



## Analyseforudsætninger til Energinet 2024 – Ledningsført metan

Baggrundsnotat

**Kontor/afdeling**  
Systemanalyse og  
Innovation

**Dato**  
9. oktober 2024

**J nr.**  
2024 – 979

EDBST, JNRD / MIS

### Indholdsfortegnelse

1. Udviklingen frem mod 2050 .....	2
1.1 Præsentation af AF24-forløbet frem mod 2050 .....	2
1.2. Uddybning af AF24 forløbet og kvalificering ift. AF23 .....	4
2. Metode og antagelser generelt .....	6
3. Forbrugsfremskrivning: Metode og antagelser .....	7
3.1 EI- og fjernvarmeproduktion .....	7
3.2 Husholdninger og erhverv .....	8
3.3 Transport .....	8
3.4 Øvrigt forbrug .....	8
4. Produktionsfremskrivning: Metode og antagelser .....	8
4.1 Nordsøproduktion og fordeling .....	9
4.2 Produktion af VE-gas .....	10
5. Internationale gasstrømme: Metode og antagelser .....	12
5.1 Transit til Sverige .....	13
5.2 Transit til Polen .....	14
5.3 Nettoeksport til Tyskland .....	15
6. Usikkerheder og følsomhedsberegninger .....	16
6.1 Usikkerhed og følsomheder for forbruget af ledningsgas .....	16
6.2 Usikkerhed og følsomheder for produktionen af VE-gas .....	16
6.3 Usikkerhed på øvrige forudsætninger .....	17
7. Planlagt udvikling fremadrettet .....	18

*Dette baggrundsnotat er en del af Analyseforudsætninger til Energinet 2024 (AF24). AF24 er et målopfølgesscenarie, hvilket vil sige, at AF24 grundforløbet som udgangspunkt er kompatibelt med opfyldelse af de politiske målsætninger på klima- og energiområdet. Det er dog ikke alle målsætninger på klima- og energiområdet, der er direkte afspejlet i AF24, og AF24 specificerer endvidere ikke konkrete virkemidler til at indfri de politiske målsætninger.*

**Energistyrelsen**

Carsten Niebuhrs Gade 43  
1577 København V

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

www.ens.dk



## 1. Udviklingen frem mod 2050

Analyseforudsætninger til Energinet 2024 (AF24) om gasproduktion og gasstrømme indeholder forudsætninger om udviklingen for de dele af det danske gassystem, som vedrører Energinets arbejde som Transmissionssystem Operatør. Forudsætningerne er afgrænset til at omfatte gas, der transporteres i gastransmissions- og distributionssystemerne (ledningsgas), hvilket omfatter en blanding af naturgas og VE-gas.

De seneste år har der været en væsentlig afkobling af gasforbrugere, hvilket forventes at fortsætte. Samtidig har biogasproduktionen været stigende og det muliggør at produktionen af VE-gas i 2029 kan overstige forbruget af gas fra gassystemet.

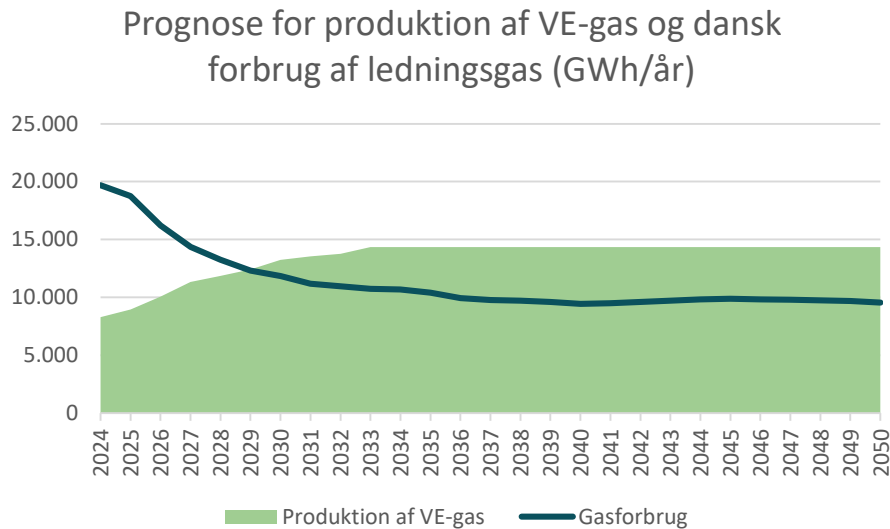
### Definitioner

I notatet benyttes en række termer for gas. Disse defineres således:

- Naturgas: Gas, der forekommer naturligt i undergrunden (bl.a. den danske Nordsø) og indvindes til energiformål.
- Biogas: Defineres her som gas, der dannes ved biologisk nedbrydning af biologisk materiale under iltfrie forhold.
- Biometan: Biogas, der er rensset for CO<sub>2</sub>.
- E-metan: Metan, som produceres af brint og CO<sub>2</sub>. Vil være en VE-gas hvis den anvendte brint er produceret ud fra VE-el.
- VE-gas: Samlebetegnelse for gasser af ikke-fossil oprindelse. Kan bl.a. omfatte biometan, e-metan og brint, forudsat, at der er anvendt VE-el til produktionen. I dette notat beskriver VE-gas ikke brint, men kun metan.
- Ledningsgas: Metangas, der transporteres i det danske naturgassystem. Gassen kan indeholde naturgas og VE-gas i form af metan.

