



## Klimastatus og –fremskrivning 2021 (KF21):

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

Sektornotat nr. 7A

**Kontor/afdeling**  
Systemanalyse

**Dato**  
24-04-2021

**J nr.** 2021-2554

MHVD/AZH/MIS

## Indholdsfortegnelse

1. KF21 forløbet: Status og fremskrivning til 2030.....	2
2. Analyse af KF21 forløbet .....	3
2.1 Overordnet udvikling i sektoren.....	3
2.2 Nøgletal og indikatorer for sektoren - Brintproduktion .....	10
2.3 Udvalgte elementer i sektorens udvikling.....	11
3. Kvalificering af KF21 forløbet.....	11
3.1 Usikkerhed .....	11
3.2 Følsomheder .....	12
3.3 Planlagt udvikling fremadrettet .....	12
4. Kilder .....	13
5. Bilag .....	13
5.1. Biogene udledninger fra brændstofproduktion .....	13

*Dette sektornotat er en del af afrapporteringen for Klimastatus og –fremskrivning 2021 (KF21). KF21 er en såkaldt frozen policy fremskrivning, hvilket indebærer, at udviklingen i fremskrivningen er betinget af et "politisk fastfrosset" fravær af nye tiltag på klima- og energiområdet ud over dem, som Folketinget har besluttet før 1. januar 2021 eller som følger af bindende aftaler. KF21 resultaterne og de bagvedliggende analyser i sektornotaterne skal derfor ses i denne frozen policy kontekst. For yderligere information om frozen policy tilgangen, se KF21 udledningsrapporten og KF21 forudsætningsnotat 0.*

**Energistyrelsen**

Carsten Niebuhrs Gade 43  
1577 København V

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

www.ens.dk



## 1. KF21 forløbet: Status og fremskrivning til 2030

I det følgende redegøres for fremskrivningerne af dansk brændstofproduktion i bred forstand, herunder indvinding af olie og gas i Nordsøen, raffinering, produktion af PtX-brændstoffer, produktion af biogas og produktion af biobrændstoffer.

Der er tre kilder til drivhusgasudledninger forbundet med produktionen af brændstoffer:

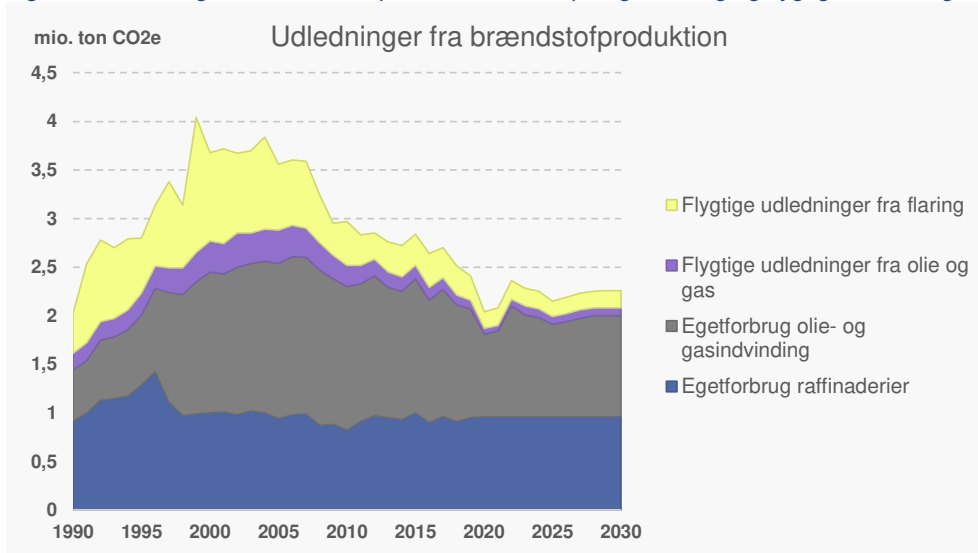
1. For det første udledes drivhusgasser, primært CO<sub>2</sub>, når energiforbruget til produktionen dækkes af fossile brændsler. Der er både et egetforbrug af fossile brændsler i forbindelse med indvinding af olie og gas i Nordsøen og et egetforbrug af fossile brændsler på raffinaderierne.
2. For det andet er der udledninger forbundet med flaring, som er betegnelsen for afbrænding af gas, der af sikkerhedsmæssige eller anlægstekniske grunde ikke kan nyttiggøres på indvindingsplatformene i Nordsøen og på raffinaderierne. Herudover foregår der også flaring fra gaslagre og gastransmissionen i mindre grad.
3. For det tredje er brændstofproduktion årsag til flygtige udledninger. Kilderne er bl.a. fordampning, udslip ved fx utætheder, og afbrænding uden nyttiggørelse.

