



Analyseforudsætninger til Energinet 2025 – Gasproduktion og gasstrømme

Baggrundsnotat (Høringsudgave)

Kontor/afdeling
Systemanalyse og
Innovation

Dato
November 2025

J nr. 2025-3657

edbst/bge

Indholdsfortegnelse

1. Udviklingen frem mod 2050	3
1.1 Præsentation af AF25-forløbet frem mod 2050	3
1.2. Uddybning af AF25 forløbene og kvalificering ift. AF24	5
2. Produktionsfremskrivning: Metode og antagelser	8
2.1 Produktion af VE-gas	8
2.2 Nordsøproduktion og fordeling	11
3. Internationale gasstrømme: Metode og antagelser	12
3.1 Transit til Sverige	12
3.2 Transit til Polen	13
3.3 Nettoeksport til Tyskland	14
4. Øvrige antagelser	15
5. Usikkerheder og følsomhedsberegninger	16
5.1 Usikkerhed og følsomheder for forbruget af ledningsgas	16
5.2 Usikkerhed og følsomheder for produktionen af VE-gas	16
5.3 Usikkerhed på øvrige forudsætninger	17
6. Planlagt udvikling	17

Dette baggrundsnotat er en del af Analyseforudsætninger til Energinet 2025 (AF25). AF25 er et målopfyldelsesscenarie, hvilket vil sige, at AF25 grundforløbet som udgangspunkt er kompatibelt med opfyldelse af de politiske målsætninger og ambitioner på klima- og energiområdet. Det er dog ikke alle målsætninger og ambitioner på klima- og energiområdet, der direkte afspejles i AF25. Desuden specificeres konkrete virkemidler eller tiltag til at indfri de politiske målsætninger og ambitioner ikke.

Energistyrelsen

Carsten Niebuhrs Gade 43
1577 København V

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

www.ens.dk



Brændværdi for ledningsført metan i AF

Alle tal for metangas er i AF opgjort i øvre brændværdi (på 12,157 kWh/Nm³). Anvendelsen af øvre brændværdi skyldes, at EU's medlemslande i forbindelse med markedsåbningen for gas besluttede at anvende en fælles enhed baseret på øvre brændværdi. Forbrug af metangas er siden den fulde markedsåbning i Danmark den 1. januar 2004 blevet opgjort og meddelt markedets gasaktører i kWh på grundlag af gassens øvre brændværdi.

Energistyrelsen opgør i de fleste andre sammenhænge forbruget af metangas ift. nedre brændværdi¹ (på 11 kWh/Nm³), hvorfor forbruget i AF ikke kan sammenlignes direkte med forbruget i fx Klimastatus og –fremskrivning (KF).

¹ Den danske energistatistik følger således Eurostats opgørelse af energibalancen i nedre brændværdi. Afgiftssatser angives også ift. nedre brændværdi (jf. "E.A.4.4.7.2 Beregning af afgiftsgrundlag" i Skatteministeriets juridiske vejledning, <https://info.skat.dk/data.aspx?oid=2061638>)



1. Udviklingen frem mod 2050

Analyseforudsætninger til Energinet 2025 (AF25) 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.² Gas anvendt uden for ledningsgasnettet indgår således ikke af rapporteringen i AF-gasforløbene (om end disse gasstrømme er inkluderet i de underliggende energisystemsregninger).³

De seneste år har der været en væsentlig afkobling af gasforbrugere og samtidig har biogasproduktionen været stigende. AF25 er et målopfyldelsesscenarie, og AF25 gasforløbene er derfor udformet under hensyntagen til, at produktionen af VE-gas til gassystemet kan dække forbruget af gas fra gassystemet fra 2030 (jf. politisk ambition fra *Klimaaftale om grøn strøm og varme 2022* om at Danmark senest i 2030 vil være 100 pct. forsynet med grøn gas).⁴

Bemærk at høringsversionen af AF25 er baseret på Ressourceopgørelse og prognose for Nordsøen fra 2024, mens den endelige version af AF25 vil være opdateret med 2025-prognosen (vil have betydning for enkelte figurer i notatet).

1.1 Præsentation af AF25-forløbet frem mod 2050

I perioden 2025 til 2050 reduceres det samlede danske forbrug af ledningsgas i AF25 fra ca. 19 TWh i 2025 til ca. 6 TWh i 2050, mens produktionen af VE-gas, der tilføres gassystemet, stiger fra ca. 9 TWh i 2025 til ca. 15,5 TWh i 2050, jf. Figur 1.

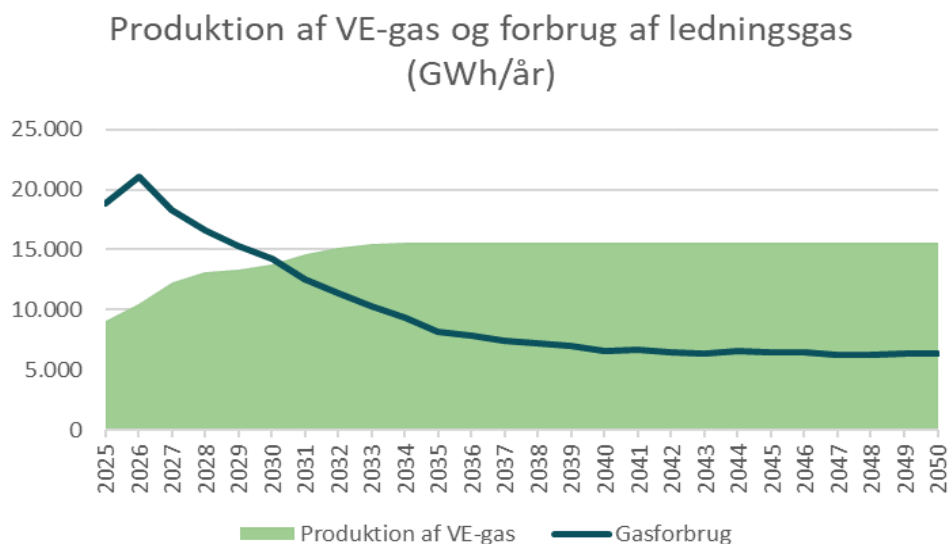
AF25-forløbet for forbrug af ledningsgas indebærer en fuld udfasning af gas til opvarmning i husholdningerne i 2035 (jf. den politiske ambition, at der ikke skal anvendes gas til rumvarme i danske husstande fra 2035, fra *Klimaaftale om grøn strøm og varme 2022*).⁵ AF25-forløbet for produktion af VE-gas er herefter udformet under hensyntagen til, at produktionen af biometan kan dække forbruget af gas fra 2030 (jf. også afsnit 2.1 nedenfor).