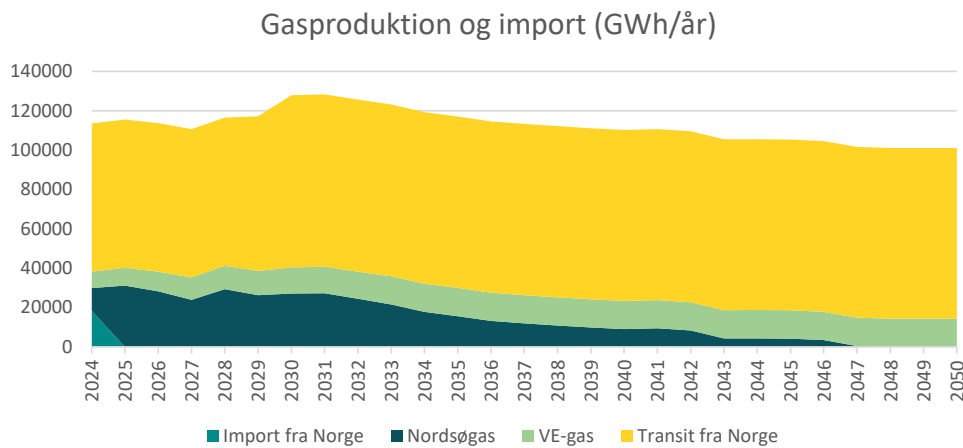
### 1.1 Præsentation af AF24-forløbet frem mod 2050

I perioden 2024 til 2050 reduceres det samlede danske forbrug af ledningsgas i AF24 fra ca. 19,7 til ca. 9,5 TWh per år, mens produktionen af VE-gas, der tilføres gassystemet, stiger fra ca. 8 til ca. 14 TWh per år, jf. Figur 1.



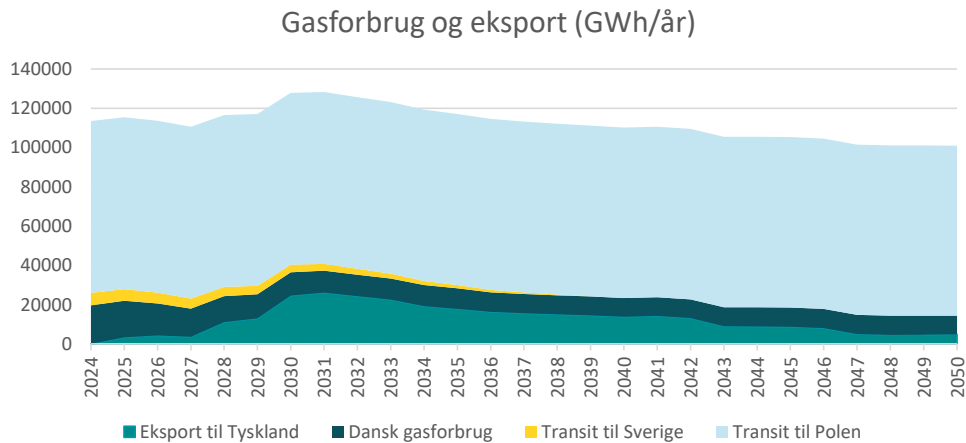
Figur 1: Gasforbrug og produktion af VE-gas (GWh/år)

Tilførslen af gas til det danske system udgøres af naturgasproduktion fra den danske del af Nordsøen, som ilandføres til Danmark, dansk produktion af VE-gas, som tilføres gassystemet, tilgang af gas fra Norge med henblik på transit til Polen samt eventuel import fra Tyskland. Leverancer til det danske gassystem fremgår af Figur 2.



Figur 2: Gasproduktion og import til det danske gassystem (GWh/år).

Gassen i det danske system aftages enten til forbrug i Danmark (ekskl. lager) eller eksporteres til Sverige, Tyskland eller Polen. Med den anslåede fordeling af de fremtidige gasstrømme i transmissionssystemet kan det danske forsyningsbillede illustreres som i Figur 3.



Figur 3: Gasforbrug og eksport (GWh/år).

AF24-forløbet for både gasproduktion og gasforbrug samt import og eksport er forbundet med usikkerhed. Væsentlige usikkerheder gennemgås i afsnit 3 og omfatter:

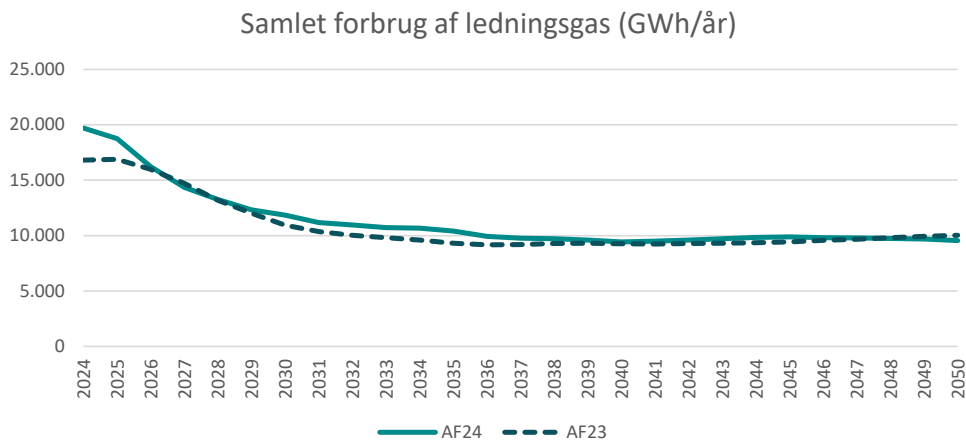
- Udvikling af gas- og kvotepriser samt prisen på certifikater
- National og international efterspørgsel på metan generelt samt VE-gas specifikt.

## 1.2. Uddybning af AF24 forløbet og kvalificering ift. AF23

Ændringerne i det samlede gasforbrug ift. AF23 fremgår af figur 4.

