sættes der derfor i dette afsnit fokus på de tilbageværende udledninger i sektoren i hhv. 2030 og 2035.

De forventede, tilbageværende udledninger fra indvinding af olie og gas samt raffinaderier i 2030 og 2035 er vist i Figur 7.

Figur 7. Tilbageværende udledninger fra brændstofproduktion



I 2030 forventes de samlede tilbageværende udledninger at være 2,3 mio. ton CO<sub>2</sub>, herunder 1,1 mio. ton CO<sub>2</sub> fra egetforbrug af fossile brændsler til indvinding af olie og gas og 1,0 mio. ton CO<sub>2</sub> fra raffinaderier. I 2035 forventes de samlede tilbageværende udledninger fra brændstofproduktion at være 2,1 mio. ton CO<sub>2</sub>, herunder 0,9 mio. ton CO<sub>2</sub> fra egetforbrug af fossile brændsler til indvinding af olie og gas og 1,0 mio. ton CO<sub>2</sub> fra raffinaderier.

### 2.3 Udvalgte elementer i sektoren

Power-to-x (PtX) repræsenterer en række nye teknologier i det danske energisystem, og det er usikkert, hvilken rolle teknologierne vil få på sigt. Hvor PtX og brintproduktion har en meget begrænset udbredelse i dag, og stort set er begrænset til demonstrationsprojekter, er en lang række anvendelsesområder mulige på sigt. Brug af brint og andre e-brændstoffer kan eksempelvis finde sted i transport og industri, hvor de kan bidrage til CO<sub>2</sub>-reduktioner, i det omfang de fortrænger fossile brændstoffer. Derudover kan elektrolyse og andre PtX-teknologier bidrage til sektorkobling mellem fx transportsektoren og en elproduktionssektor med stadig højere andel af vedvarende energi. Dertil kommer, at EU og en række andre lande samt kommercielle aktører har stort fokus på at udvikle PtX. PtX repræsenterer således et område i stor vækst, men med en meget kort historie i det danske energisystem.

Regeringen har i 2021 præsenteret en national strategi for PtX, som forhandles i forligskredsen i 2022. Der er efterfølgende indgået en aftale mellem regeringen og en række af Folketingets partier på PtX-området. PtX-aftalen er indgået efter KF22's skæringsdato, og direkte såvel som indirekte effekter er ikke afspejlet i KF22. Derudover kan den generelle teknologiske udvikling på området samt

ændringer i rammevilkår give mulighed for andre udviklingsforløb end det her skitserede.

