



*Dette sektorforudsætningsnotat er en del af Klimastatus og -fremskrivning 2023 (KF23). KF23 er en såkaldt frozen policy fremskrivning, hvilket indebærer, at forudsætningerne for fremskrivningen afspejler et "politisk fastfrosset" fravær af nye tiltag på klima- og energiområdet ud over dem, som Folketinget har besluttet før 1. januar 2023 eller som følger af bindende aftaler. For yderligere information om frozen policy tilgangen, se kapitel 1 Principper for frozen policy i sektorforudsætningsnotatet Principper og politikker.*

## Indholdsfortegnelse

<b>Introduktion og opsummering .....</b>	<b>3</b>
1. Hvad omfatter sektoren for produktion af olie, gas og VE-brændstoffer i KF? ..	3
2. Væsentlige ændringer i forudsætninger eller metode ift. KF22 .....	3
3. Hvordan indgår forudsætninger og modeller i beregning af udledningerne? ....	5
<b>Kapitel 1: Olie- og gasfremskrivning .....</b>	<b>8</b>
1.1 KF23 forløbet frem mod 2035 .....	8
1.2 Metode og antagelser bag KF23 forløbet .....	9
1.2.1 Generelle antagelser og metode .....	9
1.2.2 Frozen policy antagelser til KF23 .....	11
1.3 Kvalificering af KF23 forløbet .....	12
1.3.1 Sammenligning med KF22 .....	12
1.3.2 Usikkerhed .....	14
1.3.3 Planlagt udvikling fremadrettet .....	15
1.4 Kilder .....	16
Kapitel 1 bilag .....	17
<b>Kapitel 2: Raffinaderier .....</b>	<b>18</b>
2.1 KF23 forløbet frem mod 2035 .....	18
2.2 Metode og antagelser bag KF23 forløbet .....	19
2.2.1 Generelle antagelser og metode .....	19
2.2.2 Frozen policy antagelser til KF23 .....	21
2.3 Kvalificering af KF23 forløbet .....	22
2.3.1 Sammenligning med KF22 .....	22
2.3.2 Usikkerhed .....	22
2.3.3 Planlagt udvikling fremadrettet .....	22



2.4 Kilder .....	23
<b>Kapitel 3: Biogasproduktion.....</b>	<b>24</b>
3.1 KF23 forløbet frem mod 2035.....	24
3.2.2 Frozen policy-antagelser til KF23.....	28
3.2.3 Metantab fra biogasanlæg.....	28
3.3 Kvalificering af KF23 forløbet.....	29
3.3.1 Sammenligning med KF22.....	29
3.3.2 Følsomhed .....	31
3.3.3 Planlagt udvikling fremadrettet.....	32
3.4 Kilder .....	33
Kapitel 3 bilag: Ressourcegrundlag for biogasproduktion .....	34
<b>Kapitel 4: Power-to-X .....</b>	<b>36</b>
4.1 KF23 forløbet frem mod 2035.....	36
4.2 Metode og antagelser bag KF23 forløbet .....	39
4.2.1 Generelle antagelser og metode.....	39
4.2.2 Frozen policy antagelser til KF23.....	40
4.2.3 CO <sub>2</sub> -reduktioner som følge af Power-to-X .....	42
4.3 Kvalificering af KF23 forløbet.....	43
4.3.1 Sammenligning med KF22.....	43
4.3.2 Usikkerhed .....	43
4.3.3 Planlagt udvikling fremadrettet.....	44
4.4 Kilder .....	46

## Introduktion og opsummering

### 1. Hvad omfatter sektoren for produktion af olie, gas og VE-brændstoffer i KF?

I Klimafremskrivningen (KF) omfatter sektoren produktion af olie, gas og VE-brændstoffer indvinding af olie og gas i Nordsøen og raffinaderivirksomhed samt produktion af biogas og PtX-brændstoffer.<sup>1</sup> Lækage fra biogasanlæg, der i CRF-tabellen klassificeres som affaldsrelaterede udledninger, afrapporteres i KF23 nu under sektoren produktion af olie, gas og biobrændstoffer, idet disse udledninger er direkte forbundet med produktionen af biogas.

For at illustrere størrelsesorden af sektorens udledninger, er de historiske udledninger fra den forrige fremskrivning (dvs. i KF22), der tilskrives sektoren produktion af olie, gas og VE-brændstoffer, vist i tabel 1.

*Tabel 1: Historiske udledninger forbundet med produktion af olie, gas og VE-brændstoffer jf. KF22*

Mio. ton CO <sub>2</sub> e	2019	2020
Indvinding - Egetforbrug af fossile brændsler	1,1	0,8
Indvinding - Flaring	0,2	0,1
Raffinaderier - Egetforbrug af fossile brændsler	1,0	0,9
Raffinaderier - Flaring	0,0	0,0
Flygtige udledninger fra olie og gas	0,1	0,1
Øvrige olie-gas udledninger (anden flaring)	0,1	0,0
Biogaslækage*	0,3	0,3
<b>De samlede udledninger for alle sektorer</b>	<b>47,5</b>	<b>44,9</b>
Andel af de samlede udledninger som er fra sektoren produktion af olie, gas og VE-brændstoffer	5 %	4 %

\* I KF22 lå udledninger forbundet med lækage fra biogasanlæg under affaldssektoren, men disse er i KF23 flyttet til sektoren produktion af olie, gas og VE-brændstoffer.

Kilde: KF22

### 2. Væsentlige ændringer i forudsætninger eller metode ift. KF22

Tabel 2 viser en sammenligning af KF23 og KF22 forudsætningerne for hhv. egetforbruget af fossile brændsler i olie-gas indvindingen, egetforbruget af fossile brændsler på raffinaderierne, samlet produktion af biogas og produktion af opgraderet biogas, samt PtX-elektrolysekapacitet. Væsentlige ændringer i forudsætningerne for de enkelte sektorer er kort uddybet nedenfor.

<sup>1</sup> Produktion af biobrændstoffer hører formelt set også hjemme i denne sektor, men energiforbruget og dermed også udledningerne forbundet med den danske produktion af biobrændstoffer indgår i andre af fremskrivningens sektorer (f.eks. landbrugs- og fremstillingssektorerne), og kan ikke identificeres eksplicit. Produktion af bioethanol og biodiesel modelleres således heller ikke i KF23.

 **Tabel 2: Udvalgte sektorspecifikke forudsætninger i KF23 sammenlignet med KF22**

		2025	2030	2035
Indvinding: Egetforbrug af fossile brændsler Mia. Nm3	KF23	0,39	0,37	0,36
	KF22	0,56	0,48	0,40
Raffinaderier: Egetforbrug af fossile brændsler PJ	KF23	13,6	9,8	9,8
	KF22	15,1	15,1	15,1
Biogas: Produktion af biogas i alt PJ	KF23	40	50	42
	KF22	41	52	43
Biogas: Produktion af opgraderet biogas PJ	KF23	30	43	37
	KF22	29	40	38
PtX: Elektrolysekapacitet MW	KF23	700	900	1650
	KF22	254	254	254

Aftale om grøn skattereform for industri mv. fra 2022 afgiftsbelægger CO<sub>2</sub>-udledninger ifm. indvinding af olie og gas og raffinaderierne, og har dermed også betydning for incitamenterne for disse sektors energiforbrug, herunder egetforbruget af naturgas på platformene i Nordsøen og egetforbruget af raffinaderigas på raffinaderierne.

Fsva. indvinding er produktionsprognosen fra august 2022 for især olie nedskrevet, og det forventede egetforbrug af naturgas på platformene er ligeledes reduceret sammenlignet med KF22 (jf. tabel 2). Produktionsprognosen afspejler bl.a. forsinkelsen i genopbygningen og produktionsstart for Tyra-feltet, der også påvirker produktionen af olie og gas, der forventes at stige igen i 2024, idet produktionen fra Tyra gradvis indføres fra vinteren 2023/24.

Fsva. raffinaderier er der som i KF22 fremskrevet fladt herefter korrigeret effekten af, jf. *Aftale om grøn skattereform for industri mv. fra 2022*<sup>2</sup>.

Fsva. biogas blev det med *Klimaaf tale om grøn strøm og varme 2022* besluttet, at fremrykke et planlagt støtteudbud for grønne gasser fra 2026 til 2025, hvilket alt andet lige fremrykker den forventede produktion og øger mængden af biogas i 2025. Samtidig blev det dog også besluttet at nedskalere puljen fra 150 mio. kr. til 120 mio. kr., hvilket mindsker den forventede produktion af biogas ift. KF22 i perioden frem til støtteordningernes ophør. Herudover er de samlede producerede mængder biogas i KF23 også påvirket af en lavere produktion i de førstkomende år end det var tilfældet i KF22 (bl.a. pga. infrastrukturelle begrænsninger). Den samlede produktion af biogas er derfor en smule lavere i KF23 end i KF22, men da der samtidig ses en øget tendens til opgradering ift. KF22 ligger mængden af

<sup>2</sup> Dokumentationsnotatet, som dokumenterer de anvendte metoder til opgørelse af effekter, kan findes på Skatteministeriets hjemmeside: "*Dokumentation og følsomhedsberegninger af effekter for erhverv og rumvarme*".



opgraderet biogas i KF23 lidt over niveauerne fra KF22 i perioden omkring 2030 (jf. tabel 2).

Fsva. PtX forventes *Aftale om udvikling og fremme af brint og grønne brændstoffer* af d. 15. marts 2022, og *Klimaaf tale om grøn strøm og varme* af d. 25. juni 2022 at muliggøre en øget udbygning af VE-kapacitet, der forsyner elektrolysekapaciteten til PtX. I KF23 vurderes derfor, at de indregnede<sup>3</sup> PtX-projekter, som *ikke* vil forsynes af eksisterende eller allerede planlagt VE-kapacitet, vil medføre udbygning af yderligere VE-kapacitet. Effekten fører til en mindre opjustering af VE-kapacitet sammenlignet med KF22 (som forudsatte, at PtX-udbygningen ikke medførte yderligere VE-kapacitet). Sammenkobling mellem PtX og VE er indbyrdes afhængige og der tages overordnet hensyn til forventninger til afsætningspriser af anlæggenes produkter og forventningerne om aktørernes projektplanlægning. Elforbruget fra PtX antages at ligge på omtrent 5000 fuldlasttimer. For at imødekomme dette elforbrug er den nødvendige kapacitet for landvind og sol regnet ud fra de teknologispecifikke fuldlasttimer fra Energistyrelsens Teknologikatalog. En nærmere metodebeskrivelse fremgår i sektorforudsætningsnotat Produktion af olie, gas og VE-brændstoffer kapitel 6.2.2.1.1 og 7.2.2 vedr. hhv. landvind og sol.

### 3. Hvordan indgår forudsætninger og modeller i beregning af udledningerne?

De direkte udledninger forbundet med produktion af olie, gas og VE-brændstoffer stammer fra:

- Indvinding: Forbrug af naturgas på platformene og flaring
- Raffinaderier: Forbrug af fossile brændsler (især raffinaderigas) og flaring
- Biogas: Lækage fra biogasanlæg

Herudover har grønne gasser, såsom biogas, en indirekte effekt på udledningerne i de forbrugende sektorer i det omfang dette fortrænger brugen af fossile brændsler. Dette kommer i KF23 til udtryk i VE-andelen af systemgas. En lignende mekanisme gør sig gældende for andre grønne brændsler, såsom e-brændstoffer, der fortrænger fossile alternativer. Effekten af disse brændsler tilskrives ligeledes de forbrugende sektorer<sup>4</sup>. Der kan ikke nødvendigvis sættes lighedstegn imellem Danmarks produktion af grønne brændsler og drivhusgasreduktioner sfa. forbruget, da brændstoffer kan eksporteres til forbrugere i udlandet.

#### *Indvinding af olie-gas*

*Egetforbruget af naturgas som brændsel* på platformene i Nordsøen hænger delvist sammen med udviklingen i *olie- og gasproduktionen*, men egetforbruget afhænger

<sup>3</sup> PtX-projekter indgår i KF23 når de har fået tilsagn om støtte eller der er truffet en endelig investeringsbeslutning.

<sup>4</sup> Der henvises til relevante sektorforudsætningsnotater, for en gennemgang forudsætningerne for de respektive sektorer forbrug af grønne brændstoffer.



samtidig også af en række øvrige tekniske faktorer, og udvikler sig derfor ikke direkte proportionalt med olie- og gasproduktionen.

#### *Raffinaderier*

*Raffinaderigas*, der er et restprodukt fra destilleringen af olie, er det primære brændselsinput til raffinaderiernes procesvarme, og dermed også hovedkilden til udledningerne fra raffinaderierne. Forbruget af raffinaderigas kan reduceres ved anvendelse af alternative energikilder samt investeringer i energieffektiviseringer og elektrolysebaseret brint som feedstock. Den restproducerede fossile raffinaderigas vil dog stadig skulle håndteres.

#### *Produktion af biogas*

Omfanget af biogasproduktionen er hovedsageligt bestemt af *støtten til biogas*, både fsva. de nu lukkede støtteordninger og de kommende støtteudbud til biogas og andre grønne gasser. Langt størstedelen af biogasproduktionen finder sted på landbrugsanlæg<sup>5</sup> og langt hovedparten af biogassen *opgraderes* og indføres i gassystemet. Den del af biogassen, der ikke opgraderes, forventes hovedsageligt anvendt til elproduktion og en mindre andel anvendt internt i biogasanlæggene til proces og varme. Energiforbruget forbundet med den primære biogasproduktion opgøres og modelleres ikke eksplicit i KF23 grundet manglende historiske data<sup>6</sup>, men elforbrug til opgradering af biogas estimeres.

De direkte udledninger i drivhusgasregnskabet forbundet med biogasproduktion stammer fra *lækagen fra biogasanlæggene*. Da metantabet fra biogasanlæggene antages at være proportionalt med produktionen, medfører den stigende produktion af biogas i fremskrivningen alt andet lige også stigende udledninger fra lækage.

#### *Produktion af PtX-brændstoffer*

Udbygning af PtX-produktionskapaciteten udtrykkes i KF gennem udbygningen af elektrolysekapaciteten. Udbygningen med PtX-kapacitet antages i KF23 fortsat primært at være baseret på de projekter, som har fået tilsagn om støtte eller som har truffet endelig investeringsbeslutning, da PtX-brændstoffer på kort sigt og under nuværende regulatoriske rammer ikke forventes at kunne konkurrere på markedsvilkår med andre brændstoffer, herunder direkte elektrificering og biobrændstoffer. Fremskrivningen på længere sigt, dvs. efter 2030, baseres på en forventning om øget efterspørgsel på grønne brændstoffer formentligt fra udlandet, som vil være med til at drive en mindre udvikling i yderligere PtX-kapacitet i Danmark.

---

<sup>5</sup> Herudover produceres der også biogas gennem metanindvinding på deponier / lossepladser, på spildevandsanlæg, på industrialnæg og på forgasningsanlæg.