² "VE-gas" er en samlebetegnelse for gasser af ikke-fossil oprindelse. VE-gas kan således bl.a. omfatte biometan, e-metan og brint, forudsat, at der er anvendt VE-el til produktionen. Bemærk at betegnelsen VE-gas i denne sammenhæng her kun anvendes for metan (og ikke for brint). Biometan er biogas, der er rensat for CO₂.

³ Dette gælder bl.a. for biogas anvendt direkte i kraftvarme og industri.

⁴ *Klimaaftale om grøn strøm og varme 2022* omfatter derudover også et mål om udfasning af gas til rumvarme i danske husstande fra 2035 – for af dette i AF25, se AF25 baggrundsnotatet om Forbrug i husholdninger og erhverv.

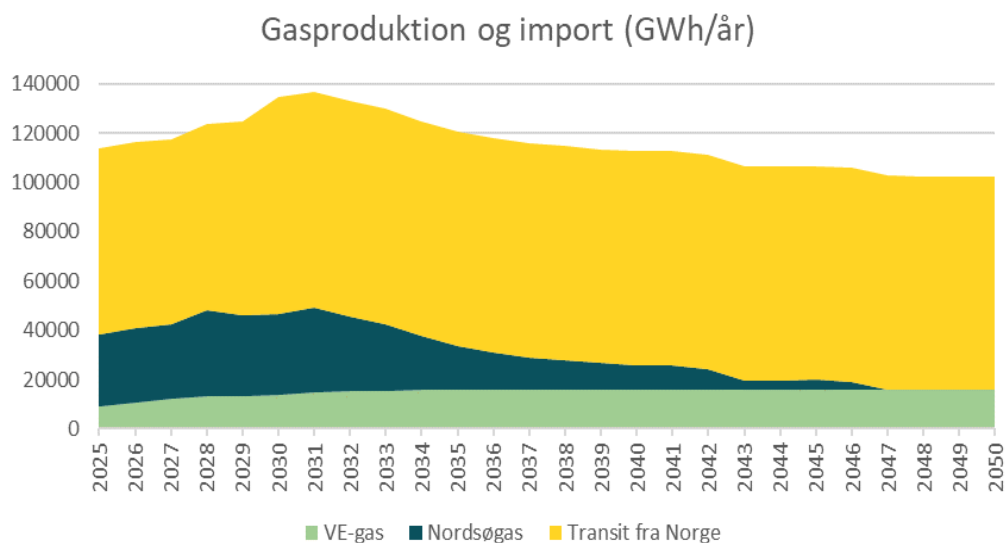
⁵ Se AF25 baggrundsnotatet om Forbrug i husholdninger og erhverv for yderligere information herom.



Figur1: Gasforbrug og produktion af VE-gas (GWh/år).

1.1.1 Samlet tilførsel af gas til det danske gassystem

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

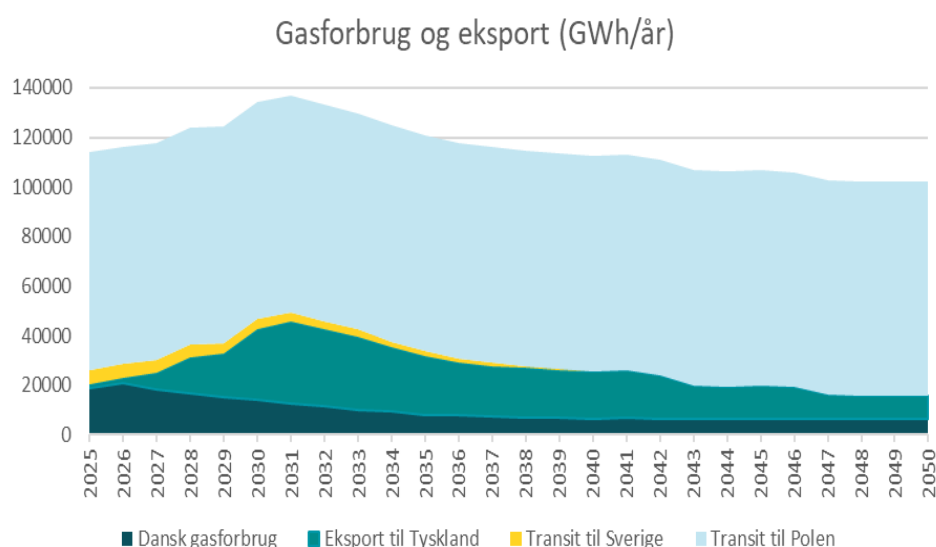


Figur.2: Gasproduktion og import til det danske gassystem (GWh/år)



1.1.2 Samlet aftag af gas fra det danske gassystem

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 aftag fra det danske gassystem illustreres som i Figur 3.