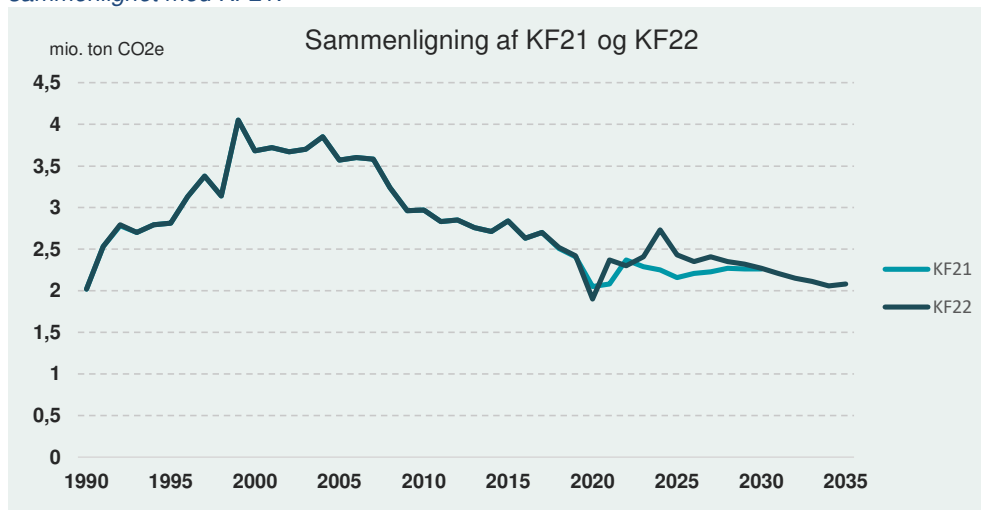
### 3. Kvalificering af KF22 forløbet

#### 3.1 Sammenligning med sektorens udledninger i KF21

I dette afsnit sammenlignes sektorens samlede udledninger i KF22 med de tilsvarende udledninger for sektoren i KF21. Det skal i denne forbindelse bemærkes, at det generelt ikke vil være muligt entydigt at forklare alle ændringerne fra KF21 til KF22, 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 KF22 forudsætningsnotaterne).

Figur 8 viser udledningerne fra brændstofproduktion i KF22 sammenlignet med KF21. Forskellen skyldes primært ændringer i forventninger til indvinding af olie og gas ifm. idriftsættelsen af indvindingsplatformen på Tyrefeltet og idriftsættelsen af en række andre, mindre indvindingsprojekter.<sup>4</sup>

Figur 8. Fremskrivning af udledninger forbundet med brændstofproduktion i KF22 sammenlignet med KF21.



#### 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, september 2021) og kort

<sup>4</sup> Energistyrelsen. (2021). *Ressourceopgørelse og prognose*, september 2021



opsummeret i KF22 forudsætningsnotat 7A. Der er særligt usikkerhed forbundet med fremskrivning af de teknologiske ressourcer og efterforskningsressourcerne, og usikkerheden er stigende frem mod 2035, som beskrevet i forudsætningsnotat 7A. Størstedelen af udledningerne fra olie-gasindvinding er kvoteomfattet, og den seneste stigning i kvoteprisen siden efteråret 2021 er ikke afspejlet i prognosen. Ligeledes er der ikke i prognosen indarbejdet effekter af stigninger i gas- og olieprisen som er indtruffet siden efteråret 2021. Samlet skaber det en usikkerhed i fremskrivningen, som ikke er kvantificeret her.

### 3.2.2 Raffinaderier

Fremskrivningen af raffinaderiernes energiforbrug er forbundet med en vis usikkerhed, men der har dog de sidste tyve år kun været små udsving i energiforbruget. Det er usikkert hvorvidt en højere CO<sub>2</sub>-kvotepris kan give anledning til en reduktion i udledninger gennem effektiviseringstiltag og/eller skift af dele af raffinaderigassen med fx brint, hvilket kan have effekt på de samlede udledninger, men denne eventuelle effekt er ikke indregnet her.

#### Følsomhed: Grøn brint på raffinaderier

I høringsversionen af dette notat indgik her en beregning af CO<sub>2</sub>-besparelser baseret på 20 MW elektrolysekapacitet på raffinaderiet i Fredericia til produktion af grøn brint. Da den underliggende antagelse omkring den nuværende produktion af fossil brint på raffinaderiet har vist sig ikke at være korrekt, er denne følsomhed udgået.

### 3.2.3 Power-to-X

Elektrolysekapacitet er behæftet med usikkerhed, både hvad angår elektrolysekapacitetens størrelse og udbygningens hastighed. Eventuelle effekter af den markedsbaserede tilskudspulje til CCUS er ikke inkluderet, da de nærmere betingelser for udformningen heraf endnu ikke er tilstrækkeligt fastlagt. Eventuel viderekonvertering fra brint til andre PtX-produkter er heller ikke inkluderet her, da det er behæftet med væsentlige usikkerheder hvad angår type og udbredelse af konverteringsanlæg. Modellering af elektrolyseanlæggenes driftsmønster er behæftet med nogen usikkerhed, men vurderes at have lille betydning for den samlede fremskrivning i KF grundet den relativt lille elektrolysekapacitet i KF22. Usikkerhederne i forbindelse med fremskrivning af elektrolysekapacitet er yderligere beskrevet i KF22 forudsætningsnotat 7D PtX.