<sup>6</sup> Eventuelle udledninger forbundet med energiforbruget til den primære biogasproduktion kan derfor heller ikke opgøres særskilt i KF.

Produktion af grøn brint eller andre brændstoffer på et PtX-anlæg giver først en CO<sub>2</sub>-reduktion, når PtX-produkterne anvendes og fortrænger et fossilt brændstof, eller tilsvarende udledninger fra produktion til et kulstofbaseret produkt. Den direkte effekt af PtX-udbygningen i KF er derfor primært det elforbrug, der er forbundet med PtX-produktionen. PtX-anlæggenes driftsmønstre afhænger bl.a. af elprisen og disses driftsmønstre er modelleret direkte i Ramses-modellen (jf. sektorforudsætningsnotat El og fjernvarme kapitel 1 Ramses modellen).

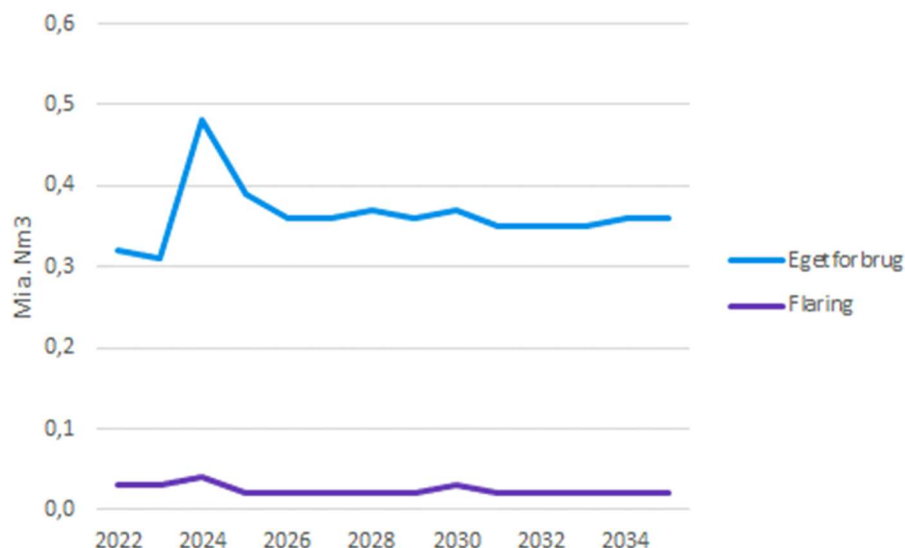
## Kapitel 1: Olie- og gasfremskrivning

### 1.1 KF23 forløbet frem mod 2035

Dette kapitel beskriver udviklingen i egetforbruget af naturgas på platformene og flaring, som er forbundet med indvinding af olie og gas i Nordsøen, herunder sammenhængen mellem disse variable og produktionsprognosen for olie og gas (jf. afsnit 1.2.1), samt betydningen af politik-tiltag for produktionsprognosen (jf. afsnit 1.2.2)

Figur 1.1 viser udviklingen i det forventede forbrug af gas fordelt på hhv. egetforbruget på platformene og flaring, baseret på Energistyrelsen årlige prognose for olie- og gasproduktion samt egetforbrug og flaring i den danske del af Nordsøen. Olie- og gasprognosen er Energistyrelsens faglige vurdering af, hvor meget der frem mod 2050 forventes at blive indvundet af olie og gas under de bestående rammevilkår. Den seneste prognose blev offentliggjort i august 2022 (Energistyrelsen, 2022) og opdateres én gang årligt, hvorfor de skønnede mængder kan ændre sig.

Figur 1.1: Forbrug af gas, fordelt mellem egetforbrug og flaring [mia. Nm<sup>3</sup>]



Udviklingen i egetforbruget af gas på platformene og flaring hænger delvist sammen med udviklingen i produktionen af olie og gas. Egetforbruget og flaring afhænger dog samtidig også af en række øvrige tekniske faktorer, som blandt andet midlertidig nedlukning og alder på felterne, og udvikler sig derfor ikke direkte proportionalt med produktionen af olie og gas. Samtidig er sammenhængen mellem udviklingen af produktion og egetforbruget blevet justeret på baggrund af faktisk erfaring fra tidligere år.





Sammenlignet med KF22 omfatter de væsentlige ændringer i produktionsprognose for olie og gas med betydning for egetforbrug og flaring:

- En opjustering af produktionsprognosen for gas i 2025 og 2030. Dog er forventningen til produktionen i den nye prognose ca. 15 pct. lavere i 2035, i forhold til KF22.
- En nedjustering af olieproduktionen på ca. 10 pct. i både 2025, 2030 og 2035 i forhold til sidste års prognose.

For en direkte sammenligning af forløbet for egetforbrug og flaring i KF23 med KF22, se afsnit 1.3.1.

## 1.2 Metode og antagelser bag KF23 forløbet

### 1.2.1 Generelle antagelser og metode

Energistyrelsens årlige produktionsprognosen består af to dele:

- En kortsigtet prognose (5 års prognose, dvs. for perioden 2022-2026). Den kortsigtede prognose omfatter det såkaldte *forventede forløb* (der baseres på ressourcekategorierne *reserver* og *betingede ressourcer*), der dækker over den produktion, som Energistyrelsen ved offentliggørelsen af prognosen, vurderede som den mest realistiske.
- En langsigtet prognose (fra 2027 frem mod 2050). Den langsigtede prognose omfatter *det forventede forløb*, samt *de teknologiske ressourcer* og *eftersøkningsressourcerne* (hvilket tilsammen giver det såkaldte *mulige forløb*).

Ressourcekategorierne og håndteringen af disse ift. produktionsprognosen er yderligere beskrevet i kapitel 1's bilag. Det skal her bemærkes, at Energistyrelsens produktionsprognose i høj grad er baseret på prognoser indsendt af rettighedshaverne, og som indeholder de tekniske muligheder og forventninger til produktion, egetforbrug og flaring. De tekniske muligheder eller såkaldte tekniske ressourcer er udtryk for hvad der er teknisk muligt at indvinde. Tidspunktet for ophør af produktionen er i prognosen ikke generelt bestemt af driftsøkonomiske kriterier. Det vurderes dog ikke, at driftsøkonomiske kriterier vil ændre prognosen frem mod 2035. Overordnet set påvirkes den forventede olie- og gasproduktion ikke nævneværdigt af kortvarige ændringer i priserne på olie og naturgas, men højere brændselspriser (eller en højere CO<sub>2</sub>-kvotepris) øger alt andet lige incitamentet til energibesparelser i produktionen.

Der er fire parametre, der fremskrives i produktionsprognosen:

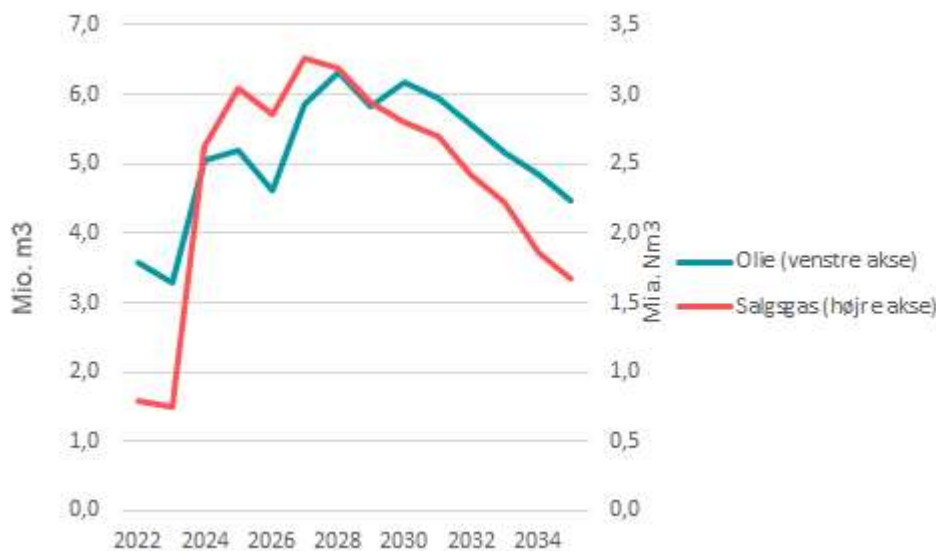
- 1) Olieproduktionen (figur 1.2),
- 2) Gasproduktionen (figur 1.2),
- 3) Egetforbruget af naturgas som brændstof på platformene (figur 1.1)
- 4) Afbrænding af gas uden udnyttelse ved flaring (figur 1.1).

Der er for alle fire parametre tale om aggregerede data for prognosens såkaldte *mulige forløb*, som indeholder reserver, betingede ressourcer, teknologiske ressourcer og efterforskningsressourcer.

### Olieproduktion og gasproduktion

Den forventede produktion af olie og gas fremgår af figur 1.2. Som det fremgår af figuren, forventes et fald i produktionen frem til 2024. Faldet skyldes genopbygning af anlæggene på Tyra, der i prognosen først antages at være færdige i starten af 2024, hvorfor produktionen her ventes at stige. For olie forventes produktionen at toppe i 2028, med en produktion på 6,3 mio. m<sup>3</sup>, mens produktionen af gas forventes at toppe i 2027 med en produktion på 3,3 mia. Nm<sup>3</sup>. Olie- og gasproduktion er generelt aftagende over tid, og driften fra et felt vil være aftagende over tid. Den danske del af Nordsøen består primært af modne felter, hvorfor produktionen samlet vil falde fremadrettet, da nye projekter og felter ikke forventes at opveje tidligere tiders produktion.

Figur 1.2: Olie- og gasproduktion fra Nordsøen



### Egetforbrug og flaring

Egetforbruget af naturgas på platformene omfatter forbrug af naturgas som brændstof til drift af gasturbiner, generatorer, pumper m.v. ifm. produktionen af olie og gas. Flaring sker på alle danske offshore platforme med behandlingsanlæg og er nødvendig af sikkerhedshensyn i de tilfælde, hvor anlæggene skal trykafledes.



Fremskrivningen af egetforbruget samt flaring relateret til olie- og gasindvindingen indgår ikke i den årlige produktionsprognose, men er en del af det bagvedliggende datasæt. Egetforbrugsfremskrivningen baserer sig på indberetninger fra de forskellige aktører i Nordsøen. For de teknologiske ressourcer, såvel som efterforskningsressourcerne beregnes egetforbruget og flaring ud fra antagelser bl.a. baseret på erfaringer fra den faktiske produktion de tidligere år.

Egetforbruget af naturgas på platformene afhænger bl.a. af de producerede mængder af olie og gas, hvorvidt der er tale om opstart eller stabil drift på feltet/anlægget, samt feltets alder:

- En lavere produktionsmængde vil alt andet lige indebære et lavere egetforbrug, mens idriftsættelse af nye felter generelt vil medføre højere egetforbrug og flaring grundet den forøgede produktion. Forsinkelsen på idriftsættelsen af Tyrafeltet medfører lavere produktion samlet set og dermed lavere egetforbrug og flaring indtil 2024, hvor produktion og forbrug stiger.
- I den første opstartsfasen af et felt/anlæg ses der normalt også højere egetforbrug og flaring, end når feltet/anlægget er kørt ind og har opnået stabil drift, da et anlæg har en indkørings- og justeringsfase. Det højere egetforbrug i midten af 2020'erne hænger primært sammen med idriftsættelsen af Tyra-feltet.
- Ved sammenligning af figur 1.1 med figur 1.2 ses at egetforbruget på længere sigt forventes at være relativt stabilt selv om produktionen af olie og gas aftager. Dette forhold skal bl.a. ses i lyset af felternes stigende alder. F.eks. olieproduktionen går en del af energiforbruget således til pumpning, og i takt med at man over tid får mere vand i olie vil energiforbruget per udvundet olie-enhed alt andet lige stige. F.eks. gasproduktionen falder energiforbruget til kompression og gasbehandlingen heller ikke i samme takt som gasproduktionen.

### 1.2.2 Frozen policy antagelser til KF23

Dette afsnit beskriver de politiske aftaler, der har betydning for betydning for olie- og gasprognosen i KF23.

#### *Aftale om fremtiden for olie- og gasindvinding i Nordsøen (2020)*

Både prognosen for produktionen af olie og salgsgas samt det tilhørende egetforbrug og flaring inkluderer de direkte og de indirekte effekter af *Aftale om fremtiden for olie- og gasindvinding i Nordsøen af 3. december 2020 (kaldt Nordsøaftalen)*.



De direkte effekter af aftalen på olie- og gasprognosen vedrører alene potentialerne med relation til efterforskning og teknologi. Derudover er der indirekte effekter af aftalen, herunder i form af yderligere reduktion af teknologi- og efterforskningsbidraget i den nyeste olie-gas produktionsprognose, der ligger til grund for egetforbruget og flaringen i KF23. Dette skyldes i høj grad, at Energistyrelsen forventer et reduceret incitament i udviklingen af ny teknologi som følge af, at Nordsøaftalen af har sat et sluttidspunkt for indvindingen i 2050.

### Grøn skattereform (2022)

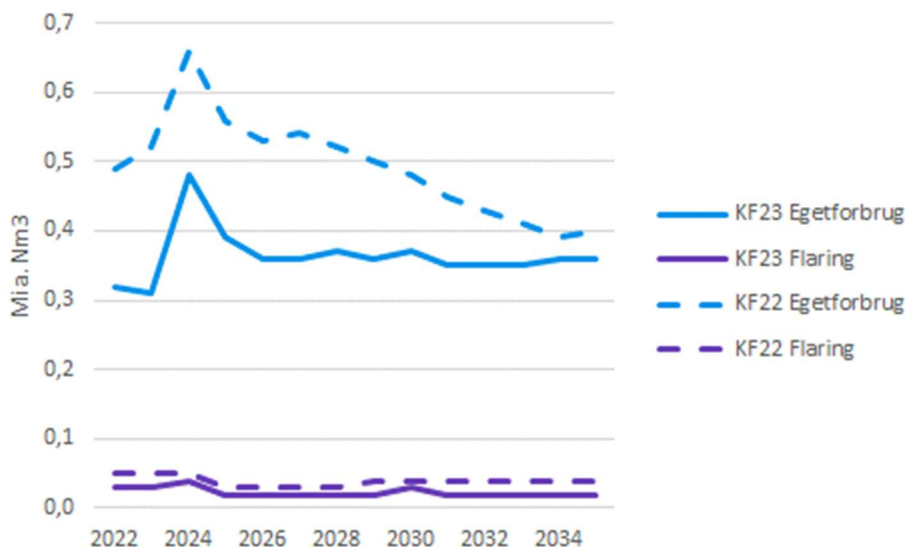
Energistyrelsens *Ressourceopgørelse og prognose* er udgivet efter indgåelse af *Aftale om grøn skattereform for industri mv., fra 2022*, men prognosen bygger blandt andet på rapporteringer fra rettighedshaverne, der er indsendt inden aftalen var indgået, men efter at arbejdet med en grøn skattereform var påbegyndt. Udgivelsen er en niveaufremskrivning og ikke en effektvurdering, men bygger på rettighedshavernes vurderinger af fremtiden, herunder effekter af politikker.

