

Screening for Power-to-X muligheder i Ringkøbing- Skjern Kommune

21. december 2022

Disclaimer:

Forudsætninger bygger på PlanEnergi's erfaringer opnået gennem andre aktiviteter og projekter samt bedste bud, foruden oplysninger fra teknologileverandører samt Energistyrelsens energikatalog. Dokumentet er henvendt til Ringkøbing-Skjern Kommune og kan ikke anvendes til beslutningstagning for 3. part.

NORDJYLLAND

Jyllandsgade 1
9520 Skørping

MIDTJYLLAND

Vestergade 48 H, 3. sal
8000 Aarhus C

SJÆLLAND

Nørregade 13, 1. sal
1165 København K

Tlf. +45 9682 0400
Fax +45 9839 2498

www.planenergi.dk
planenergi@planenergi.dk

CVR: 7403 8212

Indholdsfortegnelse

1	Indledning	3
2	Konklusion	6
3	Teknologibeskrivelse	8
3.1	Produktion af brint	8
3.2	Produktion af metan eller metanol på ikke-opgraderet biogas....	13
3.3	e-SMR til produktion af metanol af biogas	13
3.4	Produktion af metanol på brint og CO ₂	15
3.5	Produktion af ammoniak (P2A)	16
3.6	Tryksætning og forflydning af CO ₂	17
4	Elnettet – kapacitet og tilgængelighed	21
4.1	Energinet – Transmissionsnettet	21
4.2	Systemydelse	24
4.3	Distributionsnettet.....	24
4.4	Regler for standardnettilslutning og indfødningsstariffer	26
4.5	Procedurer for tilslutning af PtX anlæg.....	28
5	Gasnettet – kapacitet og tilgængelighed	30
5.1	Evida – gasdistributionsnettet.....	30
5.2	Udbygning af gasnettet.....	31
5.3	Fremtidige perspektiver for infrastruktur til brint og CO ₂	32
6	Grøn strøm	35
6.1	Eksisterende energiproduktion.....	35
6.2	Planlagt energiproduktion.....	36
7	Tilgængelige og egnede CO₂-kilder	37
7.1	CO ₂ fra varmegærker.....	37
7.2	CO ₂ fra biogasanlæg.....	37
8	Mulige cases på baggrund af lokale ressourcer	40
8.1	Produktion af e-metanol eller øget metanisering.....	40
8.1	Brintbehov ved produktion af ammoniak	42
8.2	Vandbehov ved produktion af brint	43
8.3	Metanol produktion baseret på biogas (eSMR).....	43
9	Overskudsvarme fra PtX anlæg	45
9.1	Ringkøbing Fjernvarmeverk.....	45
9.2	Videbæk Fjernvarme.....	47
9.3	Skjern Fjernvarme.....	47
9.4	Tarm Fjernvarme	47
9.5	Fremtidigt fjernvarmebehov.....	47
Bilag A: Oversigt over solcelleprojekter i Ringkøbing Skjern Kommune		
Bilag B: CO ₂ og varmeleverancer fra fjernvarmeverker i Ringkøbing Skjern Kommune (må ikke deles)		

Forside

Rettigheder
forsidebillede:

Rapport udarbejdet af:
PlanEnergi

Line Borup

M: +45 4097 2072

E: lb@planenergi.dk

Jacob Rosholm Mortensen

M: +45 4089 6169

E: jrm@planenergi.dk

Kvalitetssikret af:

Per Alex Sørensen

M: +45 4058 2498

E: pas@planenergi.dk

Projekthereference: 22-041

1 Liste over forkortelser:

BMR-station	Biogas måle- og reguleringsstation
CCUS	Carbon capture Utilisation and Storage
CH ₄	Metan
CO ₂	Kuldioxid
DME	Dimethylether
E-SMR	Elektrisk Steam Methane Reforming
GW / GWh	GigaWatt
H / H ₂	Brint
Ha	Hektar - 10.000 m ²
ISCC	Certificeringssystem
kW / kWh	KiloWatt / KiloWattHours
kVA	Kilo Volt Ampere
MeOH	Metanol
MJ	Mega Joule
Mol	SI enhed for stofmængde
MR station	Måle- og reguleringsstation
MW / MWh	MegaWatt / MegaWattHours
Nm ³	Normal Kubik Meter
PtX	Power-to-X
RO	Reverse Osmosis (Omvendt osmose)
N ₂	Kvælstof
PEM	Polymer-Exchange-Membrane/ Proton-Exchange-Membrane
PPM	Parts per million/milliontedele.
SOEC	Solid Oxide Electrolysis Cell
RedCert	Certificeringssystem
SMR	Steam Methane Reforming
VE	Vedvarende Energi

2 Indledning

Elsystemet har brug for yderligere fleksibilitet i takt med at elproduktionen er baseret på fluktuerende energikilder som sol og vind. Danmark har hidtil håndteret dette ved at gøre elproduktionen fra kraftvarmeværkerne fleksibel og etablere varmepumper og elkedler på kraftvarmeværkerne. Næste skridt bliver fleksibelt elforbrug i industrien og transportsektoren. Derudover er stadig et elforbrug også selvom vinden ikke blæser og der er dele af industrien og transportsektoren især, der ikke kan anvende el direkte.

Derfor er det nødvendigt at bruge el til at producere brændstoffer, som kan lagres og blive til el igen, eller bruges som brændsel til bl.a. skibe og fly, hvis vi skal kunne komme helt i mål med en omstilling til fossilfri forsyning.

Teknologierne kaldes Power-to-X (PtX), hvor X'et kan være alle brændstoffer og kemikalier, som har el som udgangspunkt.

Første step i X'et er brintproduktion, som der allerede i dag planlægges for i stor stil på tværs af Danmark.