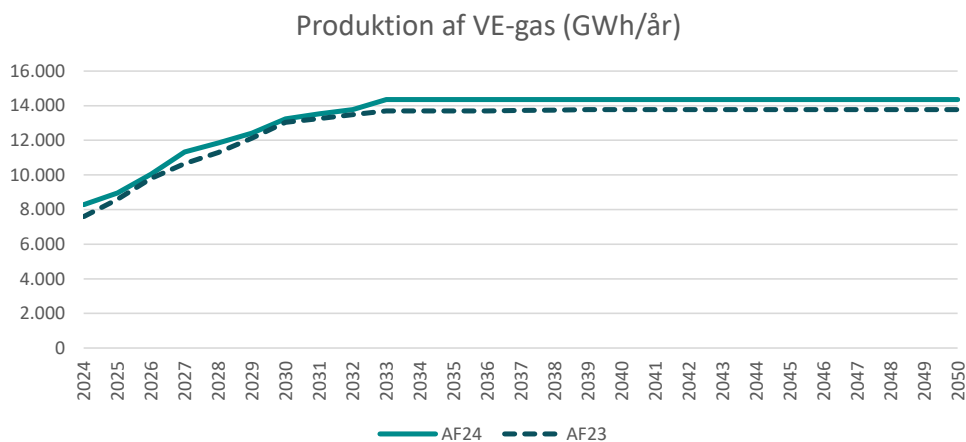
Som i AF23 er gasforbrug i erhverv og husholdninger fremskrevet med IntERACT-modellen, mens gasforbruget i el- og varmesektoren er fremskrevet med Ramses-modellen. Datagrundlaget er opdateret ift. energiforbrug samt brændsels- og kvotepriser m.m.<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Modelfremskrivningerne tager generelt udgangspunkt i det seneste statistikår fra Energistatistikken, som for AF24 er 2022. Det betyder, at gasforbruget i både 2023 og 2024 som udgangspunkt er fremskrevet, selv om disse år på AF24-udgivelsestidspunktet er hhv. helt og delvist historiske. Efter fastlæggelsen af datagrundlaget for AF24 i foråret har det vist sig, at det samlede gasforbrug i første halvår af 2024 ser ud til at ligge i størrelsesordenen 10 pct. højere end AF24 fremskrivningen for 2024. Hertil bemærkes at 1) realiserede år generelt må forventes at afvige fra fremskrevne "normalår" samt 2) at denne afvigelse ikke umiddelbart forventes at have væsentlig betydning for det samlede AF24 gasforbrugsforløb,



Figur 4: Forbrug af ledningsgas; AF24 ift. AF23 (GWh/år).

Ændringerne i produktionen af VE-gas ift. AF23 fremgår af figur 5. AF24-forløbet for produktionen af VE-gas svarer til biogasprognosen i Klimastatus og - fremskrivning 2024 (KF24), og er baseret på prisforudsætninger fra november 2023. Prisniveauet her var forholdsvis attraktivt for biogasproduktion, hvilket bl.a. medvirkede til en forventning om øget udnyttelse af årsnormen og dermed øget biogasproduktion under de lukkede støtteordninger ift. AF23. Den estimerede VE-gasproduktion fra de kommende udbud har tidligere været baseret på den politiske aftale, men er nu estimeret på baggrund af november-priserne og tager samtidig også højde for indregning af momsbetalingen på støttemidlerne, hvilket reducerer VE-gasproduktionen fra udbuddene ift. AF23. Den samlede netto-effekt af disse ændringer er dog, at VE-gasproduktionen i AF24 generelt ligger lidt højere end i AF23.



Figur 5: Produktion af VE-gas; AF24 ift. AF23 (GWh/år).



Væsentlige ændringer i AF24 ift. AF23 omfatter følgende:

- Som til KF24 tager AF24 for gasforbruget i husholdninger og erhverv også udgangspunkt i et fremskrevet år "2023" i stedet for energiforbruget i det ekstraordinære 2022, der ellers er seneste statistikår. Det beregnede energiforbrug i "2023" er baseret på en kortsigtsfremskrivning af det målte energiforbrug (jf. AF24 baggrundsnotatet om Forbrug i husholdninger og erhverv).
- Der er beregningsteknisk antaget en CCS-fordeling som gør, at cementbranchen installerer og fanger CO<sub>2</sub> på 38 pct. af samlet produktion i 2030 stigende til 100 pct. i 2050, hvilket har betydning for branchen gasforbrug (jf. AF24 baggrundsnotatet om CO<sub>2</sub>-fangst).
- Antagelse om højere udnyttelse af årsnormer på de lukkede biogasstøtteordninger

## 2. Metode og antagelser generelt

For gas angives alle forbrugs-, produktions- og udvekslingsmængder som den samlede mængde i det respektive år.<sup>2</sup> Endvidere bemærkes at alle tal for forbrug og produktion af gas i AF er opgjort ift. øvre brændværdi (på 12,157 kWh/m<sup>3</sup>). Energistyrelsen opgør i de fleste andre sammenhænge forbruget af gas ift. nedre brændværdi (11 kWh/m<sup>3</sup>), hvorfor forbruget i AF ikke kan sammenlignes direkte med forbruget i eksempelvis Klimastatus og -fremskrivning. Gassen i gassystemet er primært baseret på gas fra Nordsøen (naturgas), biometan og gas fra Norge. Disse gasstrømme har forskellige brændværdier. Da gasforbrug og produktion/leverance af gas til Danmark varierer over året vil gassammensætningen – og dermed brændværdien – variere over tid og sted. Energistyrelsen opgør gasforbrug og biometan i energi, hvorfor der ikke er foretaget en omregning til AF. Derimod bliver både Nordsøgas og norsk gas omregnet fra m<sup>3</sup> til energi til AF. I AF er disse gasstrømme derfor omregnet til oven for nævnte øvre brændværdi. For Nordsøgas er der et sammenfald med ovenstående brændværdier mens der for norsk gas er anvendt en øvre brændværdi på 11,6 kWh/m<sup>3</sup> (nedre brændværdi på 10,5 kWh/m<sup>3</sup>). I praksis bør Energinet anvende brændværdier, der tager højde for sammensætningen af gassen på det tidspunkt og det sted, der findes relevant.

### Målsætninger på gasområdet

Som uddybet i AF24 sammenfatningsnotatet, laves AF-forløbene generelt således, at de er compatible med indfrielsen af de målsætninger, der fremgår af politiske aftaler. For ledningsgas er især følgende målsætninger relevante:

---

<sup>2</sup> Der er med andre ord ikke tale om en mængde baseret på primo, medio eller ultimo det respektive år.