Nærværende notat omhandler primært udledninger forbundet med 1. egetforbrug af fossile brændsler i olie- og gasindvinding samt ved raffinering, og 2. flaring og andre flygtige udledninger i olie- og gasindvinding og ved raffinering. Nærværende notat beskriver ikke 3. de flygtige udledninger forbundet med olie og gas nærmere, ud over hvad der angives i Figur 1, her henvises til DCE's årlige baggrundsrapport. Metanlækage i forbindelse med biogasproduktion er omfattet i sektornotat om affaldssektoren. Udledninger forbundet med den danske produktion af biobrændstoffer indgår i andre af fremskrivningens sektorer, og der er ikke datagrundlag for at identificere udledningerne eksplicit.

Figur 1 viser udviklingen i de samlede udledninger fra brændstofproduktion. Den samlede sektor udledte 2,4 mio. ton CO<sub>2</sub>e i 2019, og forventes under fravær af nye virkemidler at udlede 2,3 mio. ton CO<sub>2</sub>e i 2030. Den samlede udledning er dermed stort set konstant i fremskrivningsperioden 2020 til 2030. De væsentligste kilder til udledninger er egetforbrug af fossile brændsler på raffinaderierne og på indvindingsplatformene i Nordsøen, som tilsammen udgjorde ca. 86pct. af udledningerne fra sektoren i 2019. Billedet forventes stort set at være det samme i 2030, hvor egetforbrug af fossile brændsler forventes at udgøre ca. 90pct. af sektorens samlede udledninger. Flygtige udledninger fra flaring samt olie og gas udgør en mindre del af de samlede udledninger.



Figur 1: Udledninger fra brændstofproduktion fordelt på egetforbrug og flygtige udledninger



Note. Flaring giver anledning til udledning af CO<sub>2</sub>, metan og lattergas, som alle tre er inkluderet i Figur 1.

## 2. Analyse af KF21 forløbet

### 2.1 Overordnet udvikling i sektoren

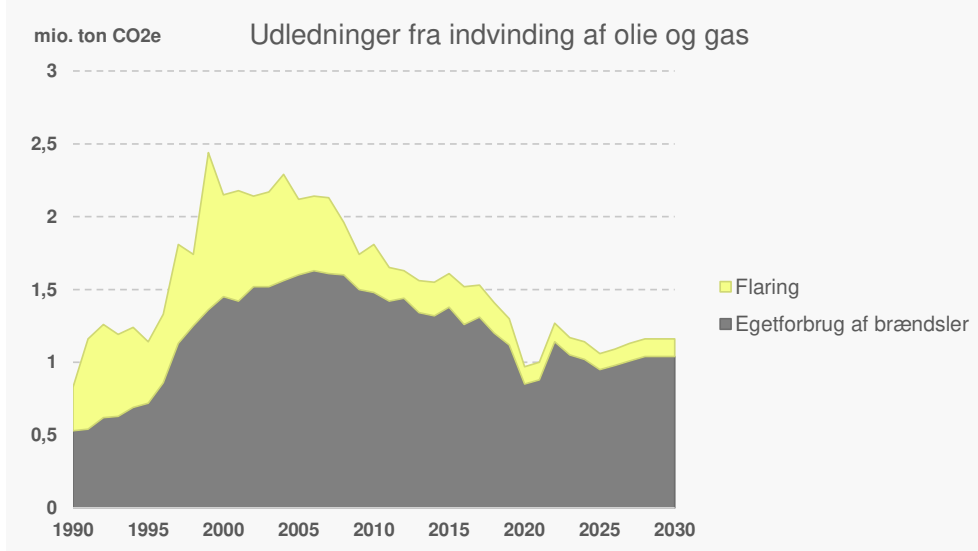
Dette afsnit beskriver den forventede udvikling i fem undersektorer 1) Indvinding af olie og gas, 2) Raffinaderivirksomhed, 3) Power-to-X, 4) Biogasproduktion og 5) Biobrændstofproduktion.