De nationale mål og ambitioner, beskrevet i den danske PtX strategi, er 4-6 GW elektrolysekapacitet i 2030 og brinten skal være grøn brint, altså produceret på vind og solenergi. Politiske aftaler indeholder planer om 10 GW. Størstedelen er placeret i Nordsøen med tilslutning på vestkysten.

Dertil ses en øget forskel i hvor strømmen bliver produceret kontra hvor den forbruges, dette betyder at vi skal flytte strøm over lange afstande, hvilket både er dyrt og ineffektivt med et tab i elledninger på 6 til 9 %.

PtX som led i Ringkøbing Skjern kommunes vision om 100 % fossilfri i 2040

På kommunalt niveau kan der være store fordele ved at huse PtX anlæg, såsom skabelse af nye arbejdspladser og udnyttelse af sideeffekter som overskudsvarme eller damp fra processerne. Ringkøbing-Skjern Kommune er i dag selvforsynende med vedvarende energi fra vind og solel og produktionen forventes at stige i fremtiden. Kommunen producerer i dag 10 % af Danmarks vindmøllebaserede elproduktion.

Ringkøbing Skjern Kommune har netop vedtaget en DK2020 klimaplan, hvori PtX er nævnt som et af energimålene for at lagre strøm og afbalancere elnettet for vedvarende energiproduktion.

Kommunen ønsker at gå forrest med at afprøve teknologiske løsninger for at lagre strømmen. Derved får man i højere grad selv gavn af strømmen og booster den lokale beskæftigelse samtidigt med, at man reducerer belastningen af elnettet.

DK2020-klimaplanen består af

- Ringkøbing-Skjern Klimapolitik
- Ringkøbing-Skjern Klimahandlingsplan
- Baggrundsdokumentet Climate Action Planning Framework (CAPF)

Klimapolitikken og Klimahandlingsplanen har en række mål for landbruget, hvoraf en handlingsplan om biogasforgasning af 100 % af gyllepotentialet senest i 2030, vil have indflydelse på PtX potentialet, da der vil være en større CO₂-ressource til rådighed. Derudover er der konkrete handlingsplaner for at afdække og udnytte potentialet af CO₂ fangst og udnyttelse, samt udarbejdelse af en varmeplan, hvor overskudsvarmepotentialet fra PtX kan spille ind.

Screeningen sammenholder og analyserer på eksisterende data på infrastruktur, samt hvilke CO₂ kilder der er til rådighed fra bl.a. biogasanlæg og biomasseværker til fjernvarme. Disse data er hhv. fundet i eksisterende miljøkonsekvensrapporter for biogasanlæg, samt energiproducenttællingen for fjernvarmeverker.

Der er i denne screening differentieret mellem fossil og biogen CO₂. Biogen CO₂ vil f.eks. komme fra biogas og afbrænding af biomasse, mens fossil CO₂ stammer fra afbrænding af fossile brændsler, såsom kul, olie og naturgas.

Derudover er indhentet viden om de eksisterende og fremtidige planer for udbygningen af VE i kommunen. Screeningen beskriver ligeledes de nyeste rammevilkår, der kan have betydning for området.

Formålet med screeningen er at give et overblik over de tilgængelige ressourcer i kommunen, og hvordan de bedst kan udnyttes i forhold til eksisterende og fremtidig infrastruktur. Screeningen skal tillige tilføje en overordnet viden om PtX teknologier og hvilke aspekter, man skal være opmærksom på ift. de nødvendige input/output fra disse.

Derudover ikke mindst pege på nogle centrale muligheder for PtX i kommunen som indspark til den fremtidige udvikling. Screeningen udpeger ikke specifikke placeringer og beregner ikke business cases.

3 Konklusion

Den overordnede konklusion på screeningen viser, at der er stort potentiale for PtX i Ringkøbing-Skjern Kommune, hvor der er og har været massiv udbygning af vedvarende energi, dette samtidig med at elnettet er udfordret på at flytte de store mængder VE-el fra Vest til Øst. Allerede inden for et kort tidsperspektiv er der stor overskudsproduktion på Energinets stationer i Ringkøbing-Skjern Kommune. Dette taler for etablering af større elforbrugere som PtX anlæg, for at afhjælpe flaskehalse.

Flere store biogasanlæg i kommunen har allerede i dag en ren CO₂ strøm fra deres opgraderingsanlæg, når de opgraderer biogas. CO₂ kan eksempelvis anvendes til produktion af grøn metanol, som kan hjælpe den lokale omstilling af landbrugsmaskiner og entreprenørmaskiner.

Hvad kan booste udviklingen?

Ringkøbing-Skjern Kommune har i en årrække eksporteret især vindmølleproduceret grøn strøm ud af kommunen. Samtidigt er der et ønske om at anvende en større del af den grønne strøm i kommunen. Det gøres ved at se på værdikæderne fra elproduktion til slutanvendelse, hvilket allerede er intentionen gennem direkte anvendelse til varmeproduktion i varmepumper og elkedler og ved anvendelse i industrien og i transportsektoren.

Når det handler om værdikæderne for anvendelse af elproduktionsoverskuddet til PtX, har Ringkøbing-Skjern en række muligheder:

Brintproduktion er en del af alle PtX processer. Brintproduktion sker i modulopdelte anlæg, og kan derfor ske på mindre lokale anlæg ned til få MW til forsyning af f.eks. skibe til større anlæg i GW-størrelsen, som omdanner ilandført el fra offshore vind. Det er en fordel med direkte tilslutning fra sol og vind, så (noget af) transportudgiften for el spares.

Brint kan som nævnt anvendes til skibe, men også til anden tung transport og industrielle processer. I Ringkøbing-Skjern Kommune vil kunne produceres meget mere brint end man kan anvende direkte. Der er derfor behov for etablering af brintledninger.