## 1.3 Kvalificering af KF23 forløbet

### 1.3.1 Sammenligning med KF22

I KF22 blev "Ressourceopgørelse og prognose" fra september 2021 anvendt. Nedenstående figur 1.3 viser forskellene i egetforbruget og flaring. Som det fremgår af figuren, ventes et betydeligt lavere egetforbrug af gas og flaring i KF23, end det var tilfældet i KF22. Det lavere egetforbrug skyldes både lavere produktion og ændring af allokeringstype for egetforbrug, da tidligere anvendt metode har vist sig at have en for stor direkte effekt mellem egetforbrug og produktion.

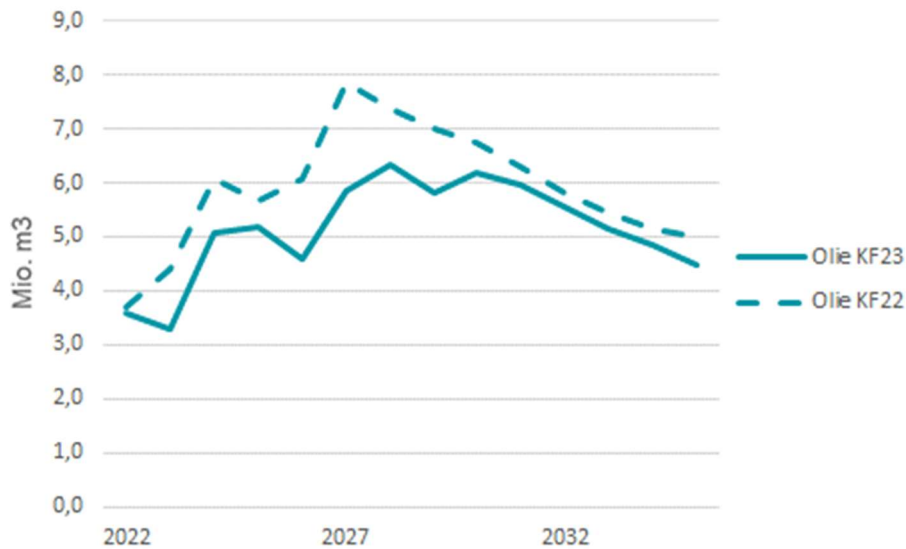
Figur 1.3: Sammenligning mellem KF23 og KF22 for egetforbrug og flaring [mia. Nm<sup>3</sup>].





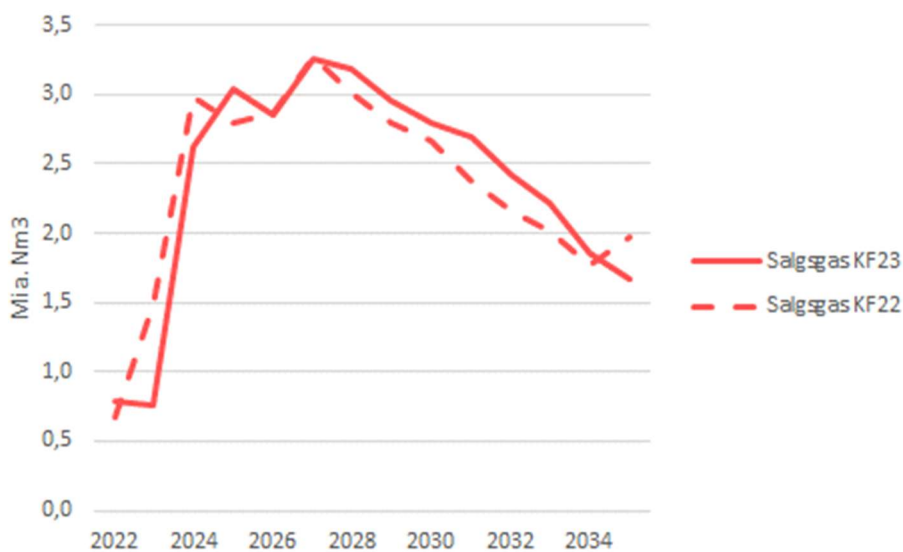
Figur 1.4 og 1.5 sammenligner den nuværende forventning til udviklingen i olie- og gasproduktionen med forventningen i KF22.

Figur 1.4: Sammenligning mellem KF23 og KF22 for olieproduktion fra Nordsøen [mio. m<sup>3</sup>].



Note: Brændværdien for olie er 36,55 PJ/mio. m<sup>3</sup>

Figur 1.5: Sammenligning mellem KF23 og KF22 for gasproduktion fra Nordsøen [mia. Nm<sup>3</sup>].



Note: Brændværdien for gas er 38,88 PJ/mia. Nm<sup>3</sup>



Ændringerne i 2022 produktionsprognosen for olie og gas ift. produktionsprognosen fra 2021, der blev anvendt i KF22, skyldes bl.a.:

- Produktionsstart for Tyrakomplekset er yderligere forsinket, og er udskudt. I prognosen regnes med produktionsstart primo 2024, hvilket er den primære grund til, at produktionen af olie og gas først stiger igen fra 2024.
- Prognosen for olie frem mod 2050 er revideret som følge af nye data og oplysninger bl.a. produktionserfaringer. Desuden er diverse udbygningsprojekter blevet revurderet, og det har ført til både op- og nedskrivninger, men samlet set er der nedskrivning på 10 pct. for det forventede forløb frem mod 2050 og 12 pct. i det mulige forløb frem mod 2050 i forhold til sidste års prognose. Dette fald skyldes revurdering af større projekter og en reduktion af efterforskningspotentialet. Indtil 2030 er det forventede forløb generelt lavere end sidste års prognose, hvorefter forløbet stort set ligner sidste års forventninger.
- Prognosen frem mod 2050 er for salgsgas revideret som følge af nye data og oplysninger bl.a. baseret på produktionserfaringer. Endvidere er diverse udbygningsprojekter blevet revurderet, og det har samlet set ført til en nedskrivning af prognosens resourceskøn for det forventede forløb frem mod 2050 for salgsgas med 2 pct. og en nedskrivning på 3 pct. for det mulige forløb frem mod 2050.

Gasprognosen topper med en årlig produktion på godt 3,3 mia. Nm<sup>3</sup> i 2027, hvorefter den gradvist falder. Gasprognosen forventes at dykke en smule i 2026, hvilket hænger sammen med, at flere projekter er skudt i tid, og at de forventede producerede mængder er revurderet.

For årene 2027, hvor prognosen for salgsgas topper, og frem er det forventede forløb for salgsgas ikke væsentligt forskelligt fra sidste års prognose. Prognosen for salgsgas er jævnt faldende efter 2027.

- Nedskrivning af salgsgasdelen og oliedelen af de tekniske ressourcer. Det skyldes en yderligere forventning om et mindre incitament til udviklingen af ny teknologi som følge af, at *Nordsøaftalen af 3. december 2020* har sat et sluttidspunkt for indvindingen i 2050. Herudover nedskrivning af efterforskningsressourcer som følge af nye oplysninger om potentialet.

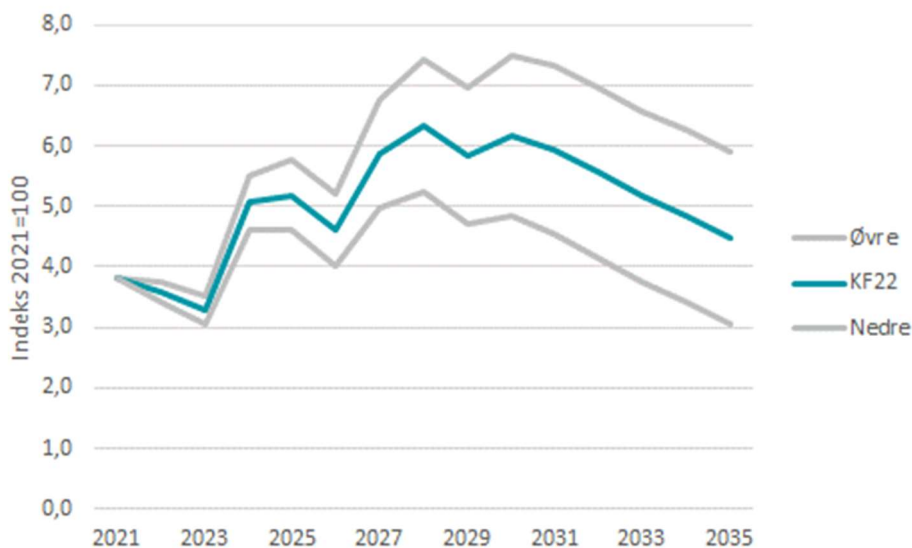
### 1.3.2 Usikkerhed

Energistyrelsens produktionsprognose er forbundet med usikkerhed. Prognosen er overordnet sammensat af fire kategorier: reserver, betingede ressourcer, teknologiske ressourcer og efterforskningsressourcer. For alle data heri - undtagen reserver - foretages der en risikovejning, idet der er usikkerhed knyttet til disse

ressourcer.<sup>7</sup> Der er således stor usikkerhed om udbygningen af en række projekter i de betingede ressourcer. Særligt i forhold til teknologiske ressourcer og efterforskningsressourcer er der tale om data forbundet med stor usikkerhed. Usikkerheden er desuden stigende i takt med hvor langt ude i fremtiden, der prognosticeres for.

Usikkerheden i produktionsprognosen illustreres på nedenstående figur 5 med det mulige forløb for olieproduktionen. Det ses, at usikkerheden stiger over tid, hvilket bl.a. hænger sammen med usikkerhed omkring gennemførelse af ikke igangsatte projekter.

Figur 1.6: Usikkerhed omkring den samlede olieproduktion [Indeks]



Note: Der er lignende usikkerheder på gasproduktion. Olieproduktion er vist som eksempel.

### 1.3.3 Planlagt udvikling fremadrettet

Umiddelbart vurderes det ikke, at metoden vil blive ændret frem mod KF24. Eventuelle yderligere effekter forbundet med *Aftale om grøn skattereform for industri mv. fra 2022* vil indgå i KF24, da aftalen med sikkerhed vil være fuldt afspejlet i aktørernes indmeldinger og dermed i næste års prognose.

<sup>7</sup> Se figur 1 i rapporten "Ressourceopgørelse og prognose" for yderligere uddybning (Energistyrelsen, 2022).

## 1.4 Kilder

*Ressourceopgørelse og prognose, 2022*, Energistyrelsen. Hentet den 29. november 2022 fra <https://ens.dk/ansvarsomraader/olie-gas/rapporter-om-olie-og-gasaktiviteter>

*Fremtiden for olie- og gasindvinding i Nordsøen af 3. december 2020*. Hentet fra <https://kefm.dk/Media/0/3/Nords%C3%B8aftale.pdf>

*Aftale om grøn skattereform for industri mv. fra 2022*. Hentet fra <https://fm.dk/media/26070/aftale-om-groen-skattereform-for-industri-mv-a.pdf>.





## Kapitel 1 bilag

Den årlige rapport "Ressourceopgørelse og prognose". omfatter en opgørelse over de danske olie- og gasressourcer samt en produktionsprognose på kort og lang sigt.

### *Ressourceopgørelsens kategorier*

Ressourceopgørelsen omfatter fire kategorier af ressourcer:

- 1) *Reserver*: omfatter fremtidig indvinding fra eksisterende produktionsanlæg og udbygninger, som er sandsynliggjort
- 2) *Betingede ressourcer*: omfatter projekter for udbygninger af fund og nye felter eller videreudbygning af eksisterende felter, hvor det tekniske eller kommercielle grundlag endnu ikke er på plads til en endelig beslutning om udbygning.
- 3) *Teknologiske ressourcer*: omfatter et skøn over de mængder af olie og gas, der vurderes yderligere at kunne indvindes ved brug af ny teknologi.
- 4) *Efterforskningsressourcerne*: omfatter et skøn over de mængder, der vurderes at kunne indvindes fra nye fund.

### *Produktionsprognosen*

For alle ressourcekategorier undtagen "Reserver" foretages der i forbindelse med udarbejdelse af produktionsprognosen en risikovejning. Fordi disse dele af prognosen er mere usikre, indgår de således risikovægtede i prognosen.

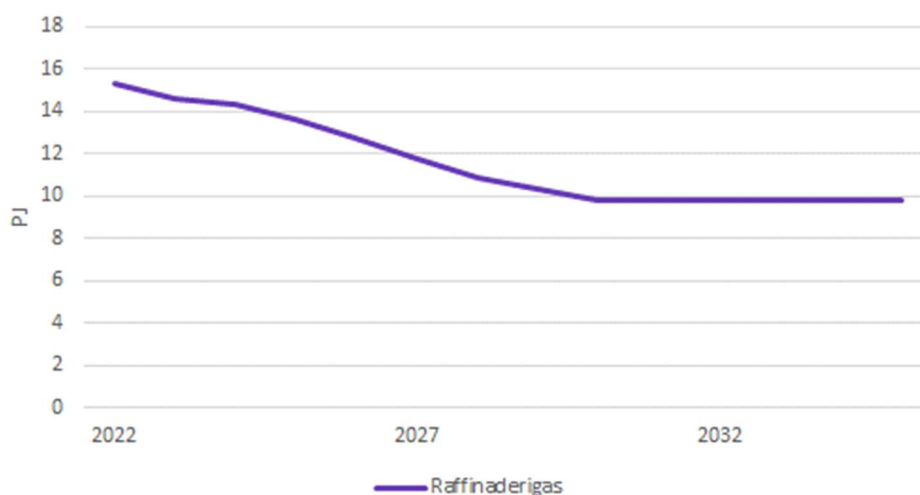
På grundlag af prognosekategorierne Reserver og Betingede ressourcer udarbejdes en prognose for *det forventede forløb* af olie- og gasproduktionen. Det forventede forløb består således af de to kategorier i prognosen, som der er størst sandsynlighed for bliver indvundet. Desuden udarbejdes en prognose for *det mulige forløb*, der også indeholder bidrag fra Teknologiske ressourcer og Efterforskningsressourcer. En nærmere beskrivelse kan findes i *Ressourceopgørelse og prognose* fra august 2022.

## Kapitel 2: Raffinaderier

### 2.1 KF23 forløbet frem mod 2035

Dette kapitel beskriver forudsætningerne bag fremskrivningen af raffinaderiernes egetforbrug af raffinaderigas. Raffinaderigas er det primære brændselsinput til raffinaderiernes procesvarme, hvorfor det også er forbrugt af dette, der udgør den primære driver bag udledninger fra raffinaderierne. I kapitlet beskrives både den historiske udvikling i raffinaderiernes aktivitet (jf. afsnit 2.2.1) og den fremadrettede betydning som *Aftale om grøn skattereform for industri mv. fra 2022* kan have for incitamentet til raffinaderiernes aktivitetsniveau og tekniske omstilling (jf. afsnit 2.2.2).