#### 2.1.1 Indvinding af olie og gas

Udledninger fra olie- og gasindvinding i Nordsøen skyldes dels egetforbrug af fossile brændsler til aktiviteterne på platformene, dels flaring. Figur 2 viser, at udledningerne fra indvinding af olie og gas fra Nordsøen var 1,3 mio. ton CO<sub>2</sub>e i 2019. I 2030 forventes indvindingen af olie og gas i Nordsøen at udlede 1,2 mio. ton CO<sub>2</sub>e. Udledningen fra indvindingen forventes at falde efter 2023, hvilket bl.a. skyldes at det genopbyggede anlæg ved Tyråfeltet forventes at være mere effektivt og reducere flaring og egetforbrug af naturgas per produceret enhed. Selv om indvindingen forventes at stige, forventes udledningen således at være næsten uforandret.



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



Note: Flaring giver anledning til udledning af CO<sub>2</sub>, metan og lattergas. Kun flaringens udledning af CO<sub>2</sub> er inkluderet i Figur 2 grundet manglende datagrundlag.

Udledningerne er fremskrevet på baggrund af forventninger til den fremtidige indvindingsaktivitet i Nordsøen og forventning til teknologisk 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 2030.

Bidragene fra ny teknologi og fremkomsten 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, 2020), som er en årlig udgivelse. Fremskrivningen af indvindingen fra eksisterende felter er baseret på operatørernes skøn.

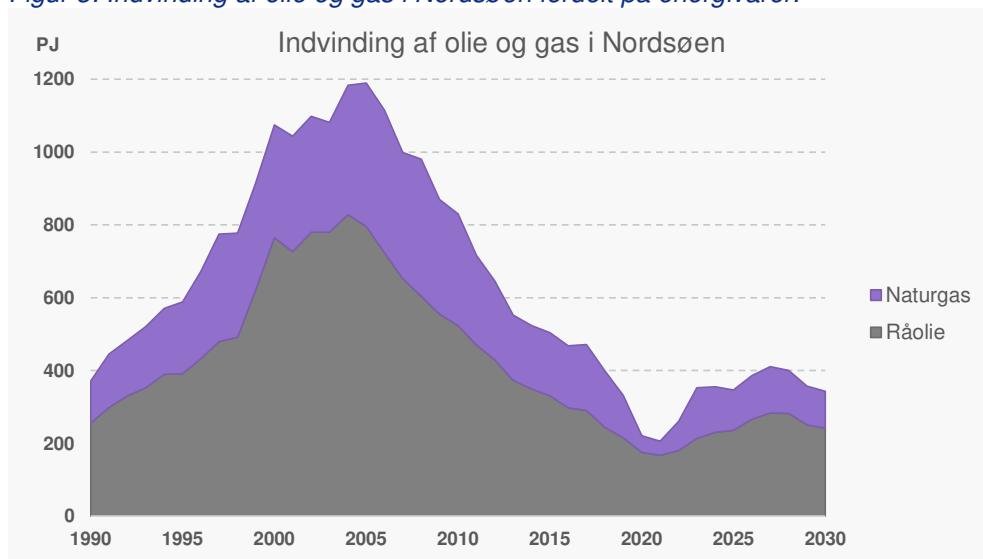
Fremskrivningen af indvindingen af olie- og gas i Nordsøen og det tilhørende egetforbrug og flaring er korrigeret for den direkte effekt af 'Aftale om fremtiden for olie- og gasindvinding i Nordsøen' (Regeringen m.fl., 2020). De direkte effekter af aftalen på olie- og gasproduktionen vedrører alene potentialerne med relation til efterforskning og teknologi, og har altså ikke effekt på indvinding fra eksisterende felter ud over den teknologiske udvikling. Eventuelle indirekte, negative effekter forbundet med aftalen, såsom ændringer i investeringsvilje i den danske del af Nordsøen, herunder investeringer i eksisterende felter, er ikke afspejlet i fremskrivningen. Dette forventes at blive afspejlet i næste offentliggørelse af Energistyrelsens olie- og gasprognose i 2021, og dermed også i KF22.