#### Følsomhed: Øget udbygning af Power-to-X

Der er foretaget en følsomhedsberegning af brintproduktion og elforbrug til brintproduktion under antagelse om at det planlagte udbud til PtX samt EU-godkendelse af IPCEI-projekterne tilsammen giver anledning til en samlet elektrolysekapacitet på 600 MW frem for de antagne 200 MW fra PtX-udbuddet i grundforløbet. I følsomhedsanalysen antages den samlede elektrolysekapacitet at



være samlet 654 MW elektrolyse fra 2025 og frem. Følsomhedsberegningen er foretaget med samme antagelser som grundforløbet hvad angår virkningsgrad, brug af overskudsvarme osv. Følsomhedsberegningen viser at en højere elektrolysekapacitet på 654 MW i 2025 og frem giver en brintproduktion på ca. 7,2 PJ i 2030 og dertilhørende elforbrug på ca. 10,9 PJ med det modellerede antal fuldlasttimer.

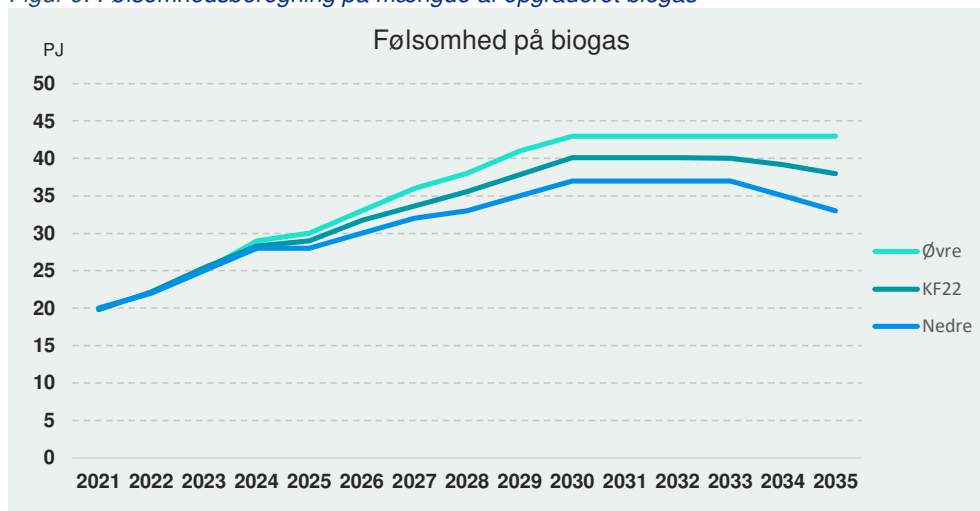
### 3.2.4 Produktion af biogas

Der er væsentlige usikkerheder forbundet med fremskrivningen af udviklingen i biogasproduktionen, som skyldes at udformningen af kommende udbud til ny biogas og andre grønne gasser ikke er fastlagt endnu. Usikkerhederne er yderligere beskrevet i KF22 forudsætningsnotat 7C Biogas.

#### Følsomhed: Øget produktion af opgraderet biogas

Produktionen af biogas kan afvige fra det centrale forløb, og usikkerheden stiger frem mod 2035. Især er der usikkerhed om mængden af opgradering af biogas til biometan. Der er til KF22 foretaget en følsomhedsberegning på mængden af opgraderet biogas som indebærer en ændring på  $\pm 3$  PJ i 2030 og  $\pm 5$  PJ i 2035. Det øvre og nedre spænd i følsomhedsberegningen fremgår af Figur 9.

Figur 9. Følsomhedsberegning på mængde af opgraderet biogas



Effekten på VE-andelen for ledningsgas af en sådan ændring i mængden af opgraderet biogas i ledningsgassen er beskrevet i afsnit 3.2 i KF22 sektornotat 7B om Forbrug og sammensætning af ledningsgas.