Figur 2.1: Fremskrevet egetforbrug af raffinaderigas [PJ]



Figur 2.1 viser det fremskrevne forbrug af raffinaderigas. Forventning til et aftagende egetforbrug af raffinaderigas, følger indregning af lavere aktivitetsniveau og teknisk omstilling jf. *Aftale om grøn skattereform for industri mv. fra 2022*. Antagelserne omkring denne omstilling beskrives i de senere afsnit.

Sammenlignet med KF22 forudsætningerne for raffinaderierne er de væsentligste ændringer:

- Ændringer af raffinaderiernes egetforbrug som følge af incitamenterne fra *Aftale om grøn skattereform for industri mv. fra 2022*.

For yderligere sammenligning af KF23 og KF22 forløbene henvises til afsnit 2.3.1.



## 2.2 Metode og antagelser bag KF23 forløbet

Hidtil har fremskrivningen af raffinaderiernes udledninger i KF været baseret på en antagelse om et konstant aktivitetsniveau (opgjort i form af konstant råolieforbrug) samt uændret produktionsproces og dermed også konstant egetforbrug af raffinaderigas, under antagelse om, at begge raffinaderier fortsat ville have fuld produktion. Til KF23 er aktivitetsniveauet bestemt ud fra de beregninger af struktureffekter der blev anvendt i forbindelse med *Aftale om grøn skattereform for industri mv. fra 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. I samarbejde med Skatteministeriet er det valgt, at struktureffekten i grundforløbet indregnes som en procentvis reduktion i produktionen ift. den forventede lineære baseline før aftalen. Aktivitetsniveauet bestemt med denne metode vil blive suppleret af følsomhedsberegninger.

Beregningsmetode til opgørelse af effekter i regi af *Aftale om grøn skattereform for industri mv. fra 2022* er beskrevet i et dokumentationsnotat, der er offentliggjort i tilknytning til Ekspertgruppens første delrapport<sup>[1]</sup>. De præcise struktureffekter, som er beregnet ved denne metode, vil blive beskrevet i et særskilt notat.

### 2.2.1 Generelle antagelser og metode

Som det fremgår af Grøn Industrianalyse's *Overblik over potentialer og barrierer for grøn omstilling af raffinaderier*, (Energistyrelsen, Grøn Industrianalyse, 2022) er hovedaktiviteten for de traditionelle olieraffinaderier destillation af råolie til forskellige produkter som benzin, dieselolie, gasolie og fuelolie. Destillationen foregår ved temperaturer op til 500°C, og er hovedsageligt fyret med raffinaderigas, der er et restprodukt fra destilleringen af olie. Når raffinaderiernes input er fossil råolie, tæller afbrænding af den deraf genererede raffinaderigas også som en fossil udledning. Raffinaderiernes fossile udledninger stammer derfor hovedsageligt fra afbrænding af raffinaderigassen.

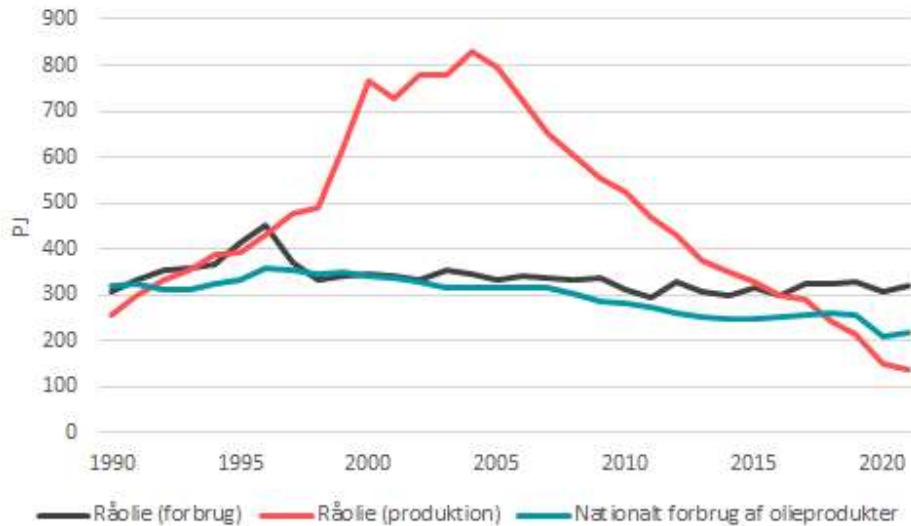
#### 2.2.1.1 Aktivitetsniveauet på de danske raffinaderier historisk set

Sammensætningen af råolie afhænger i et vist omfang af, hvor denne kommer fra, og raffinaderier kan derfor ofte være tilpasset de typer af råolie, der er tilgængelige i nærområdet (DrivkraftDanmark, uden år). Som det fremgår af figur 2.2 nedenfor har der dog historisk hverken været nogen direkte sammenhæng mellem den danske olieproduktion i Nordsøen eller det danske forbrug af raffinerede olieprodukter, og forbruget af råolie til raffinering på de danske raffinaderier.

---

[1] Ekspertgruppen for en grøn skattereform (2022): "Dokumentation og følsomhedsberegninger af effekter for erhverv og rumvarme". Dokumentationsnotatet kan findes på Skatteministeriets hjemmeside, skm.dk.

Figur 2.2: Historisk sammenhæng produktion af råolie i Nordsøen og forbruget af råolie på de danske raffinaderier, holdt op mod det samlede danske forbrug af raffinerede olieprodukter (fordelt på sektorer) [PJ]



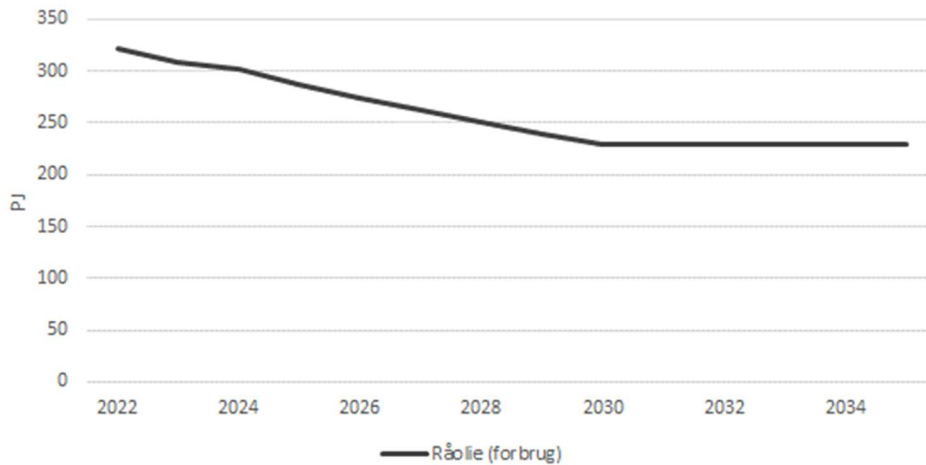
Kilde: Energistatistikken 2021

Historisk set har de danske raffinaderier endvidere både produceret olieprodukter til danske forbrugere og det internationale marked, og der har derfor ikke været nogen direkte sammenhæng mellem forbruget af olieprodukter i Danmark og aktiviteten på de danske raffinaderier.

#### 2.2.1.2 Fremskrivning af aktivitetsniveau på raffinaderierne

Ifølge *Aftale om grøn skattereform for industri mv. fra 2022* medfører indførelsen af en CO<sub>2</sub>-afgift en 29 pct. nedgang i aktiviteten i 2030. Forventningen om faldende aktivitetsniveau betyder, at forbruget af råolie falder, som vist i figur 2.3

Figur 2.3: Fremskrevet forbrug af råolie på de danske raffinaderier [PJ]



### 2.2.1.3 Antagelser omkring teknisk omstilling på raffinaderierne

Der er flere muligheder for omstilling af produktionen på de danske raffinaderier. De to store raffinaderier i Fredericia og Kalundborg er dog to meget forskellige anlæg, hvorfor kravene, investeringsniveauer og omstillingsmuligheder alle er forskellige for de to raffinaderier. Til den samlede forventning til en mulig teknisk omstilling af egetforbruget af raffinaderigas, bruges på et overordnet niveau samme metode som anvendt i forbindelse med *Aftale om grøn skattereform for industri mv. fra 2022* til fremskrivning af aktivitetsniveau.

Frem mod 2030 forudsættes, at ca. 14 pct. af det samlede egetforbrug af raffinaderigas reduceres som følge af tekniske tiltag, hvoraf følgende tiltag medvirker til omstillingen:

- Elektrificering af dele af de nuværende kedler eller direkte elforbrug
- Biogas i ovne
- Energieffektiviseringer og PtX

### 2.2.2 Frozen policy antagelser til KF23

*Aftale om grøn skattereform for industri mv. fra 2022* indebærer for raffinaderierne, at der skal betales en national CO<sub>2</sub>-afgift på 75 kr. pr. udledt ton CO<sub>2</sub> i 2025 stigende til 375 kr. pr. ton i 2030.

Omkostningsændringer som følge af *Aftale om grøn skattereform for industri mv. fra 2022* kan både påvirke raffinaderiernes samlede aktivitetsniveau og den teknologiske sammensætning og omstilling af raffinaderiernes produktion. Ovenfor i afsnit 2.2.1.3 er den forventede udvikling af den teknologiske sammensætning beskrevet, hvor det antages, at *Aftale om grøn skattereform for industri mv. fra*



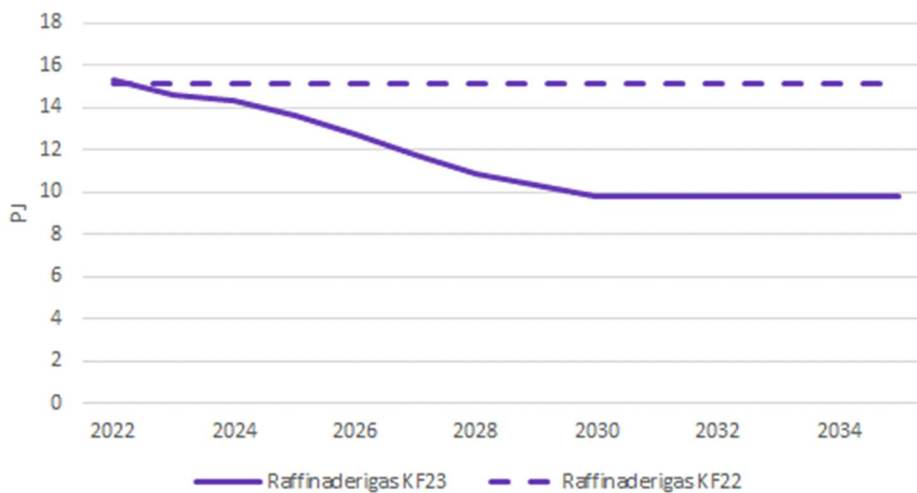
2022 har direkte indvirkning på størrelsesordenen af udviklingen af de disse centrale elementer.

## 2.3 Kvalificering af KF23 forløbet

### 2.3.1 Sammenligning med KF22

Siden KF22 er der i fremskrivningsmetoden er der opdateret forventninger til både aktivitetsniveau og tekniske omstillingsmuligheder som følge af *Aftale om grøn skattereform for industri mv. fra 2022*. Derudover er der ændret udgangsår til 2021.

Figur 2.4: Sammenligning af fremskrevet egetforbrug af raffinaderigas i KF22 og KF23 grundforløbene [PJ]



### 2.3.2 Usikkerhed

Fremskrivningen af raffinaderiernes aktivitet er forbundet med en betydelig usikkerhed. Som vist på figur 2.3, har der historisk været små udsving på aktiviteten (foruden årene omkring 1995-1997 hvor olieraffinaderiet på Stignæs blev lukket). Den væsentligste usikkerhed ligger i uvisheden om tidspunktet for, hvornår det ene eller begge de danske raffinaderier eventuelt måtte lukke. Denne usikkerhed er vanskelig at kvantificere.

### 2.3.3 Planlagt udvikling fremadrettet

Energistyrelsen arbejder på at beskrive raffinaderiernes omstillingsmuligheder yderligere, således at der i forbindelse med kommende klimafremskrivninger er en ramme for detaljeret teknoøkonomisk modellering af disse. Mulighederne for indarbejdelse i efterfølgende klimafremskrivninger vil dog i høj grad være afhængig af, at der kan etableres et detaljeret datagrundlag ift. både forventninger til udviklingen i aktivitetsniveau, samt omkostnings- og potentialedata for investeringer i energibesparelser eller konverteringer til mindre klimabelastende



raffineringsmetoder (herunder elektrificering af visse led i raffineringskæden, eller omstilling til biomassebaseret feedstock gennem input af rå bioolie eller syntetisk fremstillede råolier).

## 2.4 Kilder

DrivkraftDanmark. (uden år). *Raffinering: Sådan laves din benzin*. Hentet fra:

<https://www.drivkraftdanmark.dk/viden/hvor-kommer-din-benzin-og-diesel-fra/>.

Energistyrelsen. (15. 10 2021). *Månedlig og årlig energistatistik*. Hentet fra Statistik, data, nøgletal og kort: <https://ens.dk/service/statistik-data-noegletal-og-kort/maanedlig-og-aarlig-energistatistik>

Energistyrelsen. (2022). *Grøn Industrianalyse*. Hentet fra:

[https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Energibesparelser/opsummering\\_raffinaderier.pdf](https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Energibesparelser/opsummering_raffinaderier.pdf).

Finansministeriet. (2022). *LOFT26*. Hentet her: [https://fm.dk/media/26362/2030-planforloeb-grundlag-for-udgiftslofter-2026\\_web-a.pdf](https://fm.dk/media/26362/2030-planforloeb-grundlag-for-udgiftslofter-2026_web-a.pdf).

*Grøn skattereform for industri mv. fra 2022*. Hentet fra

<https://fm.dk/media/26070/aftale-om-groen-skattereform-for-industri-mv-a.pdf>.

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>

## Kapitel 3: Biogasproduktion

### 3.1 KF23 forløbet frem mod 2035

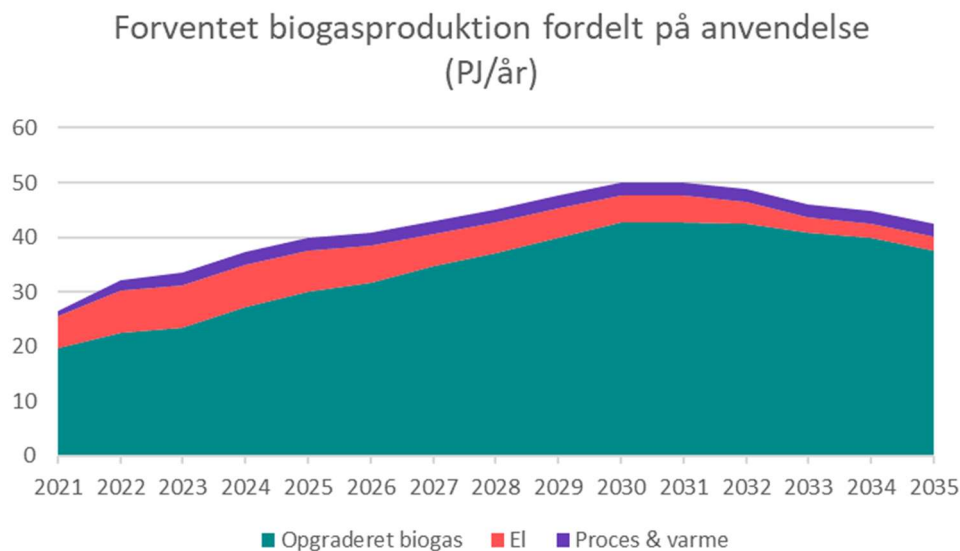
Dette kapitel beskriver den forventede udvikling i produktionen af biogas i KF23, herunder generelt om metoder og antagelser vedr. eksisterende produktion, og udbygning med ny produktionskapacitet for biogas i KF23 grundforløbet (jf. afsnit 3.2.1) og justering i frozen policy antagelser ift. KF22 (jf. afsnit 3.2.2).