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 2030 i indvindingen af olie og gas i Nordsøen fordelt på råolie og naturgas i PJ. 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. 1190 PJ. Den forventede indvinding af olie og gas i Nordsøen i 2030 er ca. 340 PJ. Indvindingen forventes at stige en smule frem mod 2028 sammenlignet med 2020, bl.a. som følge af genopbygningen af anlægget ved Tyrafeltet, som forventes i fuld operation fra 2023. Efter 2028 forventes indvindingen at falde grundet aldrende felter. Nyt opstartstidspunkt for Tyra, som er ændret fra 2022 til 2023, er ikke indarbejdet i KF21. Dette indarbejdes i KF22.

Figur 3: Indvinding af olie og gas i Nordsøen fordelt på energivarer.



### 2.1.2 Raffinaderivirksomhed

Årsager til udledning i forbindelse med raffinering er dels egetforbrug af fossile brændsler til at dække energiforbrug, dels flaring.

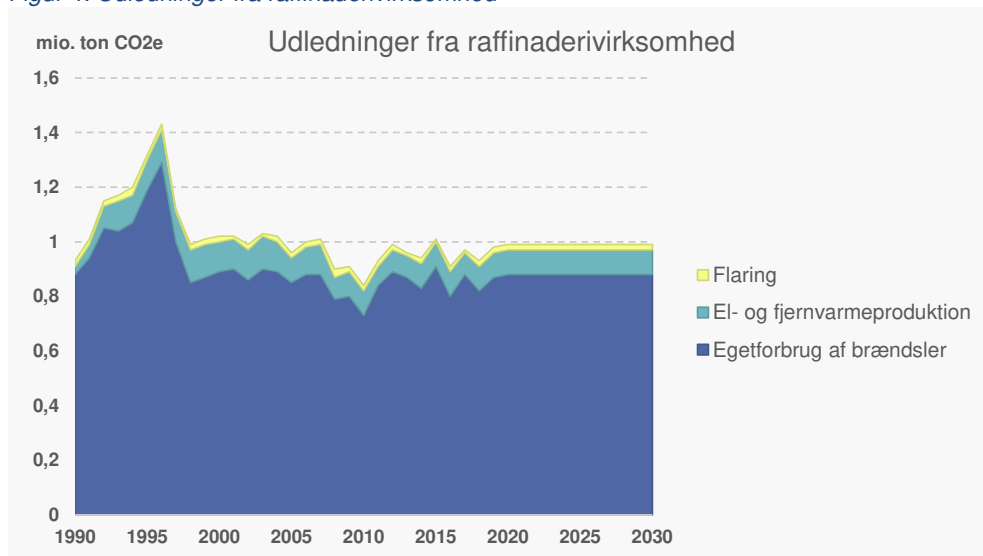
Figur 4 viser, at raffinering af olie- og naturgasprodukter udledte 1,0 mio. CO<sub>2</sub>e i 2019 og forventes at udlede 1,0 mio. ton CO<sub>2</sub>e i 2030. Årsager til udledning i forbindelse med raffinering er primært egetforbrug af fossile brændsler og en mindre andel udledninger forbundet med 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. Dette er angivet som el- og fjernvarmeproduktion i Figur 4.

Udledningen fra raffinering afhænger dels af den producerede brændstoftype, dels af forventninger til den teknologiske udvikling. Brændstofproduktionen fra danske raffinaderier er ikke koblet direkte til indvindingsaktiviteterne i Nordsøen. Det vil sige, at ikke al den olie og naturgas, der indvindes i Nordsøen efterfølgende raffineres i Danmark, og samtidig bliver der på danske raffinaderier også raffineret olie og naturgas fra felter uden for Danmark. På baggrund af den historiske udvikling, hvor den samlede produktion af raffinerede produkter har været stort set konstant siden slutningen af 1990'erne (målt i PJ), er det antaget at brændstofproduktionen på raffinaderierne er konstant frem mod 2030 og ligeledes at fordelingen mellem de forskellige produkter samt den anvendte teknologi er uændret. Disse antagelser kommer til udtryk i de forventede udledninger forbundet med raffineringen, idet udledningerne i høj grad knytter sig til produktionen på raffinaderierne.

Figur 4: Udledninger fra raffinaderivirksomhed



Note: Flaring giver anledning til udledning af CO<sub>2</sub>, metan og lattergas. Kun flaringens udledning af CO<sub>2</sub> er inkluderet i Figur 4, grundet manglende datagrundlag.