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

1.1.3 Usikkerhed

AF25-forløbet for både gasproduktion og gasforbrug samt import og eksport er forbundet med betydelig usikkerhed. Væsentlige usikkerheder omfatter bl.a. (jf. også afsnit 5):

- Udvikling af gas- og kvotepriser samt prisen på certifikater
- National og international efterspørgsel på metan generelt samt VE-gas specifikt.
- Omstillingshastigheden ift. omlægningen af det danske gasforbrug
- Udbygningshastigheden ift. den danske biometanproduktion

1.2. Uddybning af AF25 forløbene og kvalificering ift. AF24

1.2.1 Det samlede danske gasforbrug

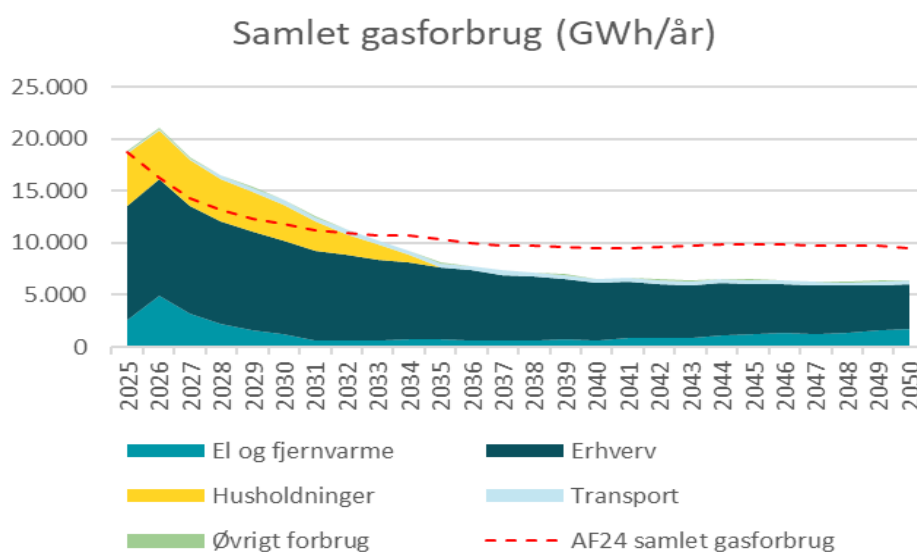
Det samlede danske gasforbrug omfatter gasforbrug i erhverv, husholdninger, transport, el og fjernvarme samt øvrige forbrugskilder⁶. Som i AF24 er AF25-gasforbruget i erhverv og husholdninger fremskrevet med InterACT-modellen, mens gasforbruget i el- og varmesektoren er fremskrevet med Ramses-modellen.

⁶ Kategorien "Øvrig" dækker et beskedent forbrug til produktion af bygas samt drift af gassystemet.



Datagrundlaget er opdateret ift. historisk energiforbrug samt brændsels- og kvotepriser m.m.⁷

Figur 4 viser sammensætningen af AF25-gasforbruget, samt det samlede AF24-gasforbrug. Som det fremgår af figuren, ligger det samlede AF25 gasforbrug højere end AF24 gasforbruget frem til 2032, hvorefter AF25 gasforbruget ligger under AF24 gasforbruget i resten af fremskrivningsperioden.



Figur 4: Forbrug af ledningsgas i AF25 ift. AF24 (GWh/år). Bemærk, at forbruget til transport og øvrigt forbrug er vanskeligt at se på figuren, da der er tale om meget små tal.

Væsentlige ændringer vedrørende gasforbrug i AF25 ift. AF24 omfatter:

- Opdaterede brændsels- og kvoteprisantagelser, som påvirker incitamentet til at anvende gas i husholdninger og erhverv samt el- og varmeproduktion (jf. AF25 baggrundsnotat om brændsels- og kvotepriser)
- Opdateret model for husholdningernes opvarmning og skærpet modellering af målet om gasudfasning i husholdningerne i 2035.
- Opdaterede antagelser ift. gasforbrug til cementproduktion.
- Opdaterede antagelser ift. energiforbrug til CO₂-fangst, hvor der i AF25 ikke anvendes gas til CO₂-fangst.

For uddybning af gasforbruget i husholdninger og erhverv (herunder antagelser ift. gasforbrug i cement) se AF25 baggrundsnotatet om forbrug i husholdninger og erhverv. Energiforbruget til CO₂-fangst beskrives i AF25 baggrundsnotatet om

⁷ Modelfremskrivningerne tager generelt udgangspunkt i det seneste statistikår fra Energistatistikken, som for AF25 er 2023. Det betyder, at gasforbruget i både 2024 og 2025 som udgangspunkt er fremskrevet, selv om disse år på AF25-udgivelsestidspunktet er hhv. helt og delvist historiske.