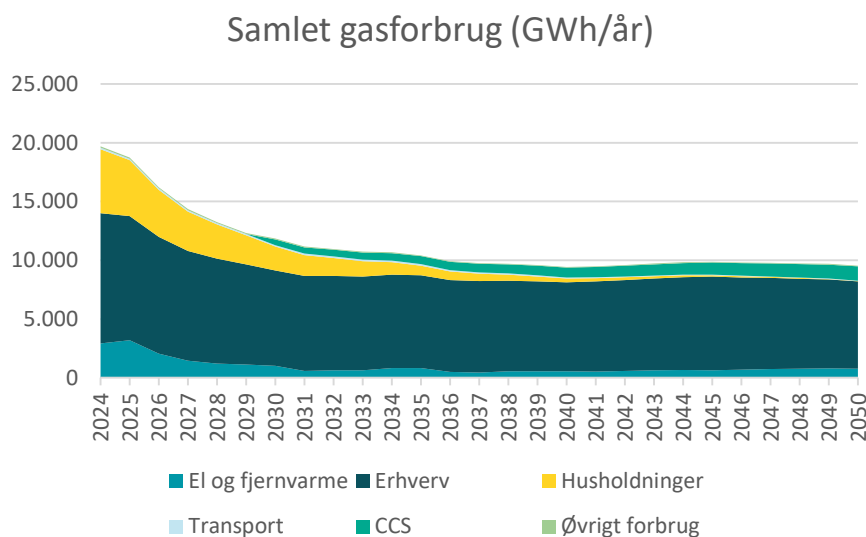


- Ambition om, at der ikke skal anvendes gas til rumvarme i danske husstande fra 2035<sup>3</sup>.
- Ambition om, at Danmark senest i 2030 vil være 100 pct. forsynet med grøn gas<sup>4</sup>

De nævnte målsætninger fremgår af "Klimaaf tale om grøn strøm og varme 2022", af 25. juni 2022.

### 3. Forbrugsfremskrivning: Metode og antagelser

Forbruget af ledningsgas omfatter forbrug til el og fjernvarme, erhverv, husholdninger og transport samt øvrigt gasforbrug (bygas og forbrug til drift af gassystemet). Figur 6 viser fremskrivningen af ledningsgasforbruget for disse sektorer frem til 2050.



Figur 6: Gasforbrug fordelt på anvendelser (GWh/år). Bemærk, at forbruget til transport og øvrigt forbrug er vanskeligt at se på figuren, da der er tale om meget små tal.

#### 3.1 El- og fjernvarmeproduktion

Forudsætningerne for fremskrivning af forbruget til el- og fjernvarmeproduktion fremgår er baseret på modelkørsler. Input hertil beskrives i forskellige andre baggrundsnotater, herunder *Termisk kapacitet* og *Priser og Vækst* m.m.

<sup>3</sup> Denne ambition er ikke implementeret fuldt ud i AF24. Læs også baggrundsnotatet *Forbrug i husholdninger og erhverv*

<sup>4</sup> Betegnelsen "grøn gas" er anvendt i aftaleteksten. Det er her synonymt med VE-gas.



### 3.2 Husholdninger og erhverv

Det faldende gasforbrug til erhverv skyldes især, at lavtemperaturprocesser omlægges til brug af varmepumper. Det tilbageværende gasforbrug vil typisk blive anvendt til processer, der har brug for en vis temperatur (høj- eller mellemtemperatur-processer) og hvor elektrificering er mere vanskelig, fx i mineralogiske erhverv.

I husholdninger bliver ledningsgas anvendt til rumopvarmning. I perioden 2024-2050 reduceres forbruget af ledningsgas i husholdningerne med 5,4 TWh, hvilket svarer til 99 pct. Husholdningernes gasforbrug er væsentlig påvirket af den politiske ambition fra *Klimaaftale om grøn strøm og varme af 25. juni 2022* om, at gasfyr i husholdninger skal være udfaset i 2035. På den baggrund antages det, at der efter 2035 generelt ikke længere anvendes gas til opvarmning i husholdningerne. På den baggrund antages der en accelereret omstilling, som indebærer, at de nemmeste og mest oplagte udskiftninger af gasfyr vil ske inden for en kort tidshorisont, mens de resterende udskiftninger vil fordele sig ud over en længere tidsperiode. I AF24 er der, som i AF23, fortsat en mindre gasforbrug til opvarmning i husholdningskategorien. Det kan skyldes, at kategorien også dækker over små erhverv fx nogle butikker mv. som fortsat kan anvende ledningsgas til opvarmning også efter 2035.

Forudsætningerne for AF24-udviklingen i gasforbruget i husholdninger og erhverv beskrives nærmere i AF24 baggrundsnotatet *Forbrug i husholdninger og erhverv*.

### 3.3 Transport

Der forventes ikke en større udbredelse af transportmidler, der anvender ledningsgas, og forbruget af ledningsgas til transport er derfor ganske beskedent.

### 3.4 Øvrigt forbrug

Denne kategori dækker et beskedent forbrug til produktion af bygas samt drift af gassystemet.

## 4. Produktionsfremskrivning: Metode og antagelser

Den danske ledningsgas består af naturgas og VE-gas. Den VE-gas, der indgår i fremskrivningen, vil hovedsageligt bestå af biometan.<sup>5</sup> På sigt er det dog muligt at en del af produktionen kommer fra e-metan. I det følgende gennemgås den anvendte metode og antagelserne bag produktionsfremskrivningen af hhv. naturgas og VE-gas.

---

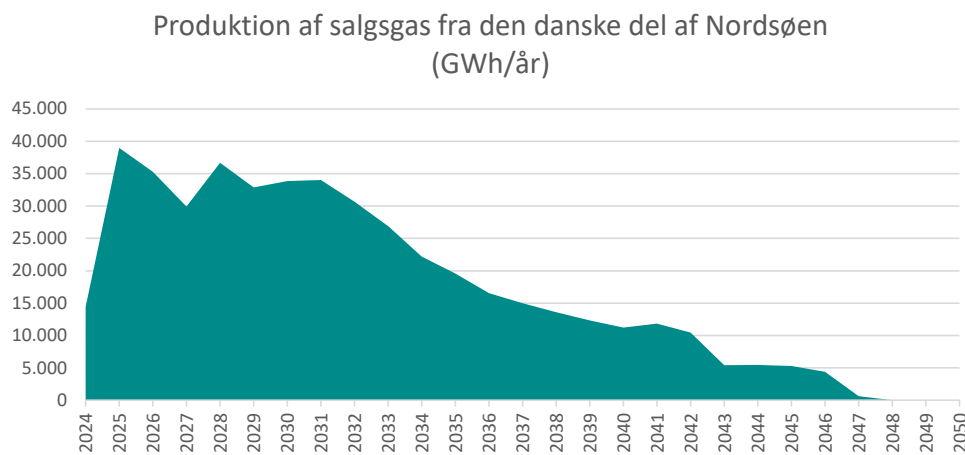
<sup>5</sup> Det kan ikke udelukkes, at der vil være en mindre mængde brint i gassen, fx brintslip fra e-metan eller en iblanding af brint, jf. også at EU's gas- og brintpakke tillader 2 % iblanding af brint på transmissionssystemet. Der er i AF24 ikke indregnet et evt. bidrag fra brint i gassystemet.