### 2.1.3 Power-to-X

Begrebet power-to-x (PtX) dækker over konverterings- og lagringsteknologier af strøm fra vedvarende energi som vindenergi, solenergi og vandkraft. Strømmen bruges 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 elektro-brændstoffer eller e-brændstoffer. Et elektrolyseanlæg kan således omdanne strøm til flydende og gasformige brændstoffer, der kan bidrage til en grøn



omstilling af energiforbrug, der ellers er vanskelig at omstille, fx i transportsektoren. Derudover kan PtX-anlæg bidrage til balancering af udsving i produktionen af elektricitet fra fx havvind ved at forbruge strøm i timer med rigelig el-produktion. Der er dermed positive synergieffekter mellem udbygningen af vedvarende energi og PtX.

I KF21 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 5MW i 2019 til 32MW i 2022 op til 132MW fra 2024 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 100MW 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 7B om PtX.

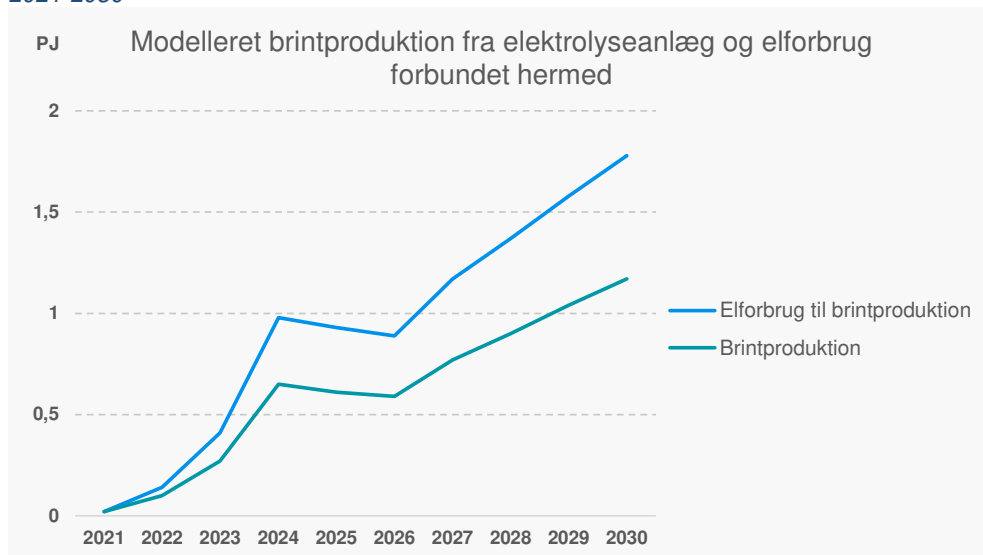
Produktion af brint via elektrolyse afhænger ikke alene af elektrolysekapaciteten, men også af driftsmønsteret. Driftsmønsteret forventes at afhænge af elprisen, således at et elektrolyseanlægget, eller elektrolyseanlæggene, vil være i drift når elprisen er tilstrækkelig lav. Det modellerede antal fuldlasttimer er følsomt over for elprisen, således at et mindre fald i elprisen kan give et stort antal yderligere fuldlasttimer. Antallet af timer på året, hvor elektrolyseanlægget er i drift opgøres typisk i årlige fuldlasttimer. Antallet af fuldlasttimer til elektrolyse er modelleret i KF21 på baggrund af elprisen og andre forhold. Det antages, at elektrolyseanlægget eller –anlæggene er i drift, når produktionsprisen på brint er under 200 kr./GJ brint. Produktionsprisen på brint afgøres af den variable elpris foruden omkostning til transmissionsafgift. Det er yderligere antaget at virkningsgraden fra el til brint er 66pct. Det svarer til et energitab på 34pct. ved konvertering fra el til brint, hvoraf en andel af energitabet omsættes til varme. Det er antaget at 10pct. af elforbruget går til overskudsvarme, som kan afsættes til fjernvarmenettet. Afsætningen af overskudsvarme til fjernvarmenettet er modregnet som en indtægt ved brintproduktion. 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.

Figur 5 viser den forventede brintproduktion samt det dermed forbundne elforbrug. Fremskrivningen viser, at produktionen af brint stiger frem mod 2030 som følge af den forventede udbygning af elektrolysekapacitet og det modellerede antal årlige fuldlasttimer. Brintproduktionen forventes at være 1,2 PJ i 2030. Givet antagelsen om en virkningsgrad på 66pct. fra el til brint forventes elforbruget til elektrolyse at være 1,8 PJ i 2030.