Brintledninger så brint kan eksporteres ud af kommunen i perioder med overskud. Evida har planlagt et brintledningsnet, som forbinder Ringkøbing-Skjern med et planlagt brintlager i Ll. Thorup og med Esbjerg, trekantområdet og videre sydpå til Tyskland. Forbindelsen til et brintlager betyder, at der i kommunen kan tilbydes leverance af grøn brint også i perioder uden brintproduktion fra sol og vind. Evida drøfter gerne fremtidige PtX projekter eller CO₂ og brintinfrastruktur der understøtter udviklingen i Ringkøbing-Skjern Kommune med kommunen. Så i stedet for at sende brint ud af kommunen, bør man se på de muligheder, dette giver for metanproduktion eller metanisering.

Metanolproduktion eller metanisering. Der sendes pt. over 40.000 tons CO₂ op i atmosfæren fra biogasanlæg i Ringkøbing-Skjern Kommune, som opgraderer biogassen og leverer metan til naturgasnettet. Tallet kan stige til 130.000 tons, hvis de anlæg, som er på planlægningsstadiet, realiseres. CO₂ kan omdannes til grøn metanol (træsprit) ved hjælp af grøn brint, og sælges på verdensmarkedet – eller anvendes til transportformål i kommunen i skibe, landbrugsmaskiner mv. CO₂ kan også omdannes til metan ved hjælp af brint, og metanen kan leveres til naturgasnettet. Hvad enten der produceres metanol eller metan er adgang til grøn brint i alle årets timer en fordel, da CO₂ fra biogas kommer konstant som en del af biogassen og kan den omdannes løbende spares transport og lagring.

Adgang til brint giver også mulighed for **produktion af ammoniak**, som kan bruges til gødning og erstatte importeret kvælstofgødning eller transport primært i skibe. Ammoniak indeholder brint og kvælstof. Kvælstof hentes fra luften, så her er adgang til kulstof (CO₂) ikke en begrænsning.

En tredje mulighed, hvis man kan tilbyde grøn brint til konkurrencedygtige priser og hele året rundt, er at **tiltrække industrivirksomheder**, som har brug for brint i industrielle processer. I Tyskland forventer man at importere 2/3 af den brint, man får brug for til omstilling af især industri. Det skal bl.a. komme fra Danmark, men hvis Ringkøbing-Skjern Kommune kan tilbyde tyske industrivirksomheder konkurrencedygtige leverancer af brint, kan det måske lykkes at bringe industrien til brinten i stedet for at bringe brinten til industrien.

Det er vigtigt at følge udviklingen af både brint og CO₂ infrastruktur i tæt dialog med Evida og Energinet, så der opnås det bedste sammenspil mellem metan, CO₂ og brintinfrastruktur i kommunen, og det er vigtigt, at tage højde for ovenstående muligheder i **kommunens planlægning**. Screeningsrapporten anviser ikke anlægsplaceringer, men i kommunens planlægninger det vigtigt først at indtænke placeringen af brintproduktionen. Brintproducerende anlæg kan f.eks. placeres ved en havn, hvis der er aftag til skibe mv. og/eller mulighed for eksport. Større brintproducerende anlæg bør om muligt have adgang til et brintnet, direkte el fra eksisterende eller nyetableret sol og vind og til Energinets transformerstationer. Det bør endvidere overvejes i højere grad at samlokalisere biogasanlæg med vind- og solanlæg (direkte el) og indtænke plads til industrielle anlæg bl.a. til produktion af brændstoffer.

Overskudsvarme

Overskudsvarmepotentialet fra PtX kan potentielt dække hele kommunens varmeforbrug, hvis PtX potentialet udnyttes. Det er ved mindre mængder vigtigt at overskudsvarmen ligger i så kort afstand som muligt til varmegærker, som skal udnytte varmen. Ved større PtX-anlæg med store mængder overskudsvarme vil det være muligt at trække længere ledninger og dermed forsyne flere fjernvarmegærker og undervejs forsyne byer og landsbyer som ikke har fjernvarme i dag

4 Teknologibeskrivelse

4.1 Produktion af brint

Brint er det mest simple PtX-produkt og benyttes i samtlige andre PtX processer.

Hvad er brint?

Brint (H) er det første grundstof i det periodiske system og også det mest simple molekyle i dets daglige form (H₂). Grundstoffet indgår i stort set samtlige molekyleforbindelser i større og mindre grad.

Som energibærer er brint det mest energirige molekyle pr. masseenhed, med en øvre brændværdi (brændslets samlede energiindhold) på 141,8 MJ/kg, hvis ikke der medregnes atomreaktioner og radioaktivt henfald. Til sammenligning har transport-diesel en øvre brændværdi på ca. 44,8 MJ/kg.

En Nm³ brint indeholder ca. 3 kWh i nedre brændværdi (øvre brændværdi ekskl. kondenseringsvarme). Til sammenligning indeholder en Nm³ naturgas ca. 11 kWh i nedre brændværdi. Brint fylder dermed mere og har desuden behov for øget tryksætning under lagring.

Der er gode muligheder for lagring af brint uden kontinuert energitab, som ellers ses ved lagring af el i et batteri. Molekylet kan lagres i en tæt tank til formålet.

Brint er byggesten for mange processer i den kemiske industri foruden energisektoren. Det gælder bl.a. produktion af ammoniak til handelsgødning og skibsbrændstof, brændselsproduktion (herunder benzin, diesel og flybrændstof) via hydro-cracking på raffinaderier, HVO-produktion til fx margarine, konventionel metanolproduktion, produktion af hydrogenperoxid (blegemiddel), stålproduktion og mange flere andre industrier.

På verdensmarkedet er brintforbruget estimeret til ca. 80 millioner tons om året (ca. 900 milliarder Nm³)¹.