Fremskrivningen af de forventede biogasmængder bygger på tre elementer<sup>8</sup>:

- biogasmængder med støtte fra de lukkede støtteordninger,
- biogasmængder, der forventes at komme som følge af udbud til biogas og andre grønne gasser
- en forventning om produktion af ikke-støttet biogas inden for årsnormerne.

Den samlede biogasproduktion fordelt på anvendelser frem til 2035 skønnes at udvikle sig som i figur 3.1. Forudsætningerne for figuren uddybes i det efterfølgende.

Figur 3.1: Forventet biogasudbygning 2021-2035 fordelt på anvendelse samt støtte

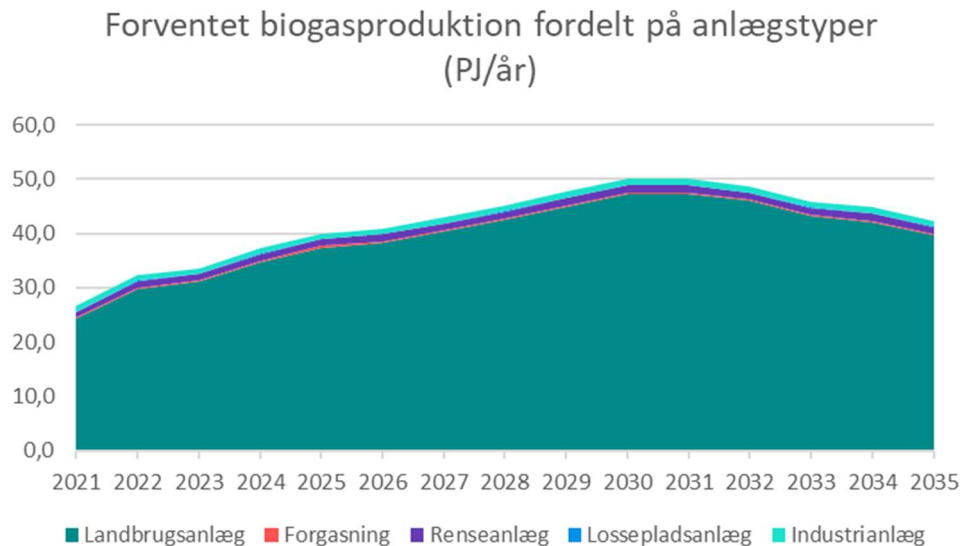


Den forventede biogasproduktion fordelt på anlægstyper fremgår af figur 3.2.

<sup>8</sup> I dette notat fokuseres der på produktionen af biogas. Det bemærkes dog, at fremskrivningen af biogas også kan indeholde andre grønne gasser. Eksempelvis er det muligt at byde ind på de kommende støtteudbud med e-metan. Det antages dog, at udbuddet resulterer i biogasproduktion, jf. afsnit 3.2.2. Produktionen af øvrige grønne gasser behandles i de respektive kapitler, for eksempel behandles produktionen af e-metan i kapitel 4 *Power-to-X*.



Figur 3.2: Forventet biogasudbygning 2021-2035 fordelt på anlægstyper



Hovedparten af biogasproduktionen forventes at finde sted på landbrugsanlæg, som enten opgraderer gassen til naturgaskvalitet eller anvender den til el-produktion. Herudover finder der en mindre produktion sted på forgasnings-, spildevands-, industri- og lossepladsanlæg. I tilgift til biogassens mulige anvendelse som CO<sub>2</sub>-neutralt brændsel, medvirker indvinding af lossepladsgas også til at reducere metanudledninger fra deponi, som beskrives i *KF23 Sektorforudsætningsnotat for Affalds kapitel 2 Øvrigt affald og spildevand*.

Der er tre primære forskelle i forudsætningerne i biogasfremskrivningen i KF22 og KF23, som bevirker at den samlede forventede biogasproduktion ligger en smule lavere i KF23 end KF22. For det første er det andet støtteudbud til biogas og andre grønne gasser reduceret fra 150 til 120 mio. kr./årligt. For det andet er der nu en endelig afklaring af antal anlæg og tilhørende årnorm på de lukkede støtteordninger for opgradering og elproduktion. For det tredje er den nuværende produktion lavere end forventet i KF22, hvilket giver et lavere udgangspunkt. Samtidig er det antaget, at en del af de el-producerende anlæg inden for støtteperioden konverterer fra el-produktion til opgradering, hvorfor produktionen af opgraderet biogas forventes at være en smule højere i KF23 ift. KF22.

- Den samlede biogasproduktion forventes over fremskrivningsperioden overvejende at være bestemt af støtteordningerne. Gaspriserne har det forgange år været historisk høje og forventes også at være det i de nærmeste år. Det til trods har kun få biogasanlæg foreløbigt produceret op til deres årnorm i 2022 og forventer kun at frasige sig ca. 1,8 pct. af den samlede støtteberettigede produktion.<sup>9</sup> Der er desuden steder i gasnettet,

<sup>9</sup> For yderligere information om ressourcegrundlaget for biogasproduktion henvises til kapitlets bilag.



hvor der er såkaldte biogaslommer, hvilket betyder at biogasanlæggene tilskyndes til at sænke produktionen grundet manglende kapacitet i gassystemet

- Biogas til procesformål: Her forventes en lavere udnyttelse på omkring 50 pct., som skyldes, at støtteniveauet er lavere og at der er konkrete ansøgte projekter, hvor årsnormerne endnu ikke er tildelt.

Støtteordningerne udløber fra 2032 frem til 2042. Ved støtteudløb antages det, at mindre landbrugsbaserede el-producerende biogasanlæg ophører med produktionen af biogas, da de forventes enten at indstille produktionen eller at erstatte de el-producerende biogaskedler med alternativer såsom varmepumper, el. lign.

#### Konvertering af støtten til el-produktion til støtte til opgradering

Inden for de lukkede støtteordninger er det muligt at konvertere tilsagnet om støtte til el-produktion fra biogas til støtte til opgradering af biogas. Det forventes, at en del af anlæggene vil benytte sig af denne mulighed. Omfanget af konvertering afhænger af investeringsmuligheder i opgraderingsfaciliteter samt muligheden for at tilslutte sig gasnettet. Enkelte større anlæg har allerede benyttet muligheden for konvertering, og det forventes, at flere anlæg konverterer til opgradering over tid. Der er derfor indlagt et forsigtigt skøn i fremskrivningen om konvertering af de landbrugsbaserede biogasanlæg. For større anlæg forventes det, at de konverterer fra 2026 og frem, hvor det for mindre anlæg er antaget, at de konverterer ved støtteudløb. Konverteringerne svarer til ca. 2,7 PJ i 2030.

#### 3.2.1.2 Udbud til biogas og andre grønne gasser

Til ovenstående skøn for biogasproduktion på de lukkede støtteordninger skal lægges biogasudbygningen som følge af kommende udbud til biogas og andre grønne gasser, jf. *Klimaaftale for energi og industri mv. af 22. juni 2020* (Klimaaf-talen). Der er i Klimaaf-talen aftalt seks udbud af støtte til biogas og andre grønne gasser frem mod 2030. Støtten tildeles i 20 år for de enkelte projekter, og der er afsat finansiering, som indføres gradvist frem til 2030. Med vedtagelsen af *Klimaaf-tale om grøn strøm og varme 2022* blev det besluttet at fremrykke et støtteudbud fra 2026 til 2025 samt nedskrive puljen i 2025 fra 150 til 120 mio. kr. for at finansiere den kommende regulering af metantab fra biogasanlæg. Første udbuds-runde forventes at finde sted i 2023, hvor biogasproduktionen i denne sammenhæng antages idriftsat fra 2024. Arbejdet med udmøntningen af den politiske aftale er i gang. Udbuddene skønnes at bidrage med ca. 2,8 PJ opgraderet biogas i 2024, stigende til ca. 10 PJ årligt fra 2030 og frem til udløbet af tilskud, omend denne fremskrivning er forbundet med usikkerheder ift. realiseret støttepris, udnyttelsesgrad, mv.



Opgraderet biogas er i dag den grønne gas, der er billigst at producere og injicere i gasnettet, hvorfor det er forventningen, at opgraderet biogas vil vinde udbuddene. Det er i fremskrivningen således antaget, at udbygningen som følge af udbuddene alene sker med biogas, der afsættes til gasnettet, da det forventes, at opgraderet biogas vil kunne produceres billigere end e-metan.

Ved afholdelse af udbuddene kan der dog vise sig at være driftsstrategier, der muliggør produktionen af e-metan med en omkostningsprofil, der nærmer sig produktionsomkostningerne for opgraderet biogas. Dette vil i givet fald indgå i fremskrivningerne af hhv. biogas og PtX i kommende klimafremskrivninger.

### *3.2.1.3 Produktion af ikke-støttet biogas*

Historisk har den forventede biogasproduktion været knyttet til muligheder for tilskud, da produktionen er dyrere end konventionel naturgas. Det betyder, at det i fremskrivningen har været antaget, at biogasproduktion har været afhængig af støttemulighederne. Dette kan ændre sig med øgede muligheder for afsætning af ikke-støttet biogas, særligt på transportområdet. Fremskrivningen indeholder derfor en forsigtig forventning til produktionen af ikke-støttet biogas inden for årsnormerne.

I forbindelse med vedtagelsen af CO<sub>2</sub>e-fortrængningskravet på transportområdet per 1. januar 2022, skelnes der som noget nyt mellem CO<sub>2</sub>e-fortrængningen fra støttet og ikke-støttet biogas. Ikke-støttet biogas tilknyttes her en højere CO<sub>2</sub>e-fortrængning, mens støttet biogas tilskrives den samme CO<sub>2</sub>e-fortrængning som naturgas. Det giver et øget incitament til at anvende oprindelsesgarantier for ikke-støttet biogas i transportsektoren og stimulerer dermed en ikke-støttet biogasproduktion. Efterspørgslen har som udgangspunkt været international, men der kan også vise sig øgede nationale afsætningsmuligheder i fremtiden samt afsætningsmuligheder i andre dele af energisektoren.

Den ikke-støttede produktion af opgraderet biogas antages at være inden for årsnormerne, dvs. i stedet for en del af den støtteberettigede produktion. Dette skyldes, at de fleste anlæg har fået en årsnorm svarende til deres opgraderingskapacitet, hvorfor årsnormerne fastsætter en grænse for anlæggenes teknisk mulige produktion.

I 2022 forventes den ikke-støttede produktion at udgøre knap 2 pct. af biogasproduktionen på de tildelte årsnormer. Herefter antages den ikke-støttede produktion af biogas inden for de tildelte årsnormer at stige årligt lineært op til 10 pct. i 2029 og frem. Herefter er det antaget, at biogasproduktionen vil bortfalde. Denne antagelse tager udgangspunkt i frozen-policy, da der for nuværende ikke er yderligere vedtagne tiltag til at understøtte en ikke-støttet produktion. Samtidig er de forventede brændselspriser ikke tilstrækkelige til at understøtte et ikke-støttet marked fra 2032. Dette under antagelser om en forventet produktionsomkostning



for biogasproduktionen på 100-110 kr./GJ og manglende kendskab til fremtidige priser på oprindelsesgarantier for biogas. Skønnet vil blive genbesøgt ifm. fremtidige Klimafremskrivninger. For de el-producerende biogasanlæg antages spildevandsanlæg at fortsætte produktionen efter støtteudløb, da de i overvejende grad allerede har foretaget de nødvendige investeringer inden for deres eksisterende økonomiske driftsramme, hvor et frafald af støtten kan kompenseres ved en øget takstfinansiering.

### 3.2.2 Frozen policy-antagelser til KF23

Der er nogle få politiske ændringer i støtte- og rammevilkår for biogasproduktionen og -anvendelsen fra KF22 til KF23. Desuden indeholder fremskrivningen som noget nyt antagelser om produktionen af ikke-støttet biogas indenfor årsnormerne, da rammevilkårene på transportområdet kan tilskynde en øget afsætning af ikke-støttet biogas.

KF23 bygger på data fra de lukkede støtteordninger, således at udbygningen svarer til forventningen som følge af indførelsen af årsnormer og støtteperioder. Biogasmængderne, der forventes på de lukkede støtteordninger, vil ud fra en *frozen policy*-tilgang ophøre, når støttetilsagnene udløber, hvilket har betydning for udviklingen efter 2032. Dette skyldes, at en stor del af biogasanlæggene har fået tilsagn fra 2012 og 20 år frem, hvorfor den støttede biogasproduktion vil bortfalde fra 2032.

KF23 inddrager også produktion fra de vedtagne udbud til biogas og andre grønne gasser fra 2024. Udbuddene forventes samlet at bidrage med ca. 2,8 PJ i 2024 op til ca. 10 PJ fra 2030. Forudsætningerne for udbuddene er ændret en smule ift. KF22, idet andet udbud er fremrykket fra 2026 til 2025 samt nedskrevet fra 150 til 120 mio. kr. som fastsat i *Klimaaftale om grøn strøm og varme 2022*, med henblik på at finansiere den vedtagne regulering af metantab. Her er det antaget, at udbygningen sker alene med opgraderet biogas, der afsættes til gasnettet.

### 3.2.3 Metantab fra biogasanlæg

Produktion af biogas er forbundet med et metantab fra biogasanlæggene som følge af utætheder mv. Dette metantab skal ifølge FN's opgørelsesregler også indregnes som en udledning i drivhusgasregnskabet.<sup>10</sup> DCE beregner metantabet fra biogasanlæg ved at antage, at en vis andel af den producerede mængde metan undslipper anlæggene som lækage.