Afslutningsvis skal det bemærkes at en afsætning af den producerede brint til fx transport- eller industriformål ikke er indarbejdet i KF21. Det betyder, at det i de

samlede resultater antages implicit, at den producerede brint enten fortrænger anden VE i Danmark, eller indgår i produkter som sælges til udlandet.

Figur 5: Modelleret brintproduktion fra elektrolyseanlæg samt elforbrug forbundet hermed, 2021-2030



Note: Det er antaget at virkningsgraden fra el til brint er 66%.

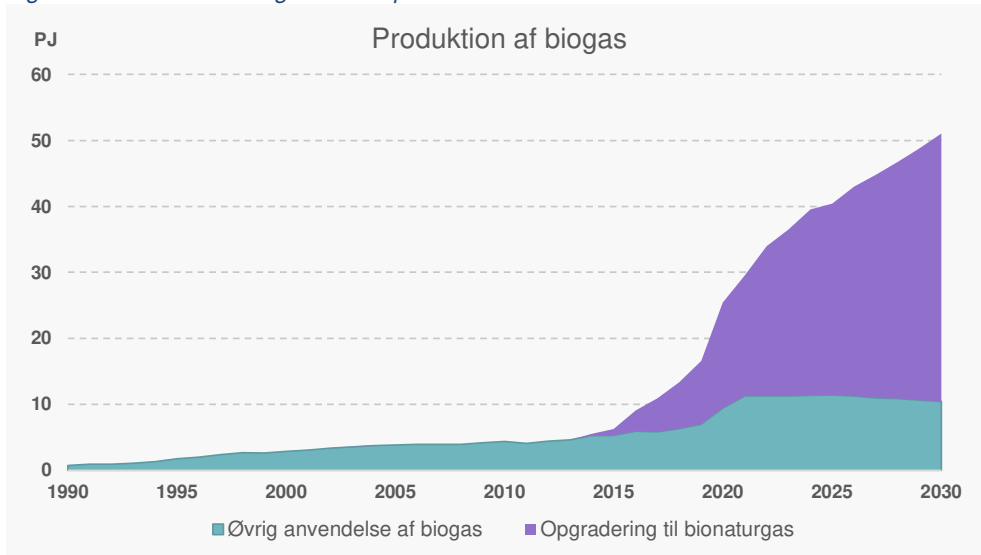
#### 2.1.4 Produktion af biogas

Biogas produceres på en række forskellige anlæg i Danmark, hvoraf størstedelen produceres på landbrugsanlæg. Størstedelen af biogassen forventes at blive opgraderet til bionaturgas, som herefter vil indgå i ledningsgassen. Den nye fremskrivning af de forventede biogasmængder tager højde for de ændrede politiske rammer for støtten til biogas (jf. forudsætningsnotat 4E. Biogas). Vurderingen af de fremtidige biogasmængder er et foreløbigt bedste skøn forbundet med væsentlig usikkerhed. De fremtidige mængder afhænger bl.a. af det kommende udbud til biogas og andre grønne gasser.

Udviklingen i produktionen af biogas er vist i Figur 6 for perioden 1990 til 2030, hvoraf årene 2020 til 2030 er fremskrivningsår. I 1990 blev der produceret 0,8 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 16,6 PJ i 2019. Der forventes en stadigt voksende produktion af biogas i årene frem mod 2030, og i 2030 forventes mængden af produceret biogas at være ca. 50 PJ. Op mod 80 pct. af biogasproduktionen i 2030 forventes at blive opgraderet til bionaturgas og indgå i ledningsgassen, mens ca. 17 pct. forventes anvendt direkte uden opgradering til elproduktion (inklusive forgasningsgas) og de resterende knap 5 pct. til proces og varme (jf. tabel 1 i forudsætningsnotat 4E Biogas).