Kategorisering af brint

Brint har mange kategoriseringer alt efter hvilken energikilde det har oprindelse fra. Nedenfor er beskrevet denne kategorisering som farveopdeles.

- **Grå brint** er brint, som produceres fra naturgas.

¹ Tal fra Mordor intelligence, 2021

- **Brun og sort brint** er brint produceret fra kul, herunder særligt brunkul.
- **Grøn brint** produceres via elektrolyse (spaltning af vand) fra vedvarende energi fx el fra sol, vindmøller, vandkraft el. andet VE. EU-regler for hvornår brinten til grønne brændstoffer kan betegnes som grøn afventer de delegerede retsakter (RFNBO) om grøn brint og brintbaserede brændstoffer. Men i høringsversionen er der lagt op til at der indføres en forsimplet regel for brintproducenter, der anvender elektricitet fra elnettet. Så brintproducenter kan undtages fra de generelle regler om at matche produktion og forbrug på timebasis samt elkøbsaftaler, ved at sige at forbruget sker i en budzone, der havde en VE-andel på over 90 % det foregående år. En budzone er hhv. DK1 og DK2. Energistyrelsen har lavet en fremskrivning af VE-andele i elforbruget, der viser at vi kommer over 90 % i 2025 i DK1 og 2024 i DK2.
- **Blå brint** er brint produceret fra fossile ressourcer, men med CO₂ fangst og lagring/anvendelse ved forbrænding af brændslet. Det kan være brint produceret fra naturgas, hvor CO₂-indholdet fra metan-damp-reformeringen indfanges og lagres. Der er stor diskussion om hvorvidt blå brændsler er fremtiden eller blot en midlertidig løsning indtil fossile brændsler kan erstattes helt af grønne brændsler.
- **Lyserød/lilla/rød brint** er brint produceret på elektrolyse hvor energikilden er atomkraft. Atomkraft er ikke relevant i Danmark, men har stort potentiale på verdensplan pga. de relativt store energimængder og sammenspil med afkøling af atomreaktoren.
- **Turkis brint** er brint produceret via metan pyrolyse, hvor metan afbrændes uden ilt hvorved metan adskilles i brint og frit kulstof.

I denne rapport fokuseres der udelukkende på grøn brint

Grøn brint produceres som udgangspunkt via elektrolyse af vand. Elektrolyse er spaltning af vandets molekyllære forbindelse, brint og ilt. Processen kræver energi for at spalte vandet hvor der opnås energirig brint, samt ren ilt. Molekylerne adskilles i enten en membran, en elektrolyt eller via en kompositvæg i en elektrolysecelle.

Teknologimæssigt er der typisk tale om 3 forskellige typer af elektrolyse: 1) Alkalisk, 2) PEM og 3) SOEC. De tre typer er forskellige i opbygning samt forbrugsmateriale og strømforbrug.

Alkalisk elektrolyse: Teknologien gør brug af en alkalisk væske (typisk kaliumhydroxid opløst i vand) med høj pH for at sikre konduktivitet i væsken. Strømmens energi spalter vandet som adskilles i en porøs væg (typisk komposit) og tiltrækkes af en hhv. en positiv og negativ pol. Tryksat alkalisk elektrolyse er en mulighed, men ikke et krav, for at bidrage til krav om efterfølgende afsætningstryk på anlæg. Alkalisk væske under tryk øger slid på udstyret betydeligt, dog med højere effektivitet og produktionsrate til følge. Der produceres spildvarme i processen med 50-60 °C. Alkalisk elektrolyse er pt. den teknologi som er nemmest at skalere i stor størrelse, stærkt efterfulgt af PEM.

Teknologien har kort opstartstid på 1-få timer fra kold start til fuld produktion, afhængig af om anlægget er tryksat. Det betyder også at der hurtigt kan reguleres på anlægget. Der er

mulighed for at køre ved lavere belastning af den totale kapacitet, helt ned til 10-20 % af anlæggets kapacitet.

Der findes i dag større enheder af alkalisk elektrolyse op til flere MW.



Figur 1: Elektrolyseenhed fra Green Hydrogen System. Teknologien baseres på tryksat alkalisk elektrolyse. På billedet er vist en 20 fods container svarende til ca. 0,45 MW. Modulerne kan skaleres som ønsket.

PEM: Står for Polymer-Exchange-Membrane eller Proton-Exchange-Membrane, men teknologien er ens. Her er tilsvarende ovenstående poler adskilt af en fast polymer membran. Drivmidlet er strøm, hvor der, modsat alkalisk elektrolyse, anvendes neutralt vand. På den ene side af membranen spaltes vand i ilt og brint. Herefter diffunderer brint (proton) over membranen, mens ilt ikke kan passere. Dermed separeres brint og ilt på hver side af membranen. Stakken, eller elektrolysecellen, er mere kompakt end alkalisk elektrolyse og fylder derfor mindre. Trykket er typisk 30 bar, men fås også i trykløse udgaver. 30-35 bar er tæt på operationstrykket på et afsætningspunkt. Operationstemperaturen i cellen er 50-80 °C og spildvarmen dermed også omkring 50-60 °C som ved alkalisk elektrolyse.

Teknologien har meget kort opstartstid på få minutter fra kold start til fuld produktion. Det betyder også at der hurtigt kan reguleres på anlægget, hvor Siemens Energy oplyser at der kan reguleres med 10 % pr. sekund. Anlægget minimum belastning er ca. 5 % af den totale kapacitet.