### 3.3 Planlagt udvikling fremadrettet

Udviklingslementer omfatter:

- Bredere PtX-modellering, hvor andre e-brændstoffer end brint kan inkluderes i fremskrivningen. Endvidere modellering af hvor de producerede e-brændstoffer

finder anvendelse i energisystemet, og hvilken effekt det har på udledningerne i den givne sektor.

- Styrkede historiske data for PtX-anlægs elforbrug og produktion. Herudover kan modellering af driftsmønstre videreudvikles i fremtidige klimafremskrivninger.
- Separat fremskrivning af egetforbrug af energi til biogasproduktion.
- Frem mod KF23 undersøges mulighederne for at videreudvikle håndteringen af raffinaderiernes udledninger i modellerne bag klimafremskrivningen.

## 4. Kilder

Energistyrelsen, 'Technology Data for Renewable Fuels'

Energistyrelsen, Energistatistik 2019

Energistyrelsen, Biogasprognosen

Energistyrelsen. (2021). *Ressourceopgørelse og prognose*, september 2021 Hentet fra <https://ens.dk/ansvarsomraader/olie-gas/rapporter-om-olie-og-gasaktiviteter>

Energistyrelsen. (2020-2021). *Energistyrelsens årlige Biomasseopgørelse*. Energistyrelsen. Hentet fra <https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Bioenergi/biomasseopgoerelse.xlsx>

'Aftale om fremtiden for olie- og gasindvinding i Nordsøen' (Regeringen m.fl., 2020).

DCE, Aarhus Universitet, 'DENMARK'S NATIONAL INVENTORY REPORT 2021 Emission Inventories 1990-2019 - Submitted under the United Nations Framework Convention of Climate Change and the Kyoto Protocol', 2021

Udvalget vedrørende udarbejdelse af en olie og gasstrategi, FREMTIDENS OLIE- OG GASSEKTOR I DANMARK, juli 2017  
<https://ens.dk/sites/ens.dk/files/OlieGas/nordsoestrategi.pdf>

## 5. Bilag

### Bilag 5.1 Biogene energirelaterede CO<sub>2</sub>-udledninger fra sektoren

*Klimafremskrivningens opgørelse af sektorernes udledninger følger FN's opgørelsesregler, da udledningsopgørelsen ift. 70 pct. målsætningen ifølge klimaloven skal følge disse. CO<sub>2</sub>-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 CO<sub>2</sub>-udledning derfor ikke for at undgå dobbelttælling (jf. KF22 forudsætningsnotat 2B). Ifølge FN-reglerne skal CO<sub>2</sub>-udledningerne fra forbruget af biomasse til energi dog opgøres og indberettes under et såkaldt "memo item". Dette bilag viser de samlede biogene energirelaterede CO<sub>2</sub>-udledninger forbundet med forbrænding af biomasse og biobrændsler.*

I KF22 opgørelsen omfatter sektorens energiforbrug forbruget af energi ifm indvinding og på raffinaderierne, samt elforbrug til elektrolyse ifm PtX og elforbrug til opgradering af biogas. Biogene CO<sub>2</sub>-udledninger fra forbrug af biomasse ifm. elproduktion opgøres under el og fjernvarmesektoren samt affaldsforbrænding (jf. KF22 sektornotat 8A og 9A) og i KF22 er der ikke forbrænding af biomasse ifm indvinding eller på raffinaderierne. I KF22 er derfor ingen biogene energirelaterede CO<sub>2</sub>-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 kun opstillet én indikator for denne sektor:

- Mængden af brint fremstillet via elektrolyse

Den historiske produktion af brint fremstillet via elektrolyse er meget lille, idet elektrolysekapaciteten er på forsknings- eller demonstrationsniveau. Energistyrelsen har ikke data på historisk produktion af brint, men mængderne fra elektrolyse må formodes at være meget små. Produktionen af brint fra elektrolyse forventes i KF22 at være ca. 2,0 PJ i 2030 og ca. 2,3 PJ i 2035.