## 4.1 Nordsøproduktion og fordeling

Produktionen af naturgas fra den danske del af Nordsøen anslås på baggrund af Energistyrelsens *Ressourceopgørelse og prognose 2024*. Da AF afgrænses til mængden af ledningsgas, der transporteres via transmissionssystemet, anvendes den produktionen af salgsgas, dvs. mængden af naturgas, der afsættes fra den danske del af Nordsøen. Andelen af Nordsøproduktionen, der anvendes til egetforbrug på Nordsøplatformene, særflares eller injiceres tilbage i undergrunden indgår således ikke i opgørelsen. Produktionen af salgsgas fra Nordsøen fremgår af Figur 7.



Figur 7: Produktion af salgsgas fra den danske Nordsø (GWh/år), baseret på det forløb, som er en prognose for indvinding fra felter og fund med eksisterende teknologi, fra Energistyrelsens produktionsprognose 2024.

Ressourceopgørelsen er i høj grad baseret på de såkaldte tekniske ressourcer før risikovejning. Det vil sige, at tidspunktet for ophør af produktionen ikke generelt er bestemt af driftsøkonomiske kriterier, men ved udløb af eksisterende enerettstilladelser til at indvinde olie og gas i de respektive felter. For nogle af disse tilladelser vil der stadigvæk være betragtelige ressourcer tilstede efter deres nuværende udløbstidspunkt.

Nordsøproduktionen af gas kan flyde til hhv. Holland eller Danmark (via Nybro). Fordelingen af Nordsøgas imellem Danmark og Holland afhænger af flere parametre, for eksempel markedsforhold såsom gaspriser og fleksibilitetsmuligheder, entry- og exit-tariffer i de to lande, og tekniske forhold på platformene. Som baggrund for beregningerne er det antaget, at 80 pct. af Nordsøproduktionen tilføres Danmark efter Tyra-feltets begyndende genåbning i marts 2024.

For 2024 antages det, at ca. 6 pct. af den danske Nordsøproduktion tilføres Danmark, baseret på den faktiske fordeling i 2020.



## 4.2 Produktion af VE-gas

Prognosen af VE-gas fremgår af figur 8. Produktionen består af en kombination af:

- Produktion fra anlæg etableret under den nu lukkede støtteordning til opgradering af biogas,
- Produktion fra udvidelser af eksisterende eller nye anlæg, der etableres som følge af kommende udbud til grønne gasser<sup>6</sup>
- Produktion fra anlæg, der konverterer fra kraftvarmeproduktion til opgradering.

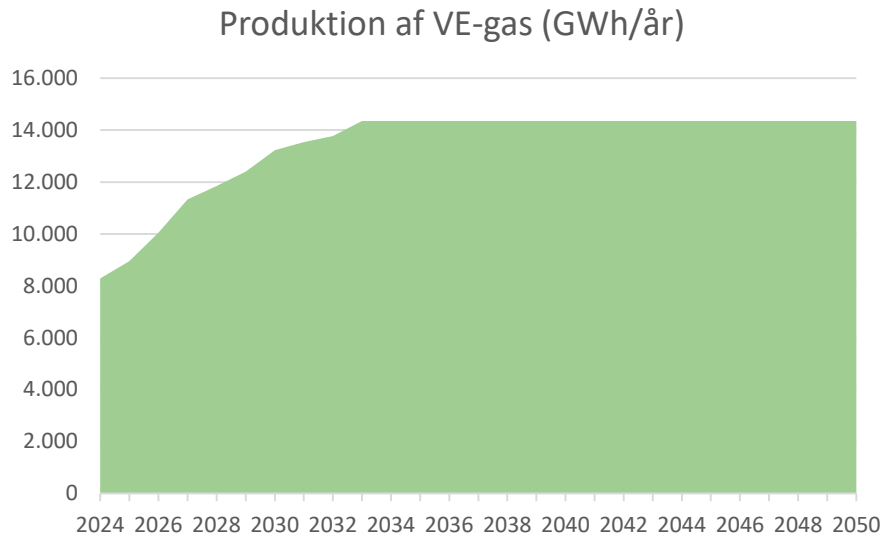
Det er endvidere lagt til grund, at alle støttede biogasanlæg vil opretholde deres produktion efter udløb af støtten. Hvorvidt anlæggene fortsætter produktionen efter endt støtteperiode er behæftet med betydelig usikkerhed.

Produktionen fra anlæggene stiger til over 14.000 GWh om året fra og med 2033, og med udviklingen i gasforbruget vil hele forbruget blive dækket af VE-gas fra og med 2029. Det betyder, at den politiske ambition om, at Danmark senest i 2030 vil være 100 pct. forsynet med grøn gas, opfyldes.

Produktion af VE-gas i AF24 følger som nævnt biogasfremskrivningen fra KF24. Det er i denne fremskrivning antaget, at udnyttelsesgraden af årsnormen under den lukkede støtteordning frem mod 2030 stiger lineært fra de nuværende ca. 77 pct. til 100 pct.

---

<sup>6</sup> Jf. Klimaaf tale for energi, industri, mv. 2020



Figur 8: Produktion af VE-gas (GWh/år).

### Støttet produktion af VE-gas

For at kunne deltage i de kommende udbud er det nødvendigt at opnå en forhåndsgodkendelse hos Evida. Der er pt. adskillige anlæg, der har henvendt sig, og de vil ikke alle kunne opnå støtte via udbud. Det er den umiddelbare vurdering, at anlæg ikke som udgangspunkt vil blive etableret og producere til gassystemet uden mulighed for støtte, og de indgår derfor ikke i AF24 grundforløbet.

Biogas, der i dag anvendes til kraftvarme, udgør ca. 2.400 GWh. Det er muligt, at en stor del af disse anlæg vil konvertere til opgradering frem mod 2032, hvor støtteordningerne begynder at udløbe.