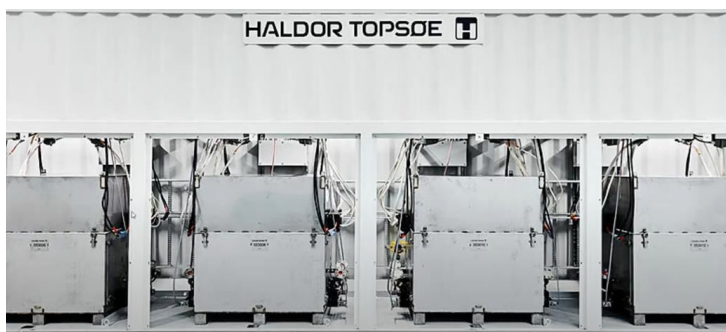
Der findes i dag større enheder af PEM-elektrolyse op til flere MW.



Figur 2: PEM elektrolyseenhed fra Siemens Energy. Denne enhed kan skaleres i moduler fra 100-2.000 kg brint i timen.

SOEC: Står for Solid Oxide Electrolysis Cell. SOEC anvender damp som fødestrøm i stedet for vand og selve elektrolysen er derfor mere effektiv, især når den kombineres med dampproducerende processer som metan- eller metanolproduktion, da der så ikke skal anvendes energi til fordampning under processen. Elektrolysecellen er opbygget af tilsvarende 2 poler og en elektrolyt. Dampen spaltes til brint- og ilt-ioner på en side og elektrolytten transporterer ilt-ion til modsatte pol. Drivenergien er igen strøm. Procestemperaturen er høj (500-900 °C) og overskudsvarmetemperaturen høj, dog med mindre masseflow end ovenstående teknologier modsvarende den højere effektivt fra strøm til brint. SOEC undergår fortsat udvikling og opskalering, men det er vist at teknologien potentielt kan reducere energiforbruget til elektrolysen med 20-25 % afhængig af om den kobles med anden proces som kan generere varme til damp.

SOEC udforskes i øjeblikket i stor stil, men der er ikke et kommercielt anlæg i MW-størrelse taget i drift, endnu. Haldor Topsøe har besluttet at opføre et større produktionsanlæg, som fra 2025 kan levere enheder til SOEC-elektrolyse. Produktionskapaciteten forventes at komme op på 500 MW SOEC-enheder om året.



Figur 3: SOEC-opstilling fra Haldor Topsøe

Brintanlæg leveres typisk som containerløsninger, der kan skaleres derefter. I øjeblikket er det alkalisk elektrolyse og PEM-elektrolyse som er mest kommercielt modne.

Som tidligere beskrevet har brint har en nedre brændværdi på ca. 3 kWh/Nm³ og vejer ca. 0,09 g/Nm³. Brintanlæggenes effektivitet kan derved måles ud fra brintproduktion ift. elinput. Dele af tabet kan anvendes som fjernvarme. Ved for lave temperaturer kan der anvendes en varmepumpe som booster for at nyttiggøre energitabet.

Elektrolyseanlæg fylder ca. 10-20 m²/MW tilført el jf. Energistyrelsens teknologikatalog afhængig af typen af teknologi².

Der er et betydeligt vandforbrug i produktionen af brint. Tages der udgangspunkt i molekylernes vægt, er damp (H₂O – med en totalvægt på 18 g/mol) ca. 9 gange tungere end brint (H₂ – med en totalvægt på 2 g/mol). 1L vand kan dermed, støkiometrisk, producere 0,1 kg brint uden tab i processen. Der må dog forventes et tab af ikke spaltet vand (rejektvand) under elektrolysen. Tabet som rejevtvand estimeres til 30-40 % og er svært at genanvende idet det er opkoncentreret af salte.

Vandkvaliteten er også vigtig for at undgå slid i brintanlæggets processer. Det er nødvendigt med betydelig vandkvalitet, hvorfor der oftest installeres en omvendt-osmose enhed for at reducere urenheder og salte i vandet. NIRAS undersøger i øjeblikket i et udviklingsprojekt muligheden for anvendelse af rensset spildevand i Esbjerg til anvendelse i de kommende PtX anlæg (HØST-projektet)

Projekt ClusterNorthH2 har undersøgt hvad fordelene er ved at forbinde PtX projekter sammen med en brintinfrastruktur³. Forundersøgelsen viser, at der kan transporteres brint til 1,3-2 kr./kg i den konkrete case i Nordjylland, samt at der er fordele ved at drifte brintnettet ved ca. 35 barg, som er det tryk, brintproducenterne leverer ved.

Brint kan derfor transporteres direkte i rørledninger med forbindelse til et lager, hvilket gør at hele PtX værdikæden der er afhængig af brintproduktionen ikke afhænger af produktionen af vind og sol og sikre høje oppetider på teknologierne.

Det er også blevet undersøgt, hvorvidt brint kan injiceres det eksisterende i gasnet i et EUDP projekt mellem Energinet, Dansk Gasteknisk Center og IRD Fuel Cells⁴. Projektet har demonstreret, at transport af 15 % brint i naturgas i et lukket system, der består af komponenter fra transmissions- og distributionsnettet er mulig. Det testes fremadrettet, hvorvidt det kan lade sig gøre med 25 % brint.