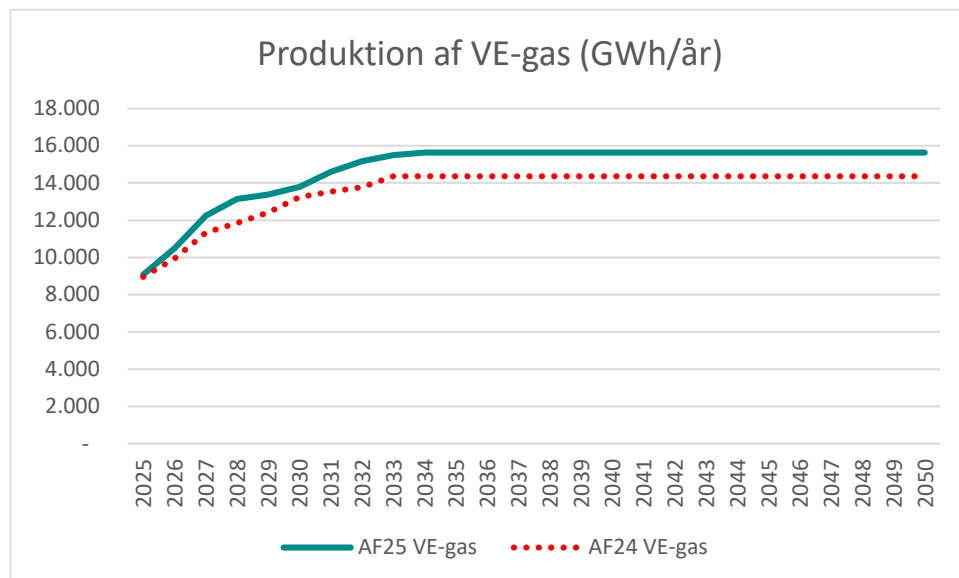
CO₂-fangst, mens gasforbruget til el- og fjernvarme beskrives i bilaget i AF25 baggrundsnotatet om termisk el- og varmeproduktion.

1.2.2 Dansk produktion af VE-gas

VE-gasproduktionen består primært af biometan (dvs. opgraderet biogas). Da AF er et målopfyldelsesscenarie, er AF25-forløbet for biometan konstrueret under hensyntagen til, at produktionen af VE-gas kan dække det danske gasforbrug (som præsenteret i foregående afsnit) fra 2030. AF25-forløbet er sammensat af:

- Et skøn for mængden af biometan, der vil blive produceret under de eksisterende støtteordninger, som er lukket for tilgang. Dette skøn inkluderer også konvertering af biogasproduktion fra elproduktion til biometan under disse støtteordninger.
- Et skøn for mængden af yderligere biometan-produktion, der tager udgangspunkt i en pipeline for biogasprojekter, der både omfatter udvidelser på eksisterende anlæg og helt nye projekter.

Figur 5 viser den samlede VE-gasproduktion i hhv. AF25 og AF24. Som det fremgår af figuren, ligger AF25-forløbet for biometan højere end AF24-forløbet, hvilket er nødvendigt, hvis VE-gas skal kunne dække AF25-gasforbruget fra 2030.



Figur 5: Produktion af VE-gas; AF25 ift. AF24 (GWh/år).

Væsentlige ændringer vedrørende VE-gasproduktion i AF25 ift. AF24 omfatter:

- Under de eksisterende, lukkede støtteordninger antages en stigende udnyttelse af årsnormer op til 95 pct. Fremskrivningen af biometanproduktion under de eksisterende støtteordninger følger fortsat fremskrivningen til KF (hvor udnyttelsen af årsnormer i KF24, og dermed også AF24, var 100 pct.)



- For yderligere biometan-produktion ud over de eksisterende støtteordninger anvendes i AF25 en ny, pipeline-baseret metode. Denne metode er udviklet til AF25 (og indgik dermed ikke i KF25)

Metoden bag AF25-fremskrivningen af biometan uddybes i næste afsnit.

2. Produktionsfremskrivning: Metode og antagelser

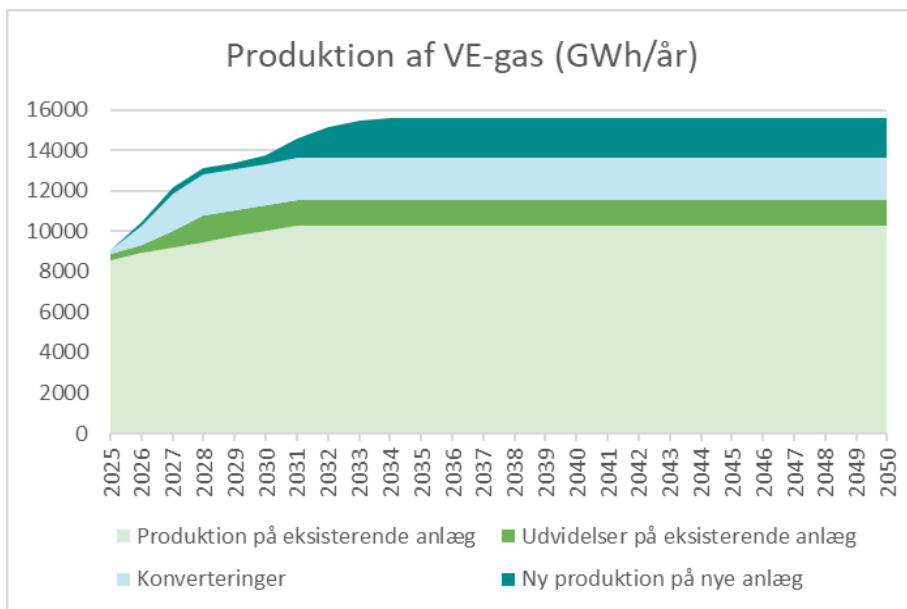
Den danske ledningsgas består af naturgas og VE-gas. Den VE-gas, der indgår i fremskrivningen, består hovedsageligt af biometan.⁸ På sigt er det dog muligt, at der også vil indgå e-metan i ledningsgassen. Derudover er det også muligt, at en del af det gasforbrug, der i dag er ledningsført, lokalt vil kunne dækkes af pyrolysegas, der antages ikke at blive ledningsført. I det følgende gennemgås den anvendte metode og antagelserne bag produktionsfremskrivningen af hhv. VE-gas og naturgas.