Støtten til opgradering af biogas på de lukkede ordninger udløber gradvis fra og med 2032. Den ikke-støttede produktion af biometan vil herefter kunne overtage produktionen under forudsætning af, at der er et økonomisk incitament til at producere. Økonomien i produktion af ikke-støttet biometan afhænger af flere faktorer, herunder prisen på CO<sub>2</sub>-kvoter, prisen på oprindelsesgarantier uden statsstøtte, gasprisen, råvareprisen på biomasseinput, samt regler for anvendelsen af oprindelsesgarantierne.

### Ustøttet produktion af VE-gas

Fremskrivningen tager således udgangspunkt i den biometanmængde, der produceres med statsstøtte, og hvor det er lagt til grund, at produktionen fortsætter, også efter udløb af de nuværende støtteordninger. Det vurderes umiddelbart sandsynligt, at anlæggene vil kunne fortsætte produktionen på markedsvilkår efter støtteudløb, bl.a. begrundet i en markedsdrevet efterspørgsel efter VE-gas.



### Produktion af e-metan

Der kan blive produceret e-metan til gassystemet i fremtiden, men omfanget er meget usikkert, og der er derfor ikke her lavet en separat fremskrivning af produktionen af e-metan. Afhængigt af forholdet mellem CO<sub>2</sub> og metan i den rå biogas, vil det enkelte anlæg med metanisering teknisk set kunne producere 50-60 pct. mere metan for den samme biomasse.

Produktionsomkostningerne for e-metan vil være meget afhængige af prisen på brint. Andre faktorer som prisen på ledningsgas og den konkurrerende værdi af at lagre CO<sub>2</sub> vil også kunne påvirke i hvor høj grad danske anlæg begynder at metanisere.

Metanisering vil potentielt kunne øge mængden af VE-gas i nettet, i det omfang e-metan kan konkurrere på markedet uden støtte. Metanisering vil derimod ikke i sig selv kunne øge mængden af støttet VE-gas nævneværdigt. Det skyldes, at e-metan ikke kan støttes efter den eksisterende støtteordning, og at VE-gas, der støttes som led i udbud, er begrænset af udbuddets størrelse, uanset om der produceres e-metan eller anden VE-gas.

Der er idriftsat et første e-metananlæg på et biogasanlæg i 2023, der vil kunne udnytte 25 % af CO<sub>2</sub> fra biogasproduktionen til at producere ca 50 GWh om året. Anlægget har modtaget investeringsstøtte fra bl.a. EU's React program.

### Forflydning af biogas

Det er muligt, at nogle biogasværker vil overgå til at fremstille flydende gas og transportere den med lastbiler med henblik på at sælge den til transportformål. Dette vil potentielt kunne reducere mængden af VE-gas i gassystemet.

## 5. Internationale gasstrømme: Metode og antagelser

Til AF24 er der udarbejdet et muligt bud på de fremtidige gasstrømme til og fra det danske gassystem via systemets internationale forbindelser, som sikrer den fysiske balance i gassystemet på årsbasis. I tilgift til de grønne gasser og det danske gasforbrug, indgår følgende elementer i denne opgørelse:

- Transit til Sverige
- Transit til Polen via Baltic Pipe
- Nettoeksport til Tyskland
- Import fra Norge

I det følgende gennemgås gasstrømmene i disse forbindelser, og der redegøres for de anvendte metoder og antagelser, som anvendes til at anslå bevægelser i systemet.



## 5.1 Transit til Sverige

Sverige har historisk set kun haft egen gasproduktion i et meget begrænset omfang. Derfor har prognoser af det svenske gasforbrug typisk kunnet sidestilles med en prognose af behovet for transport af gas til Sverige via den danske gasinfrastruktur.

På baggrund af *Energimyndighetens* langsigtede prognoser for det svenske energisystem, forudsættes det at gasforbruget i Sverige falder i perioden 2020-2050<sup>7</sup>. Ligesom det var tilfældet i AF23 vurderes transitten af gas til Sverige i AF24 på baggrund af scenariet *högre elektrificering*.

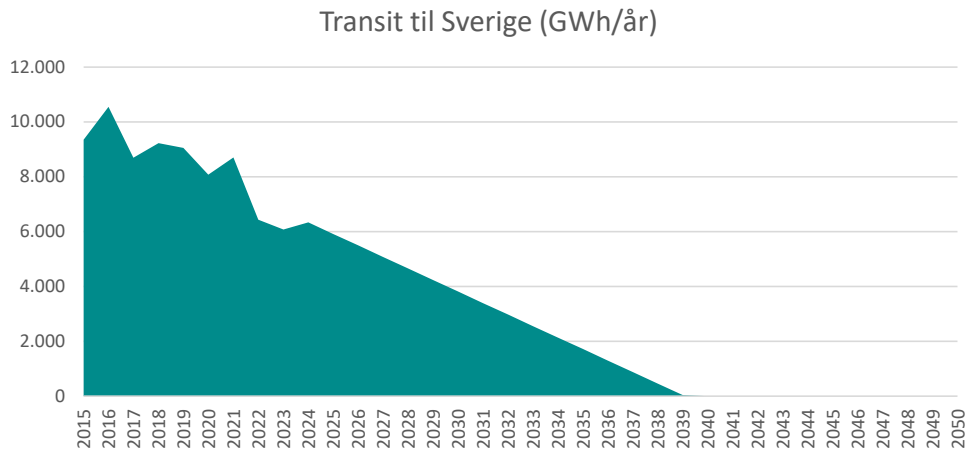
På baggrund af dette scenarie og den historiske udvikling i transitmængder til Sverige forudsættes det, at den danske transit af ledningsgas til Sverige reduceres over fremskrivningsperioden. Transitten til Sverige falder hurtigere end faldet i det totale forbrug af gas i Sverige. Dette skyldes, at transit af gas til Sverige kun kan dække forbrug i den sydvestlige del af landet, som er forbundet til det danske gassystem. Transitten til dette område falder hurtigere end forbruget, idet det antages, at en stigende mængde af forbruget vil dækkes af egenproduktion.

Transitten af gas til Sverige fremskrives ved lineær ekstrapolering af Energinets data om kommercielle gasflows til Sverige for perioden 2014-2023<sup>8</sup>. Data er opgjort på dagsbasis og aggregeret til årlige mængder, med henblik på at minimere outliers' indflydelse på tendenslinjen. Resultatet af denne fremskrivning fremgår af figur 9.