² Teknologikataloget for flydende brændstoffer, Energistyrelsen 2021

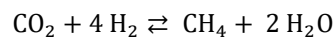
³ <https://evida.dk/media/kfomzgu4/clusternorth2.pdf>

⁴ <https://energinet.dk/Om-publikationer/Publikationer/Brint-paa-gasnettet>

4.2 Produktion af metan eller metanol på ikke-opgraderet biogas

Metanisering

Metanisering kan foregå både kemisk og biologisk, i begge tilfælde med ekstern tilsætning af brint. Udviklingen har dog vist at de mindste investeringer er forbundet med biologisk metanisering, hvor biogasanlæggenes allerede eksisterende biologiske kultur kan anvendes. Når SOEC elektrolysen er moden vil der dog være en symbiose mellem den kemiske metaniseringsproces og elektrolysen, idet metaniseringsprocessen producerer damp, som kan anvendes i SOEC elektrolyse, hvorved den overordnede energieffektivitet forbedres. Metaniseringsreaktionen følger som nedenstående:



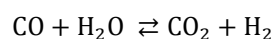
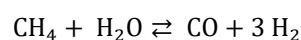
Biologisk metanisering af biogas er f. hv. simpelt og kan foregå på 3 måder:

1. Brint tilsættes direkte i biogasreaktoren
2. Biogassen opgraderes og CO₂ andelen forædles i en selvstændig reaktor med tilførsel af brint.
3. Biogassen tilføres en selvstændig reaktor, som tilsættes brint, hvor CO₂ andelen forædles.

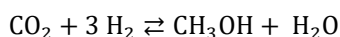
Scenarie 1) kræver som udgangspunkt en studs til dosering af brint i bunden af biogasreaktoren. Scenarie 2) og 3) kræver en selvstændig reaktor, som oftest er fyldt med fyldelegemer hvorpå den biologisk kultur kan gro og udføre arbejdet. Teknologien er på mange måder sammenlignelig med biofilterteknologier som anvendes til fx luftrensning. Processen er i øjeblikket ved at blive testet i fuldskala ved Nature Energy's anlæg i Glansager. Ulempen ved metanisering er at halvdelen af den producerede brint tabes som vand, hvorfor brintforbruget bliver højt og kræver større udbygning af VE. Derudover stilles der krav til den nuværende gasinfrastruktur, som kan være delvist underdimensioneret. Der kan ligeledes være krav om separat målepunkt fra Energistyrelsen for at kunne adskille den nuværende støtte til biogasproduktion med evt. kommende støtte på PtX produkter.

4.3 e-SMR til produktion af metanol af biogas

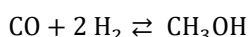
e-SMR er en forkortelse for elektrisk Steam Methane Reforming (SMR). SMR er den traditionelle måde for produktionen af brint på naturgas, hvor metan reagerer med damp i et iltfrit miljø, hvorved der produceres en stor mængde brint. SMR følger flg. reaktioner:



I traditionel SMR leveres den nødvendige reaktionsvarme ved at brænde en del af gassen af. I e-SMR leveres varmen ved hjælp af elektricitet, så al gassen kan bruges til metanolproduktion. Efter e-SMR enheden installeres et traditionelt metanolsynteseanlæg. Metanolsyntesen fra syntesegassen følger flg. reaktioner ud fra ovenstående produkter:



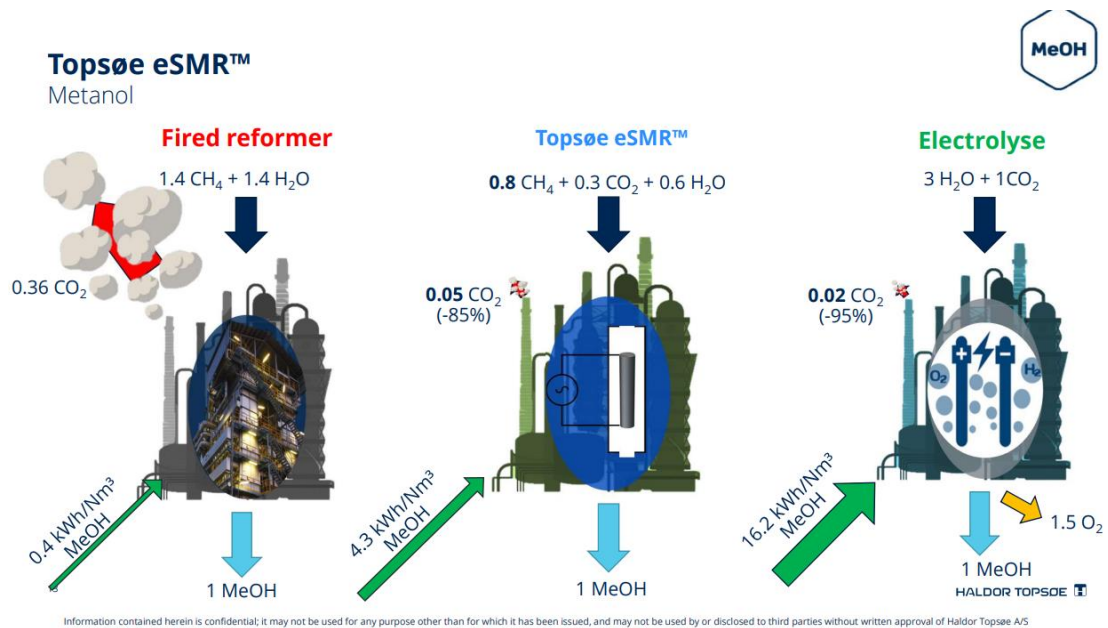
eller



Dette er en teoretisk beskrivelse, og i praksis vil der være reststrømme af CH_4 som ikke er omsat.

Kobles ovenstående skemaer med produktionen af metanol vist i dette afsnit, ses det, at der produceres et overskud af brint i SMR-processen. Såfremt der ikke tilsættes ekstra brint skal $\frac{1}{4}$ af inputtet til e-SMR reaktoren være CO_2 mens $\frac{3}{4}$ skal være metan (CH_4). Derved forædles en stor andel af CO_2 -indholdet af biogassen uden behov for opgradering.