Figur 6: Produktion af biogas fordelt på anvendelse

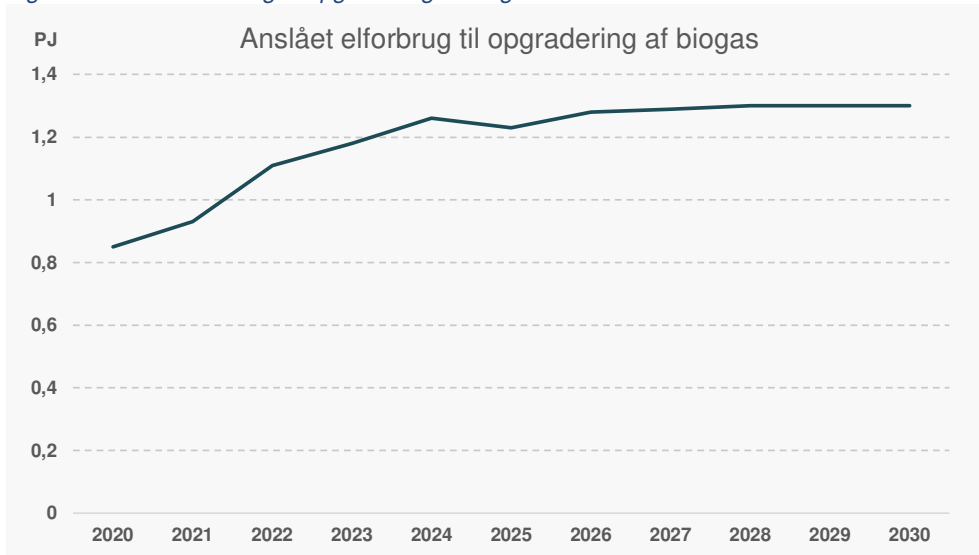


Op mod 90 pct. af biogasproduktionen finder i dag sted på landbrugsanlæg, mens den resterende del af biogassen produceres på industrianlæg, renseanlæg, lossepladsanlæg og forgasningsanlæg. Stigningen i biogasproduktionen frem mod 2030 forventes også at finde sted på landbrugsanlæggene, og produktionen på landbrugsanlæggene forventes således at blive mere end fordoblet fra 2020 til 2030 (jf. tabel 2 i forudsætningsnotat 4E Biogas).

Der er ikke i KF21 anvendt historiske data til beskrivelse af biogasproduktionens energiforbrug. Der forventes at være et energiforbrug i form af elforbrug og eventuelt et naturgasforbrug. 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 7 viser det forventede elforbrug til opgradering af biogas i årene 2020 til 2030. Det ses af figuren at elforbruget forventes at være ca. 0,9 PJ i 2020 og stige til ca. 1,3 PJ i 2030.



Figur 7: Anslået elforbrug til opgradering af biogas 2020-2030



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 7B. 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.

Der fremstilles godt 5 PJ biodiesel om året i Danmark. Da der alene er tale om to anlæg opgøres produktionsvolumen ikke specifikt i energistatistikken, hvorfor der heller ikke er grundlag for en eksplicit fremskrivning heraf.

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 Nøgletal og indikatorer for sektoren - Brintproduktion

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.



### 2.3 Udvalgte elementer i sektorens udvikling

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>e-reduktioner, i det omfang de fortrænger fossile brændstoffer. Derudover kan elektrolyse og andre PtX-teknologier bidrage til sektorkobling i en elproduktion 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. Det er altså et område i stor vækst, med en meget kort historie i det danske energisystem. Regeringen vil i 2021 udgive en national strategi for PtX. Den teknologiske udvikling på området giver mulighed for andre udviklingsforløb end det her skitserede.

## 3. Kvalificering af KF21 forløbet

### 3.1 Usikkerhed

Usikkerheden omkring den forventede olie- og gasindvinding er beskrevet i Energistyrelsens produktionsprognose for olie og gas. Der er særligt usikkerhed forbundet med fremskrivning af de teknologiske ressourcer og efterforskningsressourcerne, og usikkerheden er stigende frem mod 2030. Derudover er der usikkerhed omkring eventuelle negative, indirekte effekter knyttet til 'Aftale om fremtiden for olie- og gasindvinding i Nordsøen' (Regeringen m.fl., 2020), f.eks. ændringer i investeringsvilje, som således introducerer en vis usikkerhed, om end det dog antages at være begrænset i perioden frem mod 2030. De indirekte effekter forventes at blive afspejlet i næste offentliggørelse af Energistyrelsens olie- og gasprognose i 2021, og dermed også i KF22.

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. Usikkerhederne er yderligere beskrevet i Forudsætningsnotat 7B PtX.