---

<sup>7</sup> Jf. Scenarier över Sveriges energisystem 2023, *Energimyndigheten*, 2023.

<sup>8</sup> Data dækker eksport af gas i kWh på dagsbasis i perioden 01/01/2014 til 31/12/2023.



Figur 9: Transit til Sverige (GWh/år).

For eksempel indførte Sverige nye afgifter i 2019, som gør, at man bør være varsom med at fremskrive på baggrund af historiske værdier, da rammevilkårene for svensk gasforbrug har ændret sig. Fremskrivningen er derfor forbundet med betydelig usikkerhed.

## 5.2 Transit til Polen

Transit til Polen foregår via rørledningen Baltic Pipe. Baltic Pipe forbinder Norge og Polen via Danmark gennem en gastransmissionsledning fra den norske gasrørledning Europipe II i Nordsøen til Danmark.

Den allerede bookedede kapacitet i Baltic Pipe skønnes primært at dække polsk forbrug<sup>9</sup>. Den samlede kapacitet af Baltic Pipe er 10 mia. Nm<sup>3</sup>/år. Af denne kapacitet er ca. 80 pct. solgt for en 15-årig periode, mens de resterende [20] pct. af kapaciteten bliver solgt på kortere kontrakter, og dermed potentielt også kan afsættes i Danmark. Det faktiske flow igennem Danmark afhænger derfor af forskelle på gaspriserne i Danmark, Tyskland, Polen og fra de norske gasfelter. På baggrund af den solgte kapacitet anslås gasflowet at udgøre ca. 7,5 mia. Nm<sup>3</sup>/år (svarende til godt 88 TWh<sup>10</sup>).

Hovedparten af gasleverancerne til Polen via Baltic Pipe antages at komme fra Norge. Undtagelsen er den mængde naturgas, der leveres fra den danske del af Nordsøen til Polen via Baltic Pipe, som følge af den indgåede aftale mellem Ørsted og PGNIG om leverance af 70 TWh over perioden 1. januar 2023 til 1. oktober 2028.

<sup>9</sup> Det bemærkes, at den norske forbindelse kan anvendes til fleksibilitet i det danske gassystem. Afhængigt af markedsforholdene kan det være mere eller mindre attraktivt at importere gas fra hhv. Tyskland eller Norge til at korrigere for ubalancer.

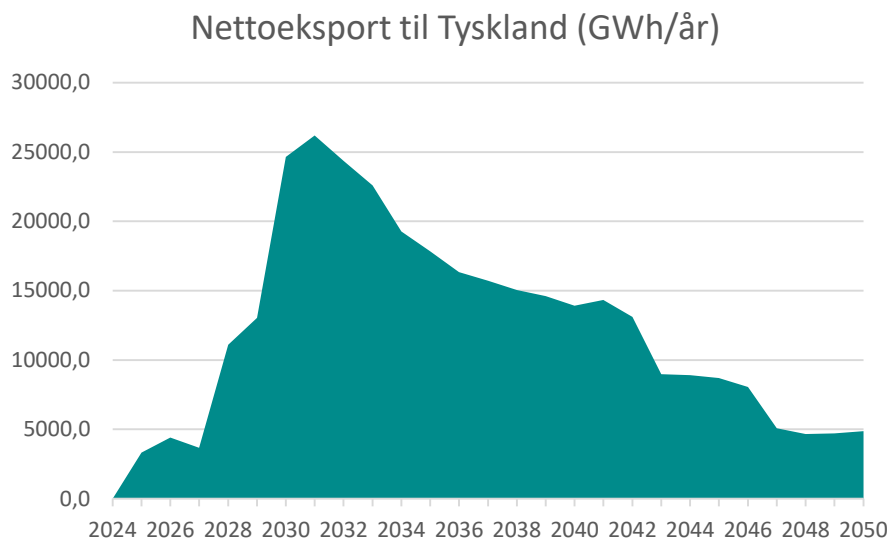
<sup>10</sup> Omregnet under antagelse af et energiindhold på 11,6 kWh/Nm<sup>3</sup> (specifik for norsk gas)



### 5.3 Nettoeksport til Tyskland

Gastallene til AF24 udarbejdes på en sådan måde, at den fysiske balance i systemet sikres på årsbasis. Det betyder, at udviklingen i de enkelte parametre vil være stærkt indbyrdes afhængige. Hvis leverancen af gas (naturgas fra Nordsøen og Norge samt grøn gas) til det danske transmissionssystem overstiger forbruget i Danmark og den skønnede transit til Sverige og Polen, vil der være nettoeksport til Tyskland, og omvendt vil der være nettoimport fra Norge, hvis forbruget overstiger den gasmængde, der kommer ind i det danske gastransmissionssystem fra Nordsøen og de grønne gasser.

Med den anvendte metode justeres nettoeksporten til Tyskland, således at balancen i gassystemet sikres på årsbasis. Dermed vil antagelserne om, hvor meget gas der bevæger sig over den dansk-tyske grænse, være stærkt knyttet til de øvrige forudsætninger, herunder i særlig grad til den forudsatte fordeling af gasmængderne fra Nordsøen til hhv. Danmark og Holland. Tallene for gas til og fra Tyskland skal ses i dette lys. Endvidere er der også betydelig usikkerhed om fordelingen mellem import fra og eksport til Tyskland. De to tilsammen genererer nettoeksporten, som er den, der får de øvrige tal til at balancere. Det resulterende forløb for netto-eksporten til Tyskland fremgår af figur 10.



Figur 10: Nettoeksport til Tyskland (GWh/år).

Det bemærkes, at den anvendte metode viser årgennemsnit. Dvs. at den akkumulerede import/eksport kan være højere på givne tidspunkter i løbet af året, som følge af sæsonbetonede og daglige udsving. Det bemærkes også, at der ikke



indgår lagerbevægelser i beregningerne. Det er således forudsat, at bevægelser ud og ind af gaslagrene i Danmark balancerer over det enkelte år.

## 6. Usikkerheder og følsomhedsberegninger

Der er betydelig usikkerhed forbundet med alle gasforudsætningerne.

Energistyrelsen anbefaler på baggrund heraf, at Energinet supplerer AF24 med følsomhedsanalyser i de konkrete anvendelser af tallene.