Siden KF22 er der gennemført en regulering af metantab fra biogasproduktionen, der trådte i kraft 1. januar 2023. Reguleringen indeholder krav til identificering og

<sup>10</sup> Da metantab fra biogasanlæg opgøres som en affaldsrelateret udledning i de såkaldte CRF-tabeller, har den hidtil været afrapporteret som en del af affaldssektorens udledninger i KF. Fra med KF23 planlægges udledningerne fra metantabet fra biogasanlæg imidlertid at blive kategoriseret som en del af udledningerne fra KF-sektoren for produktion af olie, gas og VE-brændstoffer (hvor produktionen af biogas også er placeret).

udbedring af kilder til metantab fra biogasproduktionen og fastsætter et punktkildekrav på metantab fra opgraderingsanlæg på 1 pct. Der er ikke sat en grænse for metantabet fra øvrige anlægstyper og således heller ikke for det samlede metantab fra biogasproduktionen, men reguleringen forventes på sigt at sænke metantabet til et minimum. Som beskrevet i sektorforudsætningsnotat om principper og politikker vil den forventede effekt af metantabsreguleringen indgå i KF23 mankoopgørelserne for hhv. 2025 og 2030. Indregningen vil ske som partiel reduktion ift. de samlede danske udledninger i hhv. 2025 og 2030 og vil derfor ikke være afspejlet i den sektorspecifikke opgørelse af lækage fra biogasanlæg i CRF-tabellen. I CRF-opgørelsen til KF23 anvendes den samme lækagerate som lå til grund for KF22, hvilket fra 2020 og frem er 2,9 pct. for landbrugsbaserede biogasanlæg ifølge DCE. Lækageraten er baseret på måleprojektet fra 2019.<sup>11</sup>

### 3.3 Kvalificering af KF23 forløbet

#### 3.3.1 Sammenligning med KF22

Som vist på nedenstående figur 3.3, er der forskel mellem biogasfremskrivningen i KF22 og KF23, idet den samlede biogasproduktion i KF23 i størstedelen af fremskrivningsperioden ligger lidt under niveauerne fra KF22.

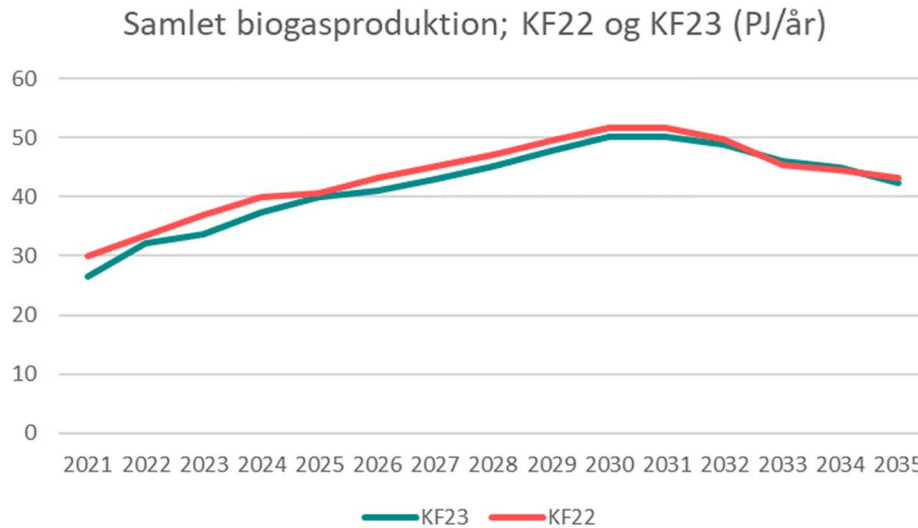
---

<sup>11</sup> Lækagerater er baseret på måleprojektet fra 2019. Målrettet indsats for at mindske metantab fra danske biogasanlæg, 2021. Kan tilgås via:

[https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Bioenergi/metantab\\_rapport.pdf](https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Bioenergi/metantab_rapport.pdf).

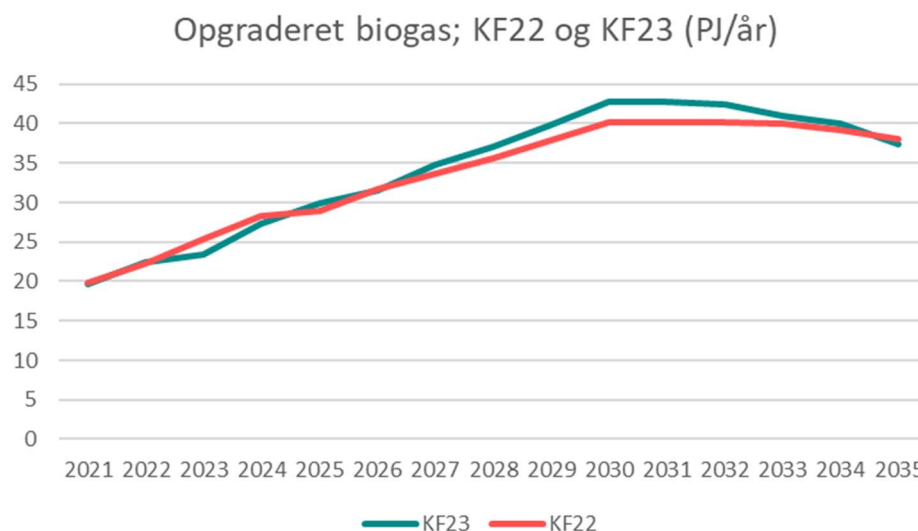


Figur 3.3: Sammenligning af samlet forventet produktion af biogas i KF22 og KF23



Forskellen skyldes dels ændringen i udbud til biogas og andre grønne gasser samt en forventning om konvertering af el-producerende anlæg fra ca. 2026 og frem til støtteudløb. Derudover forventes der i KF23 en lavere produktion i de førstkommande år end det var tilfældet i KF22, grundet blandt andet infrastrukturelle begrænsninger, som omtalt i afsnit 3.1. Dette giver et lavere udgangspunkt i starten af forløbet som afspejles frem til støtteudløb.

Figur 3.4: Sammenligning af forventet produktion af opgraderet biogas i KF22 og KF23





Som det fremgår af figur 3.4 forventes produktion af opgraderet biogas at ligge lidt højere i KF23 end i KF22 i årene omkring 2030. Fremskrivningen af produktionen af opgraderet biogas i KF23 er ligesom i KF22 baseret på en forventet udnyttelse af årnormerne samt de biogasmængder, der forventes at komme som følge af de kommende udbud til biogas og andre grønne gasser, hvor det ene udbud er fremrykket fra 2026 til 2025, men samtidig reduceret fra 150 mio. til 120 mio. kr. Der er desuden en forskel i forventningen fra 2026 og frem, da det i KF23 antages, at en del af de elproducerende anlæg konverterer til opgradering. Ved støtteudløb fra 2032 og frem antages det ligesom i KF22, at produktionen af opgraderet biogas bortfalder.

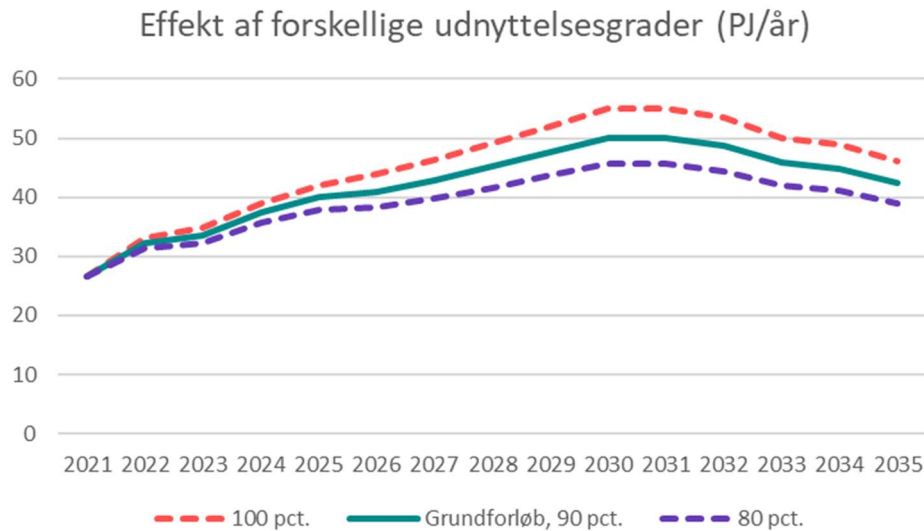
### 3.3.2 Følsomhed

Skønnet over produktionen på de lukkede støtteordninger til biogas er behæftet med usikkerhed, som især skyldes to forhold. For det første er antagelserne om udnyttelsesgraden af årnormerne baseret på et højere skøn end den realiserede udnyttelsesgrad i 2021. Årnormerne blev indført i 2020, og derfor er data for udnyttelsesgraden endnu sparsomt. For det andet har det sidste års biogasproduktion været præget af et turbulent marked, og produktionen og udnyttelsesgraden har været forholdsvis lav.

#### 3.3.2.1 Udnyttelse af årnorm

Udnyttelsen af de fastsatte årnormer på de lukkede støtteordninger er afgørende for, hvordan fremskrivningen udvikler sig. Som vist i figur 3.5, er der derfor i tillæg til grundforløbet udarbejdet to følsomhedsberegninger, hvor udnyttelsesgraden af årnormerne for biogasopgraderingsanlæg sættes hhv. 100 pct. og 80 pct. Ved en 100 pct. udnyttelse vil alle anlæggene producere deres maksimale støtteberettigede mængde og dermed fuldt udnytte deres årnorm. Dette kan være svært at opnå i realiteten, da opgraderingsanlæggene da vil køre på maksimal kapacitet. Det nedre forløb med 80 pct. udnyttelse af årnormen er en mulig nedre grænse for, hvad udnyttelsen forventes at være, og er lidt højere end den nuværende gennemsnitlige udnyttelse.

Figur 3.5. Følsomhedsberegninger ift. udnyttelse af årsnormer på de lukkede støtteordninger



### 3.3.2.2 Biogas fra støtteudbud til biogas og andre grønne gasser

Biogasproduktionen, der forventes fra støtteudbud til biogas og andre grønne gasser, er baseret på en forventning om budpriser for de enkelte udbud, der antages at falde gradvist i senere udbudsrunder. Det er dog usikkert, hvorvidt de realiserede budpriser og mængder bliver de samme, som der forudsættes i fremskrivningen.

### 3.3.3 Planlagt udvikling fremadrettet

Frem mod KF24 forventes en gradvis konsolidering af forventningen om udnyttelsesgraden af årsnormen for de enkelte støtteordninger ud fra et større datagrundlag. Der forventes samtidig at være et større datagrundlag for at vurdere den ikke-støttede biogasproduktion. Desuden forventes første udbud afholdt, hvilket kan give et forbedret grundlag for vurderingen af mængderne samt typen af grøn gas som følge af udbuddene. Derudover vil de langsigtede skøn for produktion efter støtteudløb blive genbesøgt. Det forventes således, at der vil være et forbedret grundlag for at lave en opdateret biogasfremskrivning frem mod KF24.



### 3.4 Kilder

Energistyrelsen. (2021-2022). Energistyrelsens årlige Biomasseopgørelse.  
Energistyrelsen. *[Afventer udgivelse]*

Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet. (27. 12 2019). Lov om ændring af lov om fremme af vedvarende energi, lov om naturgasforsyning og lov om elforsyning.  
LOV nr 1566 af 27/12/2019. Hentet fra  
<https://www.retsinformation.dk/eli/lta/2019/1566>

Klimaaftalen for energi og industri af 22. juni 2020 Hentet fra  
[https://fm.dk/media/18082/faktaark\\_klimaaf tale-for-energi-og-industri-2020-et-overblik.pdf](https://fm.dk/media/18082/faktaark_klimaaf tale-for-energi-og-industri-2020-et-overblik.pdf)

*Klimaaf tale om grøn strøm og varme 2022.* Hentet fra  
<https://www.regeringen.dk/media/11470/klimaaf tale-om-groen-stroem-og-varme.pdf>

Wenzel H, JM Triolo, LV Toft, N Østergaard (2020): Energiafgrødeanalysen. SDU og SEGES. Hentet fra  
[https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Bioenergi/energiaf groedeanalysen\\_med\\_bilag.pdf](https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Bioenergi/energiaf groedeanalysen_med_bilag.pdf)



### Kapitel 3 bilag: Ressourcegrundlag for biogasproduktion

Der forventes en kraftig stigning i biogasudbygningen de kommende år. Der er derfor medtaget et muligt scenarie for, hvordan biogasproduktionens biomassesammensætning kan være i 2030. Udbygningen af biogasproduktionen kan potentielt lægge et pres på de tilgængelige biomasseressourcer, der også kan anvendes til andre formål, såsom produktion af andre grønne brændstoffer eller biokul.

Biogas produceret i Danmark er samtidig underlagt en begrænsning på tilsætning af energiafgrøder i produktionen på 12 pct. faldende til 6 pct. i 2023 og 4 pct. i 2026. Desuden bliver majs som tilsætning udfaset i 2025, pga. forbud.

Energiafgrøder står i dag for ca. 12 pct. af den samlede biogasproduktion. Dette betyder, at der skal findes alternative biomasser til biogasproduktionen, hvor især halm forventes at spille en større rolle i de kommende år.

Halm anvendes i stigende grad i biogasproduktion og er en biomasse med et stort biogaspotentiale. Halm afbrændes i dag også i kraftvarmeanlæg, men i takt med at varmeproduktion i højere grad kan basere sig på fx varmepumper, må det alt andet lige forventes, at efterspørgslen på halm falder med lavere priser til følge, hvilket kan resultere i en større tilførsel af halm til andre formål, som fx biogasproduktion eller pyrolyse.

Tabel 1 viser de biomasseressourcer, der blev anvendt til biogasproduktion i indberetningsåret 2021-2022, [jf. *Energistyrelsens biomasseindberetning – endnu ikke tilgængelig*]. Det fremtidige biomassegrundlag vil afhænge af anlæggenes udnyttelse af halm og andre ressourcer, som efterafgrøder, mellemafgrøder eller græs, der alene eller i samspil kan erstatte den producerede biogas, der i dag kommer fra energiafgrøder i produktionen.

I tabel 3.1 vises et muligt biomassegrundlag uden energiafgrøder for en fremtidig biogasproduktion i 2030, jf. Energiafgrødeanalysens forudsætninger.

Energiafgrødeanalysen viser et potentiale for anvendelse af halm på 15 PJ og et samlet biogaspotentiale fra alle betragtede ressourcer på 55 PJ i 2030, hvilket er lidt højere end den forventede biogasproduktion i 2030 på 49 PJ.

*Tabel 3.1: Biomassegrundlag for biogasproduktionen i 2021-2022 samt mulig biomassesammensætning uden brug af energiafgrøder i 2030.*

PJ	Biomassegrundlag Energifgrødeanalysen	
	2021-2022	2030
Gylle, gødning & strøelse	8	18
Halm	1	15
Industri & andet restaffald, inkl. glycerin	9	8
Afgrøderester, kasserede afgrøder mm.	1	8
KOD & grønt affald	3	6
Energifgrøder	3	0
<b>I alt</b>	<b>25</b>	<b>55</b>

*Anm.: Det bemærkes, at tallene for indberetningsperioden 2021-2022 ikke er sammenlignelige med de biogasmængder, der fremgår af fremskrivningen. Dette skyldes, at biomassegrundlaget i tabellen kun er for de gyllebaserede biogasanlæg.*

*Kilde: [Energistyrelsens biomasseindberetning, 2021-2022], og Wenzel H, JM Triolo, LV Toft, N Østergaard (2020): Energifgrødeanalysen. SDU og SEGES.*

## Kapitel 4: Power-to-X

### 4.1 KF23 forløbet frem mod 2035

Dette kapitel beskriver den forventede udvikling i kapaciteter i PtX-anlæg i KF23, herunder generel metode og antagelser (jf. afsnit 4.2.1) samt den konkrete udvikling i elforbruget til PtX (jf. afsnit 4.2.2).