2.1 Produktion af VE-gas

Prognosen af VE-gas fremgår af figur 6. Produktionen følger til dels en ny metode ift. AF24, som omfatter en kombination af forventet produktion under de eksisterende støtteordninger samt etablering og idriftsættelse af ny produktion baseret på pipeline. Da AF25 er et målopfyldelsesscenarie, er AF25-forløbet for biometan endvidere udformet under hensyntagen til, at produktionen af biometan kan dække det danske forbrug af ledningsgas fra 2030.

Biogaspipeline består af en liste over forskellige biogasanlæg, der er i en given planlægningsfase om tilslutning til Evidas gasdistributionssystem. Anlæggene omfatter både konverteringer, udvidelser og mulige nye anlæg. På en række andre AF-områder, hvor der også anvendes pipeline til fremskrivningen, kombineres pipeline-tilgangen på kort sigt typisk med en rentabilitets-tilgang på lang sigt. Rentabilitetsanalysen for biogas anvendes til at vurdere tidspunktet for fuld udnyttelse af årsnormerne, samt hvorvidt anlæggene vurderes at fortsætte produktionen efter støtteudløb. Denne vurdering anvendes også som kvalificering af, hvorvidt og hvornår pipeline antages at komme i spil. Der udestår dog p.t. metodeudvikling ift. langsigtet analyse af biogasproduktionen efter 2034, så dette kan ikke nå at indgå i AF25-forløbet for biometan (der derfor fremskrives fladt fra 2034). Bemærk endvidere at der med den nye metode ikke eksplicit indregnes biometan-produktion fra eventuelle kommende udbud i AF25-forløbet, men der vil forventeligt være et sammenfald mellem nogle af de anlæg, der ville have budt ind på udbuddene, og de nye anlæg fra pipelinelisten.

⁸ 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 pct. iblanding af brint på transmissionssystemet. Der er i AF25 ikke indregnet et evt. bidrag fra brint i gassystemet.



Figur 6: Produktion af VE-gas (GWh/år).

2.1.1 Biometan-produktion knyttet til eksisterende støtteordninger

Produktion af biometan på eksisterende anlæg på lukket støtteordning

Fremskrivningen af biometan-produktionen på anlæg på den lukkede støtteordning fremskrives som i KF25. For anlæg, der har produceret over 100 pct. af årsnormen, antages denne produktion fortsat. For anlæg, der ikke har produceret 100 pct. af deres årsnorm, er udgangspunktet, at udnyttelsen stiger til 95 pct. af deres årsnorm. Da kvoteprisen er højere i AF25 end i KF25, nås 95 pct. udnyttelse af årsnormen i 2031 i AF25 (hvor 95 pct. udnyttelse i KF25 først indtræffer i 2034).

Støtten på de lukkede støtteordninger udløber i perioden fra 2032 til 2042.

Det antages, at produktionen på anlæg etableret under de eksisterende, lukkede støtteordninger fortsætter efter støtteudløb.

Konverteringer fra elproduktion til biometan (på eksisterende støtteordning)

En del anlæg forventes at konvertere deres støttetilsagn fra elproduktion til biogas-opgradering (til biometan). Anlæg, der konverterer, ligger højere i AF25 end i KF25. Konverteringerne indgår i pipeline og er vægtet ift. deres planlægningsstatus med sandsynlighed på 80-100 pct.

2.1.2 Ny produktion af VE-gas

Udvidelser på eksisterende anlæg

Pipeline indeholder en del udvidelser på eksisterende anlæg. Udvidelserne på eksisterende anlæg er vægtet ift. planlægningsstatus i pipeline med sandsynlighed



på 80-100 pct. for langt de fleste projekter. De konkrete udvidelser antages at blive idriftsat inden for de kommende år.

Nye anlæg og pipeline

Pipeline omfatter både nye kendte og nye ukendte anlæg. Nogle af disse anlæg vil med stor sandsynlighed blive etableret, mens andre ikke vil blive etableret. Dette vil afhænge af rentabiliteten for det enkelte anlæg. Sandsynligheden for etablering af de helt nye anlæg på biogaspipelinelisten er vurderet ud fra, hvor langt disse projekter er i planlægnings- og etablerings-processen suppleret med information om aktør, anlægsstørrelse mv. Sandsynligheden varierer således fra op til 100 pct. for enkelte anlæg, der allerede har en underskrevet tilslutningsaftale, til ned til mellem 0 pct. til 30 pct. for øvrige projekter, der befinder sig på tidligere planlægningsstadier.

2.1.3 Øvrig produktion af og forhold omkring VE-gas

Produktion af e-metan (ved metanisering)

Der kan i fremtiden blive produceret e-metan til gassystemet (gennem metanisering af rå biogas), men omfanget er meget usikkert, og der er derfor ikke lavet en separat fremskrivning af produktionen af e-metan til AF25.⁹ Afhængigt af forholdet mellem CO₂ og metan i den rå biogas, vil det enkelte anlæg med metanisering 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 CO₂ vil også kunne påvirke, i hvor høj grad danske anlæg begynder at metanisere.¹⁰

Fordråbning af biogas

Det kan ikke udelukkes, at nogle biogasværker vil overgå til at fremstille flydende gas og transportere den med lastbiler eller skib med henblik på at sælge den til transportformål. Dette vil potentielt kunne reducere mængden af VE-gas i gassystemet. Fordråbning af biogas indgår dog ikke i AF25 fremskrivningen.