### 6.1 Usikkerhed og følsomheder for forbruget af ledningsgas

Usikkerheder og følsomheder angående gasforbruget i husholdninger og erhverv fremgår af afsnit 3.2 i AF24 baggrundsnotatet "Forbrug i husholdninger og erhverv".

### 6.2 Usikkerhed og følsomheder for produktionen af VE-gas

Fremskrivning af mængden af VE-gas, som tilføres gassystemet, er forbundet med betydelig usikkerhed. En væsentlig driver for biogassens rentabilitet er gas- og kvotepriserne. I forlængelse af energikrisen opleves fortsat store udsving i disse priser. Herudover vil efterspørgslen på gas i det hele taget og grøn gas i særdeleshed såvel i Danmark som internationalt have stor betydning.

VE-gasfremskrivningen i AF24 følger som nævnt biogasfremskrivningen fra KF24. Gas- og kvotepriserne i KF24 er fastsat i november 2023. Der blev i april 2024 foretaget en ny gasprisfremskrivning, som indebærer et fald i gasprisniveauet. Der er derfor til AF24 valgt at fokusere på ét centralt følsomhedsscenario, der tager udgangspunkt i gasprisniveauet som det så ud i april, samt kvoteprisfremskrivningen fra februar. I dette forløb er både gas- og kvotepriserne lavere end det var tilfældet i november 2023. Det bemærkes at prisfremskrivningerne generelt er forbundet med væsentlige usikkerheder og bærer præg af øjeblikbilleder. Energistyrelsen opfordrer derfor Energinet til også at have prisniveauerne med i overvejelserne, når de foretager følsomheder.

Priserne har betydning for de fleste elementer i biogasprognosen. I grundforløbet blev udnyttelsen af årsnormen fastsat til 100 pct. pga. det attraktive prisniveau:

- VE-gasproduktion fra de lukkede støtteordninger: Med det lavere prisniveau i følsomheden antages udnyttelsesgraden reduceret til 90%.
- VE-gasproduktion fra kommende udbud: VE-gasproduktion fra de kommende udbudsordninger tager udgangspunkt i beløbet afsat til puljen. Falder gas- og kvotepriser vil det alt-andet-lige medføre et højere støttebehov, hvilket vil resultere i en lavere VE-gasproduktion. Dette element er også inkluderet i følsomheden.

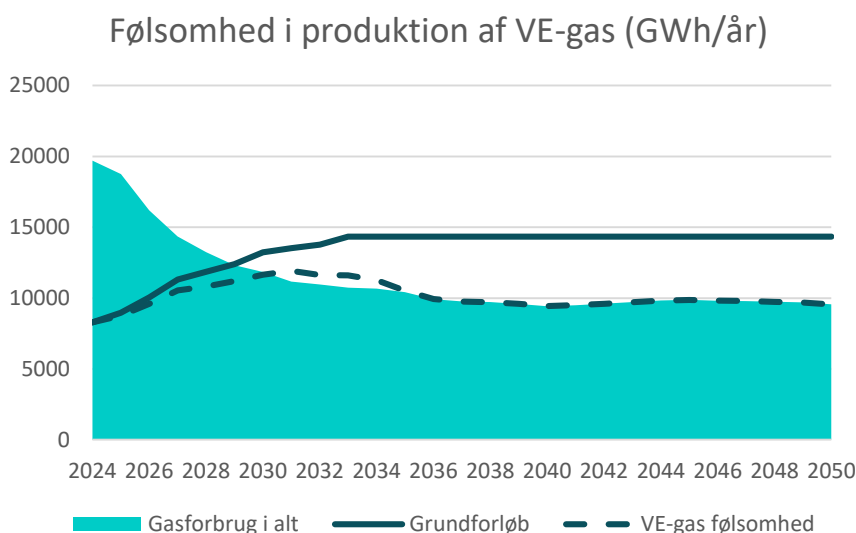




- Konverteringer: I følsomheden er det endvidere lagt til grund, at der er færre biogasanlæg, der konverterer fra elproduktion til opgradering af biogas.
- Ustøttet produktion: Endelig antages det i følsomheden, at VE-gasproduktion som udgangspunkt ophører ved støtteudløb. Pga. den politiske målsætning om, at Danmark senest i 2030 skal være forsynet med 100% grøn gas forudsættes det dog samtidig, at den samlede VE-gasproduktion ikke falder under niveauet for ledningsgasforbruget i AF24 grundforløbet.

På længere sigt kan der også opstå en stor efterspørgsel på grøn gas i Tyskland. Tidspunkt, omfang og rentabiliteten er dog så usikker, at Energistyrelsen ikke vil anbefale at inkludere dette på kort sigt. Den nuværende ustøttede produktion af biometan går primært til transportformål i nabolande, hvor CO<sub>2</sub> fortrængningskravet for ustøttet biometan, der kan tælle som avanceret biobrændstof, er det væsentligste incitament.

Det bemærkes, at følsomhedsforløbet angiver en alternativ mulig udvikling, men ikke et ekstremt forløb. Figur 11 viser VE-gasproduktionsudviklingen i følsomhedsforløbet, sammenholdt med grundforløbet.



Figur 11: Følsomhed for produktion af VE-gas (GWh/år).

Note: Tallene for følsomheden fremgår af det separate regneark for AF24 følsomheder.

### 6.3 Usikkerhed på øvrige forudsætninger

For de øvrige forudsætninger foreslås der her ikke specifikke parametervariationer, da det vurderes, at det vil afhænge af de konkrete anvendelser, hvilke variationer der er mest relevante. Det understreges dog, at forudsætningerne i AF24 er



forbundet med betydelig usikkerhed, især hvad angår bevægelserne af gas over landegrænser. Energinet anbefales derfor at supplere AF24 med følsomhedsanalyser med andre fordelingsnøgler i de konkrete anvendelser af tallene.

## **7. Planlagt udvikling fremadrettet**

Der vil blive kigget ind i, hvordan hhv. Energinets og Evidas pipelinelister for forbrug anvendes mest hensigtsmæssigt til at kvalificere fremskrivningen af bl.a. gasforbrug.

Herudover vil opgørelsesmetoden af fremskrivningen af gasstrømme til Sverige genbesøges.