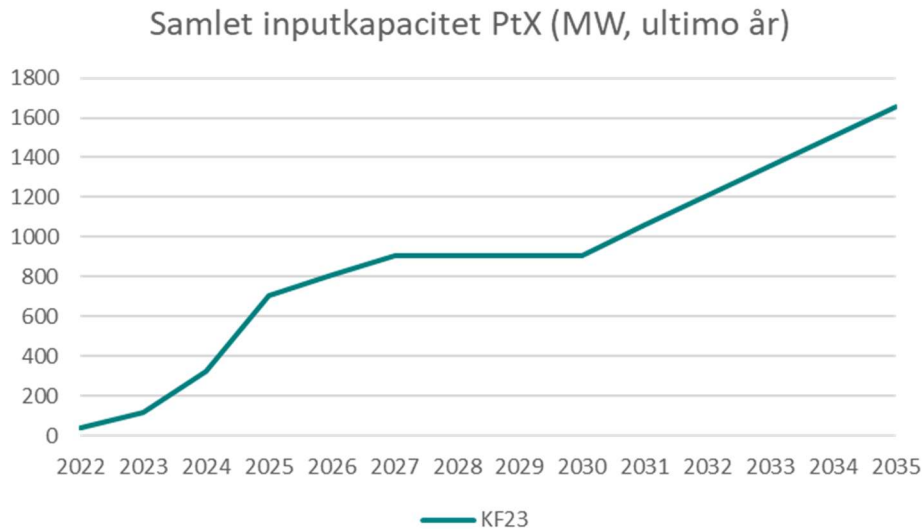
PtX er en betegnelse, der dækker over en række forskellige teknologier, der kan anvendes til produktion af CO<sub>2</sub>-neutrale brændstoffer i gas- eller flydende form. Power-to-X (PtX) dækker over en række teknologier, som alle tager udgangspunkt i, at strøm udnyttes til at fremstille brint. I Danmark taler man om Power-to-X. I udlandet kalder man det grøn brint eller "electrofuels" ("e-fuels"), men begge begreber beskriver den proces, hvor strøm og vand bliver lavet om til brint gennem elektrolyse. Brinten kan bruges direkte i fx lastbiler, færges eller industrien, men kan også viderekonverteres til andre brændstoffer. Kulstofholdige PtX-produkter omfatter desuden også fx plast- og tekstilmaterialer. Fælles for det danske fokus på PtX-produkter, hvad end det er brint, ammoniak eller kulstofholdige produkter og brændstoffer, er, at brintproduktionen er baseret på elektrolyse fra VE-kilder som fx sol og vind.

I KF23 baseres fremskrivningen af kapaciteten i Power-to-X (PtX)-anlæg på besluttede tiltag, herunder det kommende statslige udbud af støtte til PtX, som blev besluttet i forbindelse med *Klimaaf tale for energi og industri mv. 2020* af 22. juni 2020. Puljens størrelse forventes at være 1,25 mia. kr. Derudover indgår offentligt udmeldte PtX-projekter med elektrolysekapacitet, som forventes etableret uden behov for yderligere ændringer i nationale eller internationale rammevilkår, herunder PtX-projekter, som har opnået hel eller delvis støtte. Endeligt baseres fremskrivningen på længere sigt på en forventning om øget efterspørgsel på grønne brændstoffer.

Sammenlignet med KF22 forudsætningerne for PtX er den væsentligste ændring, at der forventes en større udbygning med ny kapacitet fra 2023 og frem. I 2035 resulterer dette i en samlet kapacitet på omkring 1.650 MW i KF23 mod 250 MW i KF22. Den antagne udvikling i elektrolysekapacitet frem mod 2035 i KF23 er vist i figur 4.1.



Figur 4.1: Beregningsteknisk antagelse om udvikling i samlet elektrolysekapacitet for PtX



Ændringen skyldes primært, at der medregnes flere projekter eller faser af projekter, som har truffet endelig investeringsbeslutning og som har fået tilsagn om støtte, samt at udbygningen efter 2030 suppleres med en fremskrivning, som afspejler en antaget markedsudvikling under nuværende markeds- og rammevilkår på længere sigt.

Det er antaget, at udbuddet af støtte til PtX-produktion giver anledning til en samlet elektrolysekapacitet på ca. 200 MW, og at hele denne kapacitet er indfaset i løbet af 2024 med fuld produktion fra primo 2025. Dette er en beregningsteknisk antagelse, som er forbundet med betydelig usikkerhed, både hvad angår kapacitet og tidspunkt for fuld kapacitet.

Forløbet afviger fra den målsatte kapacitet om 4-6 GW i 2030, som fremgår i Aftalen om udvikling og fremme om brint og grønne brændstoffer af 15. marts 2022. Afgivelsen skyldes, at etableringen af mange af de udmeldte projekter er betinget af ændringer i de gældende rammevilkår og derfor ikke indgår i KF23. Konkrete tiltag der stimulerer efterspørgslen af PtX-produkter, ændring i tariffer samt direkte linjer, som er igangsat, men ikke vedtaget endnu, samt øvrige forbedrede rammevilkår og en politiske beslutning om rammevilkår for brintinfrastruktur vurderes at være afgørende for at understøtte et forløb, som opfylder målet om 4-6 GW PtX i 2030. Til sammenligning viste Energinet og Evidas markedsdialog fra 2022, at markedsaktørernes kommunikerede planer vil give 14 GW elektrolysekapacitet i 2030, forudsat alle projekter gennemføres som angivet.

Den antagne udvikling i elektrolysekapacitet frem mod 2030, under de i KF23 gældende markedsvilkår, består derfor dels af forventet kapacitet fra det kommende udbud til PtX, dels af en række projekter, hvor der er truffet endelig investeringsbeslutning og projekter, som har opnået støtte til hele eller dele af projektet. Derudover er der inkluderet en yderligere PtX-kapacitet pba. en forventning til efterspørgsel af PtX-produkter sidst i perioden og efter 2030. De medtagne projekter, som har opnået støtte, har fx modtaget støtte fra Energilagingspuljen fra 2019 eller støtte gennem IPCEI-projekter, eller øvrig finansiering fra fonde mv. PtX-anlæg med en elektrolysekapacitet på mindre end 5 MW er ikke inkluderet. Disse projekter er hovedsagligt FUD-projekter, som i overvejende grad forventes at være afsluttet før 2030.

Elektrolysekapaciteten forventes ud fra en vurdering medio november 2022 at være mindre end 40 MW i 2022 på grund af allerede kendte projekter, hvorfor effekten heraf er relativt sikker. Herefter antages elektrolysekapaciteten at vokse til en samlet kapacitet på ca. 900 MW frem mod ultimo 2027. Det er Energistyrelsens forventning, at der i perioden efter 2030 vil være øget efterspørgsel på PtX-produkter formentligt fra udlandet, som vil være med til at drive en mindre udvikling i PtX-kapaciteten i Danmark. Den nøjagtige efterspørgsel og heraf følgende udvikling i PtX-kapaciteten er behæftet med stor usikkerhed, hvorfor Energistyrelsen fremskriver den med samme hastighed, som udviklingen i kendte projekter i perioden 2022 til 2027, se figur 1.

Der er betydelig usikkerhed knyttet til effekten af PtX-udbuddet, og det forventes, at vedtagelse af nye virkemidler efter d.1. januar 2023, herunder såvel danske som EU-krav om fx iblanding af grønne brændstoffer samt en række andre tiltag kan have betydelig effekt på udviklingen i PtX-kapaciteten både i Danmark og i udlandet. Eventuelle effekter af den markedsbaserede tilskudspulje til CCUS er ikke inkluderet, da de nærmere betingelser for udformningen af anden udbudsrunde endnu ikke er fastlagt.



## 4.2 Metode og antagelser bag KF23 forløbet

### 4.2.1 Generelle antagelser og metode

Begrebet Power-to-X dækker over konverterings- og lagringsteknologier baseret på brint produceret ved elektrolyse ved hjælp af el fra vedvarende energikilder som vind-, sol- eller vandkraft. Elektriciteten bruges til at drive en elektrolyseenhed, som spalter vand til brint og ilt. Brinten kan herefter enten bruges som slutprodukt i sig selv eller viderekonverteres til andre brændstoffer, såsom ammoniak, metan, metanol eller jetfuel, som med en samlet betegnelse kaldes elektro-brændstoffer eller e-brændstoffer. Et elektrolyseanlæg kan således omdanne el til flydende og gasformige brændstoffer, og kan således ved anvendelse af el fra vedvarende energikilder bidrage til en grøn omstilling af energiforbrug, der ellers er vanskelig at omstille gennem direkte elektrificering, fx i dele af transportsektoren. Derudover kan PtX-anlæg bidrage til balancering af produktionen af elektricitet fra fx sol og vind ved at forbruge el i timer, hvor der er stor produktion af VE og elprisen er lav, og omvendt ikke forbruge el når VE-produktionen er lav og elprisen høj. Der kan dermed være positive synergier mellem udbygningen af VE og PtX dog under forudsætning af, at PtX-anlæggene placeres geografisk hensigtsmæssigt i elnettet ift. VE-produktionen, samt at PtX-anlæggene vil blive drevet fleksibelt således, at forbruget mindskes, når elprisen er høj.

I KF23 udtrykkes PtX-kapaciteten gennem elektrolysekapacitet. Der er dog flere af de kendte PtX-projekter, som har til hensigt at etablere viderekonverteringsanlæg, hvori brint kan omdannes til andre PtX-brændstoffer med input af kulstof eller kvælstof. Flere offentligt kendte projekter omhandler produktion af kulstofholdige brændstoffer, som fx metan, metanol og jetfuel. Kulstoffet til brændstofferne forventes i de fleste projekter komme fra biogas, men også et halmfyret kraftvarmewærk. I projekter som producerer ammoniak, hvoraf der indgår et demonstrationsanlæg i KF23-forløbet, udskilles kvælstoffet fra atmosfærisk luft. I forbindelse med PtX-udbuddet og den yderligere efterspørgsel efter 2030 er det uvist, om brinten vil anvendes direkte eller konverteres videre samt om produktet forbruges i Danmark eller eksporteres til udlandet.

Det er muligt at anvende overskudsvarmen fra elektrolyse til brug i fjernvarmesektoren. Dette kræver, at et givent elektrolyseanlæg er placeret i nærheden af et fjernvarmenet. Til analyser af samspil mellem elektrolyse og fjernvarme anbefales Energinet at anvende Energistyrelsens teknologikataloger for PtX teknologier. For generelle analyser kan Energinet derimod antage, at 10% af elforbruget til et givent elektrolyseanlæg omsættes til overskudsvarme, der kan anvendes til fjernvarme. Det teknologiske potentiale for udnyttelse af overskudsvarme er højere end 10%, og antagelsen afspejler altså en forventning om, at ikke al overskudsvarmen vil blive udnyttet i fjernvarmenettet, fx pga. driftsmønster, geografisk placering osv.



#### 4.2.2 Frozen policy antagelser til KF23

Energistyrelsen vurderer, at projekter med aftale om afsætning af PtX-produkter alt andet lige har større potentiale for at blive realiserede end projekter uden aftale herom. Dette baseres på forventningen om, at PtX-brændstoffer på kort sigt og under nuværende regulatoriske rammer ikke kan konkurrere på markedsvilkår med andre brændstoffer, herunder direkte elektrificering og biobrændstoffer. Der er samlet annonceret PtX-projekter svarende til mere end 7 GW elektrolysekapacitet i 2030, men der er ikke truffet endelig investeringsbeslutning for størstedelen af de udmeldte projekter. Kun de projekter, hvor Energistyrelsen har kendskab til investeringsbeslutninger indgår derfor i KF23 forløbet frem mod 2030.

##### *Mulige udbudspuljer til PtX-udbygning*

Den tidligere S-regering har etableret en statslig pulje til PtX-udbud, som finansieres af en aftale indgået med Nederlandene om statistiske overførsler af VE-andele af en samlet værdi på ca. 1,25 mia. kr. Udbud af støtte til PtX-anlæg på 1,25 mia. kr. er i beregningerne vurderet at give 200 MW elektrolyse. Dog vil skøn af både energi- og CO<sub>2</sub>-effekt være behæftet med stor usikkerhed, hvilket bl.a. skyldes, at omkostninger til opførelsen af anlæg i større skala og finansieringsbehovet ikke er kendte.

I forbindelse med *Klimaaftale for energi og industri mv. 2020* af 22. juni 2020 blev det besluttet at etablere en CCUS-pulje. Midlerne skal bidrage til en værdikæde for fangst, transport, lagring og anvendelse, der kan bidrage med CO<sub>2</sub>-reduktioner. Første udbudsrunde i CCUS-puljen er målrettet CCS. I forbindelse med udmøntningen af anden udbudsrunde skal der ses på, hvordan anvendelsen af CO<sub>2</sub> kan bidrage til klimamålsætningerne. Der er ikke indregnet en effekt på PtX-kapaciteten fra CCUS-puljen, da det er uvist, hvorvidt kulstofholdig PtX (CCU) vil blive omfattet i den anden udbudsrunde. Denne vurdering vil dog blive revurderet, når de nærmere betingelser for den anden udbudsrunde i CCUS-puljen kendes. Det statslige udbud til PtX-anlæg er nærmere beskrevet i næste afsnit.

##### *Elnetadgangs, tariffer mv.*

Energinet har anmeldt et såkaldt netprodukt kaldet "begrænset netadgang" til Forsyningstilsynet i maj 2020. Produktet giver store elforbrugere, der er tilsluttet direkte på eltransmissionsnettet (fx PtX-producenter) mulighed for en reduceret nettarif for til gengæld at være tilsluttet elnettet som afbrydelige kunder. Ud over det anmeldte produkt har Energinet bl.a. også anmeldt tarifændringer, herunder et forslag om nye systemtariffer, som forventes at kunne have væsentlige effekter på tariffbetalingen for storskala-PtX. Netproduktet og tarifændringerne er blevet anmeldt til Forsyningstilsynet i løbet af 2022, men endnu ikke godkendt og medtages derfor ikke som forudsætning i KF23.