Pyrolysegas

Pyrolysegas er et biprodukt fra produktion af biokul ved hjælp af pyrolyse.

Pyrolysegas kan indeholde meget andet end ren metan, og det antages derfor at pyrolysegas ikke vil blive injiceret i gasnettet. Pyrolysegassen vil potentielt kunne erstatte ledningsgasforbrug, såfremt pyrolyseanlægget er placeret i nærheden af

⁹ Der er idriftsat et første e-metananlæg på et biogasanlæg i 2023, der vil kunne udnytte 25 % af CO₂ fra biogasproduktionen til at producere ca 50 GWh om året. Anlægget har modtaget investeringsstøtte fra bl.a. EU's React program.

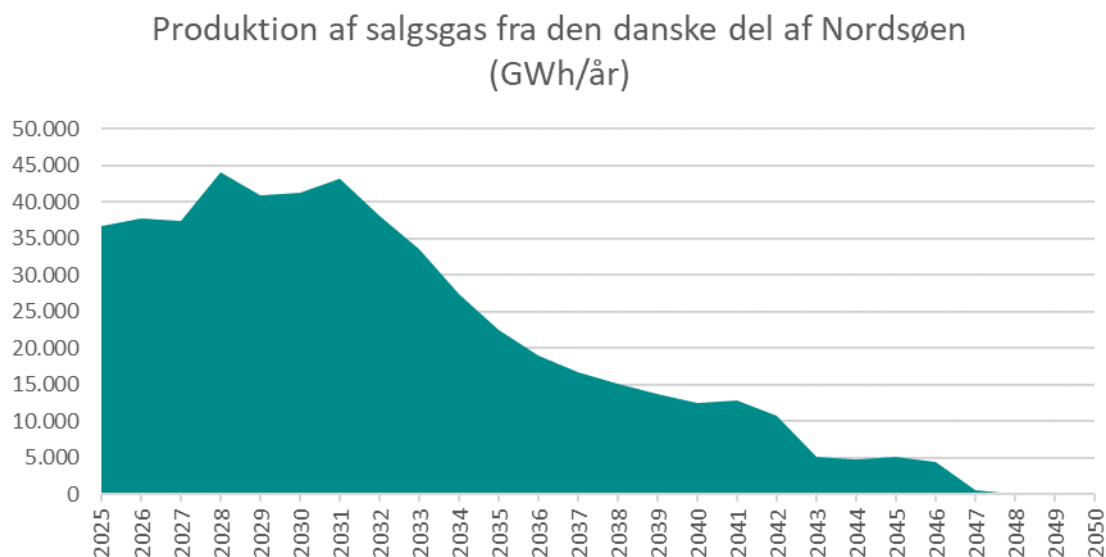
¹⁰ Metanisering vil potentielt kunne øge mængden af VE-gas i nettet, i det omfang denne e-metan kan konkurrere på markedet uden støtte. Metanisering vil derimod ikke i sig selv kunne øge mængden af støttet VE-gas nævneværdigt.



det pågældende gasforbrug. Der er for nuværende udarbejdet følsomheder pba. de skønnede mængder af pyrolysegas (givet pyrolysestrategien) jf. afsnit 5.2 nedenfor.

2.2 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 produktion af salgsgas, dvs. den naturgasmængde, 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 eneretstilladelser 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 i AF25 antages det fortsat, at 80 pct. af Nordsøproduktionen tilføres Danmark.

3. Internationale gasstrømme: Metode og antagelser

Til AF25 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 det danske gassystem på årsbasis. I tilgift til den danske gasproduktion og det danske gasforbrug, indgår følgende strømme derfor i AF-opgørelsen:

- Transit til Sverige
- Transit til Polen via Baltic Pipe
- Nettoeksport til Tyskland

I de følgende afsnit gennemgås disse gasstrømmene, og der redegøres for de metoder og antagelser, som anvendes til at anslå bevægelserne i systemet.

3.1 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 2020-2050.¹¹ Ligesom det var tilfældet i AF24 vurderes transitten af gas til Sverige i AF25 på baggrund af scenariet *högre elektrificering*.

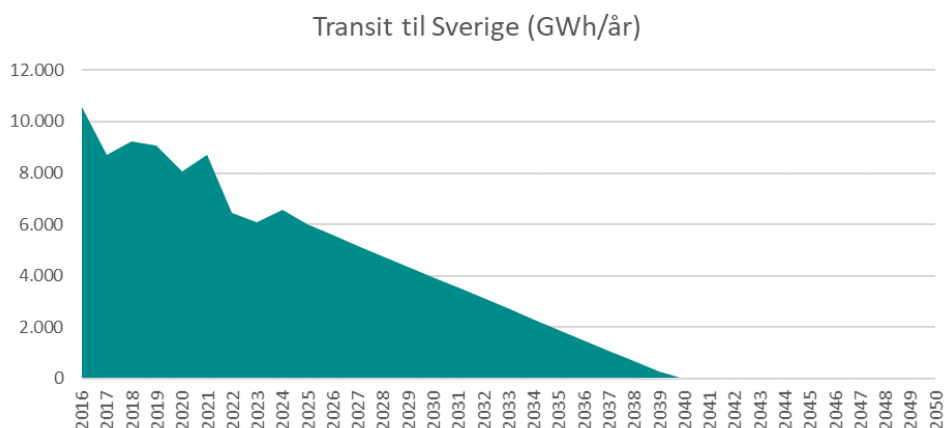
På baggrund af dette scenarie og den historiske udvikling i transitmængder til Sverige forudsættes det, at den danske transit af ledningsgas til Sverige reduceres over fremskrivningsperioden. Transitten til Sverige falder hurtigere end faldet i det totale forbrug af gas i Sverige. Dette skyldes, at transit 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 2014-2024. Data dækker

¹¹ Jf. Scenarier över Sveriges energisystem 2023, *Energimyndigheten*, 2023.



eksport af gas i kWh på dagsbasis i perioden 1. januar 2014 til 31. december 2024. Data er efterfølgende aggregeret til årlige mængder med henblik på at minimere outliers' indflydelse på tendenslinjen. Resultatet af denne fremskrivning fremgår af figur 8.