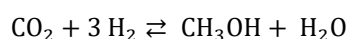
De fleste biogasanlæg har et metan-indhold på ml. 55-65 %, hvorfor der er behov for en tilførsel af brint eller fjerne CO_2 . Tilsættes der ekstra brint, kan al den biogene CO_2 reageres til metanol. Brint kan produceres via elektrolyse som nævnt tidligere. Den nødvendige produktion af brint er betydeligt mindre for at producere metanol via e-SMR da en stor andel af den nødvendige brint findes i form af metan i biogassen. Alternativt til brint kan der suppleres med grønt metan i stedet fx fra andre biogasanlæg. E-SMR betegnes som et foranlæg for et metanolsyntese anlæg, hvor biogassen benyttes til at danne en syntesegas som efterfølgende kan laves til metanol. Anlægget er især interessant for biogasanlæg som er udfordret på infrastruktur, fx hvis det er beliggende langt fra et tilkoblingspunkt til en gasledning eller nye anlæg, som ikke kan få opgraderingstilskud. Anlæggene har betydelige mængder overskudsvarme som kan integreres i biogasanlægget og anvendes til fjernvarme. Fordi metanolsyntesen kræver et højt indhold af metan som kan være svært for biogasanlæggene at efterleve, kan der doseres brint eksternt eller suppleres med metan. Brinten kan produceres som ovenfor via elektrolyse eller ved tilknytning til en brintinfrastruktur. På den måde er metanolsyntesen en fleksibel proces. E-SMR-metanolprocessen i forhold til andre metanolproduktionsprocesser er vist i Figur 4.



Figur 4: Topsøe eSMR [2]. "fired reformer" er en traditional SMR med delvis afbrænding af gassen hvorved der udledes CO_2 i røggassen. Dette erstattes af elektrisk fyring med en eSMR.

4.4 Produktion af metanol på brint og CO_2

CO_2 og brint kan forædles til metanol ved brug af en kemisk katalysatorproces svarende til den for e-SMR-metanolsyntesen. Da der er tale om en katalysatorproces er det vigtigt at CO_2 er rensat og helt fri for især svovl, men også andre urenheder som kan føre til katalysatorforgiftning. Den grønne og biogene CO_2 er særligt attraktiv da den forventes at resultere i den største klimafortrængningseffekt. Det er ikke uvæsentligt om CO_2 er indfanget fra fossile kilder som kulafbrænding eller fra fx biogasanlæg, produceret af bakterier på biomassekilder, men ift. den kemisk proces er der ikke forskel på fossil og biogen CO_2 , kun indholdet af urenheder. Certificeringsordninger på transportbrændsler findes allerede ifa. certificeringsordninger som RedCert og ISCC. Det forventes at noget lignende vil komme for PtX produkter hvor sporbarheden af el, men også CO_2 , kan dokumenteres. Den kemiske proces følger nedenstående reaktion:



Procesbetingelser for denne katalytisk proces er typisk høj temperatur ($200\text{-}300 \text{ }^\circ\text{C}$) og højt tryk (ca. 30 bar). Metanol er flydende ved standardbetingelser, som er en betydelig fordel da det kan køres på en tankbil uden behov for køl eller tryksætning.

Støkiometrisk skal der anvendes 3 Nm^3 brint til $1 \text{ Nm}^3 \text{ CO}_2$, eller ca. 0,136 ton brint pr. ton CO_2 . Brintforbruget er derved mindre end for metanisering (nævnt nedenfor), dog er det stadig betydeligt.

For brintforbruget til opgradering af $1 \text{ Nm}^3 \text{ CO}_2$ til metan eller metanol gælder således følgende:

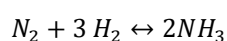
H_2 til CO_2 metanisering > H_2 til $\text{CO}_2 \rightarrow$ metanol > H_2 til Biogas \rightarrow metanol

4.5 Produktion af ammoniak (P2A)

Ammoniak (kemisk form: NH_3) er et kvælstof og brintholdigt molekyle, som pga. brintindholdet har gode egenskaber som energibærer. Ammoniak er interessant som brændstof idet en fuldstændig forbrænding ikke udleder kulstof. Kvælstoffet er også interessant ift. anvendelse som gødning, idet kvælstoffet er mere tilgængeligt som ammoniak/ammonium end fri kvælstof. Derfor kan ammoniak benyttes både til forædling til transportbrændsler, men også gødning (ofte i form af urea, ammoniaksulfat eller ammoniumnitrat). Urea anvendes også i Adblue som reducerer NO_x emissioner ved forbrænding af diesel i dieselmotorer.

Ammoniak er ved standard temperatur og tryk på gasform, men kan gøres flydende ved køl til ca. -33 °C ved atmosfærisk tryk. Ved tryksætning kan ammoniakken også gøres flydende, fx til 10 bar ved stuetemperatur. Desuden er ammoniak opløselig i vand hvor der kan opnås en 47 % opløsning ved 0 °C .

Ved Power to Ammonia (P2A) forstås en videreførelse af den producerede brint fra elektrolyseceller hvor der produceres ammoniak som slutprodukt. Størstedelen af nutidens ammoniak produceres ved først at producere den nødvendige brint via SMR (steam methane reforming) og vand-gas-skifte-reaktion af SMR-produktet via damp, hvorved naturgassen og dampen reformeres til brint og CO_2 . Brinten kan derefter anvendes til produktion af ammoniak i en syntese proces kaldet Haber-Bosch. Her reagerer fri kvælstof fra atmosfærisk luft og den producerede brint under højt tryk og temperatur ved tilstedeværelse af en passende kemisk katalysator. Reaktionen følger nedenstående skema.



Processen er ikke den eneste måde at producere ammoniak på, da dette også kan gøres ud fra andre processer bl.a. ammoniakstripping af forurenede vand, slam eller andet. Det er dog den mest effektive metode til ammoniakproduktion i storskala.