### *Brintinfrastruktur og adgang til gasnettet*

Brintinfrastruktur forventes at have en relativ stor betydning for udbygningen af PtX-kapacitet, da det alt andet lige giver projekterne en bedre mulighed for afsætning af brinten. Dette er Energistyrelsens forventning på baggrund af markedsdialogen med Evida og Energinet. Således forventes en eventuel beslutning om etablering af brintinfrastruktur at betyde flere investeringsbeslutninger i PtX-projekter og dermed en mulig stigning i kapaciteten i fremskrivningen. Eftersom der endnu ikke er truffet politisk beslutning om ejerskab, drift og finansiering af brintinfrastruktur, ligger fremskrivningen bl.a. af denne grund ikke på et højere niveau.

Brint kan anvendes til produktion af e-metan igennem metanisering, hvor brint sættes sammen med CO<sub>2</sub>. Herved er der potentiale for at øge produktionen af e-metan betragteligt uden yderligere træk på biomasseressourcerne. Det kan være interessant for producenter af opgraderet biogas grundet eksisterende adgang til infrastruktur til afsætning i gasnettet samt adgang til kulstofkilder til metaniseringsprocessen. Energistyrelsen vurderer dog, at det afgørende element for business casen af et metaniseringsanlæg er omkostninger til produktion af brint inden forædlingen til metan. Energistyrelsen medregner i KF23 som del af den generelle metodevalg under frozen-policy forløbet et demonstrationsprojekt, som har truffet endelig investeringsbeslutning.

### *Efterspørgsel efter PtX-produkter*

For så vidt angår efterspørgselssiden, fremgår flere PtX-fremmende indsatser i EU-Kommissionens Fit-for-55-pakke. Energistyrelsen vurderer, at disse både kan have en effekt på PtX anvendt i Danmark og efterspørgslen på PtX i EU. Det er dog usikkert, i hvilket omfang mulige reduktioner ifm. Fit-for-55 vil bidrage til de danske klimamål. Da Fit-for-55 forslaget endnu ikke er vedtaget, indgår disse vurderinger ikke i Frozen Policy-fremskrivningen (jf. også kapitel 1 Frozen policy i sektorforudsætningsnotat Principper og politikker). Når EU-lovgivningen er på plads og skal implementeres, forventes der at komme krav, som fremmer anvendelsen af PtX og grøn brint bl.a. i transportsektoren og i industrien på i Danmark og de øvrige EU-medlemsstater.

Energistyrelsen forventer i KF23, at efterspørgslen på PtX-produkter vil stige i perioden efter 2030 og således også PtX-kapaciteten. Dette bygger på en forventning om, at grønne brændstoffer vil efterspørges i større grad fra transportsektoren, og at disse kan leveres i et relativt begrænset omfang, hvor infrastruktur ikke er en stopklods for PtX-projektet og med klar afsætningsaftale. Efterspørgsel kan blive drevet af udenlandske nationale udmeldinger på området, som Danmark potentielt vil kunne levere til. Udviklingen i efterspørgslen og den afledte effekt på etableringen af PtX-kapacitet er dog behæftet med markante usikkerheder. Derfor fremskrives PtX-kapaciteten i KF23 for perioden 2030-2035 med den gennemsnitlige indfasning af forventet PtX-kapacitet i perioden 2022-



2027, ud fra en antagelse om, at denne relativt begrænsede tilvækst af yderligere kapaciteter kan imødekommes også uden brintinfrastruktur.

#### *Etableringstid for PtX-anlæg*

Det antages i beregningerne, at udbuddet til PtX afholdes i 2023 (efter færdiggørelsen af KF23), men dette er behæftet med en vis usikkerhed. Fra afgørelsen af udbuddet til idriftsættelse af et eller flere elektrolyseanlæg skønnes at gå 1-4 år. PtX-udbuddet indeholder en frist på 4 år til etableringen af anlæggene efter kontraktidgåelsen. Et PtX-anlæg skønnes at kunne opføres på ca. 1 år, såfremt anlægget opføres i forbindelse med eksisterende anlæg, som har relevante miljø- og plangodkendelser mv., eller efter tilladelserne eller godkendelser er på plads. Skal der opføres helt nye anlæg på bar mark, estimeres etableringsfasen at kunne tage 2-3 år. Effekter af udbuddet vil derfor tidligst kunne forventes fra 2024. Det antages, at elektrolyseanlæg opført i forbindelse med PtX-udbuddet vil være i drift frem til mindst 2035. Dette også selvom PtX-udbuddet kan udformes som en driftsstøtte over en kortere årrække med ophør inden 2035.

#### **4.2.3 CO<sub>2</sub>-reduktioner som følge af Power-to-X**

Produktion af grøn brint eller andre brændstoffer på et PtX-anlæg giver først en CO<sub>2</sub>-reduktion, når PtX-produkterne anvendes og fortrænger et fossilt brændstof, eller tilsvarende udledninger fra produktion til et kulstofbaseret produkt. De generelle principper for udledningsopgørelse er beskrevet i sektorforudsætningsnotat Principper og politikker kapitel 3. Reguleringen ift. CO<sub>2</sub>-reduktioner ved anvendelse af e-brændstoffer i transporten behandles i KF23 sektorforudsætningsnotat om transport. CO<sub>2</sub>-reduktioner som følge af CO<sub>2</sub>-fangst og -lagring behandles i sektorforudsætningsnotat CCS.

Herudover kan PtX-produkter anvendes som kemikalie i industrielle processer eller landbrug og på sigt give anledning til CO<sub>2</sub>-reduktioner i industrien. Anvendelse af PtX-produkter i industrien forventes ikke at vinde stor udbredelse frem mod 2035 i et Frozen Policy-scenarie grundet en relativt høj merpris og behandles derfor ikke i KF23.

PtX til metanisering af CO<sub>2</sub> fra fx biogasopgraderingsanlæg vil lede til en fortrængning af CO<sub>2</sub> i Danmark, da overskydende CO<sub>2</sub> fra biogassen i stedet omdannes til e-metan, som kan indføres i gassystemet og fortrænge fossil naturgas ligesom bionaturgas. Denne effekt vil blive beskrevet i emissionsopgørelsen i KF23. Potentialet er dog begrænset ifm. at der er afsat midler til negative emissioner, herunder BECCS ifm. med Aftale om finansloven for 2022, hvor der blev afsat midler til CO<sub>2</sub>e-reduktion på 0,5 mio. ton CO<sub>2</sub>e i 2030, der forventes at blive vundet af biogasproducenter. Der vil her kunne være overlap mellem kulstof til BECCS og produktion af e-metan.



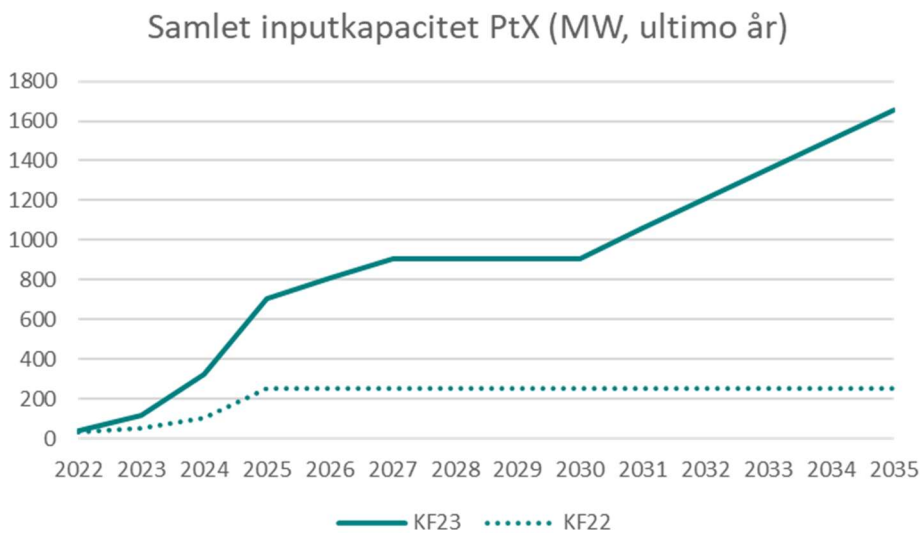
I det kommende udbud til PtX vil støtten blive tildelt produktionen af PtX. Det er ikke garanteret, at anvendelsen af den støttede PtX sker i Danmark, eller at der nødvendigvis støttes produktion af produkter, der reducerer danske emissioner. Der indgår derfor ikke særskilt vurdering af fortrængning af CO<sub>2</sub> i Danmark fra PtX-udbuddet i KF23.

## 4.3 Kvalificering af KF23 forløbet

### 4.3.1 Sammenligning med KF22

I KF22 indgik to elektrolyseanlæg med tilskud fra Energilagingspuljen (Energistyrelsen, 2019c) på henholdsvis 12 MW og 20 MW samt udbud til PtX under antagelse om udbudsstørrelse på 1,25 mia. kr. Herudover indgik få yderligere projekter, som enten havde opnået støtte til hele projektet eller hvor der var truffet endelig investeringsbeslutning uden støtte, eller med støtte som dækker en del af kapital og dermed risiko. I KF22 var fremskrivning af elektrolysekapacitet samlet på 254 MW fra ultimo 2024 og frem mod 2035 med 200 MW fra PtX-udbuddet, se figur 4.2.

Figur 4.2. Elektrolysekapacitet i KF22 og KF23, MW



### 4.3.2 Usikkerhed

Der er som nævnt betydelig usikkerhed knyttet til mange elementer vedrørende PtX, herunder ikke mindst effekten af PtX-udbuddet på produktionen. Ud over usikkerheder om forløbet inden for de under KF23 gældende politiske vilkår forventes de væsentligste faktorer og usikkerheder, der påvirker udviklingen under KF23's metode at være:



- Nuværende nationale og europæiske regulering på tværs af de forskellige sektorer og tilstødende områder, som har direkte betydning for vilkårene for produktion af PtX-produkter. Herunder kan nævnes; tilladelser og godkendelsesprocesser for PtX-anlæg, tariffer, som indgår som udgift af produktionen af PtX-produkter, vilkår for tilslutning til eller uden om det kollektive elnet, regulering vedr. transport og anvendelse af nye brændstoffer som brint, metanol og ammoniak mv.
- National og europæisk regulering vedr. anvendelse af PtX-brændstoffer, herunder afgifter og tilskud, iblandingskrav, CO<sub>2</sub>-fortrængningskrav og andre mekanismer, der kan understøtte anvendelse af PtX-brændstoffer og dermed sikre et markedstræk.
- Udvikling af brintinfrastruktur i Danmark med mulighed for afsætning i omkringliggende lande. Dette understøttes af Evidas og Energinets markedsdialoger samt forventede selskabsøkonomiske betragtninger omkring, hvor infrastruktur forventes at have stor betydning for udviklingen.
- Danmarks position i det internationale marked for VE-brændstoffer, som afhænger af den teknologiske udvikling og modning af markederne. Afhængigt af konkurrenceevnen for danskproducerede brændstoffer (samt udviklingen af en fælles europæisk brintinfrastruktur) vil dette have betydning for omfanget af import/eksport af PtX-brændstoffer.
- Udviklingen i VE-elproduktionen i danske elprisområder har en indirekte betydning for udviklingen af PtX. Med usikkerheden om niveauet af VE-udbygningen under de nuværende markedsvilkår er udviklingen i elpriserne ligeledes usikker grundet, at VE udbygningen påvirker elprisen, som vil have betydning for driften af PtX-anlæggene samt afsætningsprisen.

Da udviklingen i KF23 bygger på forventningen fra udbud og andre støttede projekter, vil realiseringen af disse have stor indflydelse på udviklingen. Heri ligger en generel usikkerhed i kvantificeringen af størrelse på PtX-kapaciteten fra udbuddet. Således er udviklingen af PtX kapacitet underlagt stor usikkerhed, da det samtidig forventes, at ændringer i de ovennævnte faktorer kan medføre relativ stor ændring i forventningen til PtX kapacitet endda på kort sigt.

#### 4.3.3 Planlagt udvikling fremadrettet

Resultatet i de kommende udbud af støtte til PtX og CCUS vil kunne give anledning til justering af de skønnede effekter i KF24. Det kan i den forbindelse bemærkes, at PtX-aftalen fra marts 2022, som blev vedtaget af et bredt flertal i folketinget, indeholder et sigte om 4-6 GW elektrolyse-kapacitet i 2030. Aftalen fastsatte generelle pejlemærker for typerne af rammevilkår der kan understøtte en

realisering af målet, men disse er endnu ikke udmøntet i konkrete virkemidler og tælles derfor ikke med i KF23.

KF24 forventes at indeholde vurderinger ift., indhold og udmøntning af Fit-for-55-pakken, de forventede tarifmodeller fra Energinet, evt. yderligere nye tiltag, indholdet af udbuddet af energiøerne, samt evt. konkrete investeringsbeslutninger fra markedsaktører – herunder konkretisering af importbehov i Tyskland.



## 4.4 Kilder

Aftale om udvikling og fremme af brint og grønne brændstoffer

<https://www.regeringen.dk/media/11146/af-tale-om-udvikling-og-fremme-af-brint-og-groenne-braendstoffer.pdf>

Europæisk energiscenarie "TYNDP 2020 Scenario Report" udarbejdet af ENTSO-E/G udgivet juni 2020. [https://www.entsos-tyndp2020-scenarios.eu/wp-content/uploads/2020/06/TYNDP\\_2020\\_Joint\\_ScenarioReport\\_final.pdf](https://www.entsos-tyndp2020-scenarios.eu/wp-content/uploads/2020/06/TYNDP_2020_Joint_ScenarioReport_final.pdf)

Evida og Energinets Markedsdialog om brintinfrastruktur 2022

<https://energinet.dk/Om-publikationer/Publikationer/Markedsdialog-om-brintinfrastruktur-2022>

Feasibility-studie af brintinfrastruktur, Energinet

<https://energinet.dk/Brint/Feasibilitystudie>

Pressemeddelelse om Energistyrelsens tilsagn om støtte på henholdsvis 80 og 48 mio. kr. til to Power-to-X-projekter i henholdsvis Skive og Fredericia.

<https://kefm.dk/aktuelt/nyheder/2019/dec/128-mio-kr-til-udvikling-af-groenne-braendstoffer/>

Pressemeddelelse om EU-tilskud på 223 mio. kr. til Greenlab Skive projektet

<https://energiwatch.dk/Energinyt/Renewables/article13359935.ece>

Pressemeddelelse om EUDP's tilsagn om støtte på 81 mio. kr. til REDDAP projektet. <https://eudp.dk/en/node/16250>

Pressemeddelelse om European Energy projekt om PtX-anlæg

<https://europeanenergy.com/da/pressemeddelelser/2021/11/12/european-energy-acquires-reintegrate>

Pressemeddelelse om tilskudspulje til Power-to-X

<https://kefm.dk/aktuelt/nyheder/2020/jun/regeringen-sikrer-massiv-investering-i-power-to-x>

Regeringens strategi for Power-To-X, 2021

<https://kefm.dk/Media/637751860733099677/Regeringens%20strategi%20for%20Power-to-X.pdf>

Teknologikatalog for Fornybare Brændstoffer

[https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technology\\_data\\_for\\_renewable\\_fuels.pdf](https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technology_data_for_renewable_fuels.pdf)