Figur 8: Transit til Sverige (GWh/år).

Det bemærkes at denne fremskrivning er forbundet med betydelig usikkerhed. For eksempel indførte Sverige nye afgifter i 2019, som gør det vanskeligt at fremskrive på baggrund af historiske værdier, da rammevilkårene for svensk gasforbrug har ændret sig.

3.2 Transit til Polen

Transit til Polen foregår via rørledningen Baltic Pipe Corridor. Baltic Pipe Corridor forbinder Norge og Polen via Danmark gennem en gastransmissionsledning fra den norske gasrørledning Europipe II i Nordsøen til Danmark.¹²

Den allerede bookedede kapacitet i Baltic Pipe Corridor skønnes primært at dække polsk forbrug.¹³ Den samlede kapacitet af Baltic Pipe Corridor er 10 mia. Nm³/år. Af denne kapacitet er ca. 80 pct. solgt for en 15-årig periode (der udløber i 2037), mens de resterende 20 pct. af kapaciteten bliver solgt på kortere kontrakter, og dermed potentielt også kan afsættes i Danmark.¹⁴ 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. Nm³/år (svarende til ca. 87 TWh)¹⁵. Dette niveau af gasflow til

¹² Forløbene for transit til Polen fremgår af AF25 datasættet sammen med de øvrige forløb for gas til udlandet (jf. række 75-76 på fanen "Gas").

¹³ 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.

¹⁴ Det følger af EU-regulering (NC CAM), at lange kontrakter max. må indgås for en 15-årig periode, og at der max. må indgås lange kontrakter for 80 pct. af den samlede kapacitet

¹⁵ Omregnet under antagelse af et energiindhold på 11,6 kWh/Nm³ (specifik brændværdi for norsk gas)



Polen via Baltic Pipe Corridor antages beregningsteknisk i AF25 at fortsætte i hele perioden til 2050, om end de nuværende kontrakter iht. EU-reguleringen på området er indgået for en 15-årig periode, der udløber i 2037.

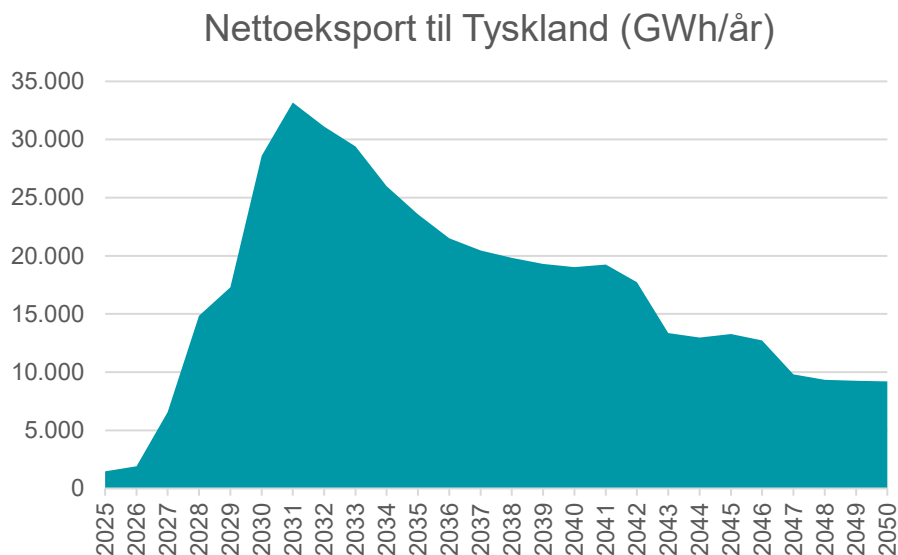
Hovedparten af gasleverancerne til Polen via Baltic Pipe antages at komme fra Norge. Undtagelsen er den mængde naturgas, der leveres fra den danske del af Nordsøen til Polen via Baltic Pipe, som følge af den indgåede aftale mellem Ørsted og PGNIG om leverance af 70 TWh over perioden 1. januar 2023 til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

3.3 Nettoeksport til Tyskland

Gastallene til AF25 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 VE-gas) til det danske transmissionssystem overstiger forbruget i Danmark og den skønnede transit til Sverige og Polen, håndteres dette i AF beregningsteknisk gennem nettoeksport til Tyskland, og omvendt vil der i AF beregningsteknisk være nettoimport fra Tyskland, 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 derfor 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 gaster til at balancere. Det resulterende forløb for netto-eksporten til Tyskland fremgår af figur 9.

Energistyrelsen bemærker, at metoden pt. overestimerer eksporten til Tyskland da denne i perioder overstiger den tilgængelige eksportkapacitet. Dette er dels knyttet til den faktiske tyske efterspørgsel, men også den fysiske kapacitet til Tyskland. Energistyrelsen vil overveje eventuelle metodeændringer ifbm. AF26 så de fysiske kapaciteter kan overholdes.



Figur 9: Nettoeksport til Tyskland (GWh/år).