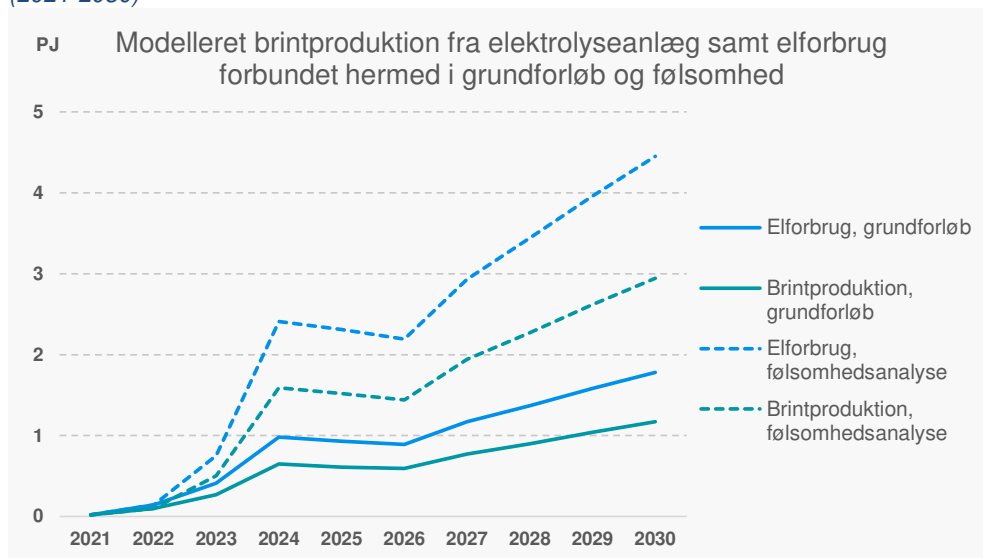
Der er også væsentlige usikkerheder forbundet med fremskrivningen af udviklingen i biogasproduktionen, som skyldes at udformningen af kommende udbud til ny

biogas og andre grønne gasser ikke er fastlagt endnu. Usikkerhederne er yderligere beskrevet i Forudsætningsnotat 4E Biogas.

### 3.2 Følsomheder

Figur 8 viser udviklingen i brintproduktion og elforbrug til brintproduktion i tilfælde af, at det planlagte udbud til PtX giver anledning til en samlet elektrolysekapacitet på 300 MW frem for de antagne 100 MW, der betragtes som det mest sandsynlige skøn. Det høje skøn for elektrolysekapacitet giver samlet 332 MW elektrolyse fra 2024 og frem. Antagelserne knyttet til det høje skøn for elektrolysekapacitet er beskrevet yderligere i Forudsætningsnotat 7B om PtX. En modellering af det høje skøn for elektrolysekapacitet er foretaget med samme antagelser som grundforløbet hvad angår virkningsgrad, brug af overskudsvarme osv. For det høje skøn vokser den samlede brintproduktion i perioden frem mod 2030, og forventes at være ca. 2,9 PJ i 2030, imod ca. 1,2 PJ i grundforløbet. Elforbruget forventes at være ca. 4,5 PJ for det høje skøn i 2030, modsat ca. 1,8 PJ for grundforløbet.

Figur 8: Modelleret brintproduktion fra elektrolyseanlæg og dermed forbundet elforbrug i hhv. grundforløb og i følsomhedsanalyse, hvor PtX-udbud giver anledning til 300 MW elektrolyse (2021-2030)



### 3.3 Planlagt udvikling fremadrettet

Udviklingslementer omfatter:

- Eventuelle indirekte effekter af 'Aftale om fremtiden for olie- og gasindvinding i Nordsøen' (Regeringen m.fl., 2020), såsom ændringer i investeringsvilje, forventes at blive afspejlet i næste offentliggørelse af Energistyrelsens olie- og gasprognose i 2021, og dermed også i KF22.



- Brede 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.
- Angående udbygningen af biogas, forventes der i biogasprognosen 2022, og dermed i KF22, at være et forbedret grundlag for vurderingen af mængderne samt typen af grøn gas som følge af forventet politisk beslutning om udbudsdesignet for ny biogas og andre grønne gasser.
- Separat fremskrivning af egetforbrug af energi til biogasproduktion.

## 4. Kilder

Energistyrelsen, 'Technology Data for Renewable Fuels', 2021

Energistyrelsen, Energistatistik 2019

Energistyrelsen, Biogasprognosen

Energistyrelsen, Olie- og gas indvindingsprognosen, 2020

'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

## 5. Bilag

### 5.1. Biogene udledninger fra brændstofproduktion

Der er ikke biogene udledninger fra produktion af olie, gas og VE-brændstoffer.