Det bemærkes, at den anvendte metode viser årsgennemsnit. Dvs. at den akkumulerede import/eksport kan være højere på givne tidspunkter i løbet af året, som følge af sæsonbetonede og daglige udsving. Endvidere indgår der ikke lagerbevægelser i beregningerne. Det er således forudsat, at bevægelser ud og ind af gaslagrene i Danmark balancerer over det enkelte år. Endelig bemærkes også, at der i praksis kan vise sig at være begrænsninger på gasmængderne, der kan eksporteres mod Tyskland. Energienet anbefales således også at supplere AF med følsomhedsberegninger for både omfang og fordeling af gaseksport og -import.

4. Øvrige antagelser

Mængder

For gas angives alle forbrugs-, produktions- og udvekslingsmængder som den samlede mængde i det respektive år.¹⁶

Brændværdier

Forbrug og produktion af gas i AF er generelt opgjort ift. øvre brændværdi (på 12,157 kWh/m³). Energistyrelsen opgør i de fleste andre sammenhænge forbruget af gas ift. nedre brændværdi (11 kWh/m³), 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

¹⁶ Der er med andre ord ikke tale om en mængde baseret på primo, medio eller ultimo det respektive år.



gassammensætningen – og dermed brændværdien – variere over tid og sted.

For Nordsøgas er der et sammenfald med ovenstående brændværdier, mens der for norsk gas er anvendt en øvre brændværdi på 11,6 kWh/m³ (nedre brændværdi på 10,5 kWh/m³).

I praksis bør Energinet anvende brændværdier, der tager højde for sammensætningen af gassen på det tidspunkt og det sted, der findes relevant.

5. Usikkerheder og følsomhedsberegninger

Der er betydelig usikkerhed forbundet med alle gasforudsætningerne.

Energistyrelsen anbefaler på baggrund heraf, at Energinet supplerer AF25 med følsomhedsanalyser i de konkrete anvendelser af tallene.

5.1 Usikkerhed og følsomheder for forbruget af ledningsgas

Usikkerheder og følsomheder hvad angår gasforbruget fremgår af baggrundsnotatet "Forbrug i husholdninger og erhverv".

5.2 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 VE-gas i særdeleshed kunne have stor betydning for biometanproduktionen, bl.a. gennem prisen på oprindelsesgarantier.¹⁷ Alle disse faktorer vil både have betydning for omfanget af biometan-udbygningen, og for hastigheden hvormed denne udbygning realiseres, og Energinet anbefales at følge markedsudviklingen løbende.

Pyrolysegas: Partiel følsomhed

Som anført i afsnit 2.1.3 antages pyrolysegas ikke at blive injiceret i gasnettet. Pyrolysegas indregnes ikke i AF25 grundforløbet, men i denne partielle følsomhed præsenteres et skøn for, mængden af pyrolysegas, der skønnes produceret som følge af den pyrolysekapacitet, der indgår i pyrolysestrategien.¹⁸

Som det fremgår af pyrolysestrategien, så skønnes det "... med betydelig usikkerhed, at udbygningen af pyrolyseanlæg kan udvikle sig fra knap 30 MW produktionskapacitet i 2024 til 120-680 MW produktionskapacitet i 2030 og 320-

¹⁷ Efterspørgslen på VE-gas i Danmark og Europa afhænger bl.a. af regulering, der øger incitamentet til at anvende VE-gas, og den afspejles i prisen på internationalt-handlede oprindelsesgarantier for biogas.

¹⁸ Jf. også at der ifm. grøn trepart er lagt op til, at der fra 2027 opstilles en tilskudsordning med godt 10 mia. kr. til lagring af biokul produceret ved pyrolyse frem mod 2045.



3400 MW kapacitet i 2035.”¹⁹

Tabel 1: Følsomhed for anvendelse af pyrolysegas.

År	Pyrolyse-kapacitet	CO2-effekt ved lagring af biokul	Pyrolysegas
2030	300 MW	0,3 mio. ton CO2	566 GWh/år
2035	1.200 MW	1,2 mio. ton CO2	2326 GWh/år

Note: Den anførte pyrolysekapacitet i tabellen er beregnet ved simpel skalering ift. middelskønnet for CO2-effekter i pyrolysestrategien i hhv. 2030 og 2035 (jf. pyrolysestrategiens afsnit 3.3 om Skøn for CO2-effekter i 2030 og 2035)

Mængden af overskydende pyrolysegas, der lokalt ville kunne bruges til at erstatte forbrug af ledningsgas, fremgår af tabel 1. Sammenholdt med det samlede gasforbrug i hhv. 2030 og 2035 ses, at fuld nyttiggørelse af den overskydende pyrolysegas vil indebære, at den i givet fald kan dække op til 4 pct. af det samlede ledningsgasforbruget i 2030 og op til 29 pct. i 2035.

5.3 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 AF25 er forbundet med betydelig usikkerhed, især hvad angår bevægelserne af gas over landegrænser. Energinet anbefales derfor at supplere AF25 med følsomhedsanalyser med andre fordelingsnøgler i de konkrete anvendelser af tallene.

6. Planlagt udvikling

Metoden til fremskrivning af biometan kan videreudvikles fremadrettet, både ift. pipeline-tilgangen på kort sigt og ift. mulighederne for en rentabilitets-tilgang på lang sigt. Herudover kan opgørelsesmetoden af fremskrivningen af gasstrømme til bl.a. Sverige og Tyskland genbesøges.

¹⁹ Jf. Strategi og arbejdsprogram for pyrolyse (okt. 2024):

<https://www.kefm.dk/Media/638638923282563772/Strategi%20og%20arbejdsprogram%20for%20pyrolyse.pdf>