I dag anvender processen ca. 1 % af verdens energiforbrug.⁵

I traditionel Haber-Bosch anvendes brint udvundet af naturgas. Ved P2A anvendes i stedet brint som produceres via elektrolyse fra VE-kilder. Det gør, at ammoniakken i stedet bliver et grønt produkt idet både brint og kvælstof er vedvarende kilder. Det forudsætter dog også at energien der anvendes under Haber-Bosch processen er fra VE-kilder.

Haber-Bosch processen er velkendt (over 100 år gammel) og anvendes i storskala, hvorfor elektrolysen via VE-kilder i øjeblikket vurderes som begrænsende faktor. Derfor ses P2A som

⁵ <https://topsectorenergie.nl/sites/default/files/uploads/Energie%20en%20Industrie/Power%20to%20Ammonia%202017.pdf>

en teknologisk mulighed med en fhv. kort tidshorizont til implementering, idet der anvendes i forvejen kendt teknologi til ammoniaksyntesen.

Der leveres betydelig overskudsvarme fra ammoniaksyntesen. Jf. Energistyrelsens teknologikatalog vil ca. 14,5 % af energien i processen kunne udvindes som højværdi varme eller til fjernvarme. 82% af energien vil kunne udvindes som ammoniak, hvorfor det samlede energitab er meget lavt (< 5%), hvis overskudsvarmen genanvendes.

I Lemvig foretages et udviklingsprojekt, hvor Topsøe, Skovgaard Invest og Vestas skal producere ammoniak gennem en PtX proces via en direkte elliinje fra sol- og vindenergi. Elektrolyseenheden er bestilt ved norske NEL ASA og er af typen alkalisk elektrolyse. Der forventes et elinput i størrelsen ca. 10 MW.

Projektet har modtaget 81 mio. kr. fra Energiteknologiens Udviklings- og Demonstrationsprogram (EUDP) og forløber fra 2021-2024.⁶

Ammoniakanlæggets miljøkonsekvensrapport kan findes på link i fodnoten, hvor der fremgår yderligere dybdegående beskrivelser⁷.

4.6 Tryksætning og forflydning af CO₂

Et CO₂-anlæg er typisk opbygget af flere trin:

- 1) Rensning af gas
 - 2) Tryksætning og tørring
 - 3) Kondensering og afstripping af urenheder
 - 4) Lagring og transport
-
- 1) Inden tryksætning og forflydning skal gassen være helt fri for svovl da svovl er kendt for at skade udstyr ved tæring. Det må forventes, at gassen skal behandles i et aktivt kulfilter hvor svovlindholdet kan reduceres til tæt på 0 ppm. På biogasanlæggene vil den eksisterende konfiguration til svovlrensning i stor grad kunne anvendes, fx kulfilter på membranopgraderingsanlæg og biofilter på CO₂-afkastet fra et aminopgraderingsanlæg. Et biofilter kan dog ikke rense gassen tilstrækkeligt, hvorfor et yderligere kulfilter kan være nødvendigt. Det forventes dog at biofilteret er med til at øge levetiden på kulfilteret og derved reducere denne omkostning.

⁶ <https://eudp.dk/projekter/vedvarende-dynamisk-allokeret-ammoniakanaeg-reddap>

⁷ <https://mst.dk/media/227666/20211001-skovgaard-invest-miljoekonsekvensrapport-final.pdf>

- 2) Enten før eller efter rensning af gassen i CO₂-anlægget tryksættes gassen afhængig af konfiguration. Pga. CO₂'s fysiske egenskaber som molekyle er det nødvendigt med tryksætning til minimum 5,1 bar. Jf. naturlove er det ikke muligt at forflyde CO₂ uden tryksætning. Der tryksættes oftest yderligere for at sikre at CO₂ holdes flydende under lagring. Efter gasrenseren og tryksætning skal gassen tørres for at undgå krystaldannelse i køleudstyret.
- 3) Gassen for-køles hvorved overskydende vand fastgøres, hvorefter CO₂ nedkøles til ca. -30 -40 °C. Molekylets vægt øges betydeligt ved forflydning som faciliterer transport (1 m³ flydende CO₂ vejer ca. 1100 kg). I kondenseren (hvor CO₂ forflydes) opsamles CO₂'en som flydende, mens urenheder med lavere dugpunkt (fx ilt, restmetan, kvælstof, brint, osv.) forlader kolonnen med afkastgassen.
- 4) Efter kondensering pumpes CO₂'en til en isoleret tryksat tank (cryo-tank) hvor denne står lagret indtil afhentning. Det er muligt med både transport af hele tanken, eller at etablere en CO₂ fyldestation til lastbiler hvorved lastbiler kan fyldes med flydende CO₂.

Påfyldning og transport af flydende CO₂ er velkendt fra den kemiske industri.

En budgetpris på en enhed til forflydning af 2.000 Nm³ CO₂ i timen er ca. 15 mio. kr.

På Figur 5 ses en række billeder af et CO₂-anlæg med lagring fra Bright Biomethane.

CO₂ Liquefaction UnitVertical CO₂ StorageCO₂ Liquefaction UnitHorizontal CO₂ Storage**Figur 5:** Illustration af CO₂-anlæg og lager**CO₂-transport i rørledninger**

Et alternativ til forflydning vil være tryksætning og transport af CO₂ i rørledninger. Her anslås iflg. teknologikataloget at trykket bør være ca. 80 bar i rørledningen. Gassen skal renses inden transport for at undgå tæring på rørledningen.

Her kan søges inspiration fra CO₂-rørledningen i Holland som løber fra Amsterdam til Westland (se figur nedenfor). Westland har en stor drivhusindustri hvor CO₂'en anvendes i drivhusene. Der er etableret eksterne lagre ud for kysten.



Figur 6: OCAP CO₂-ledning fra Amsterdam til Westland.

CO₂-transport i rørledninger betragtes mest rentabelt over korte distancer da investeringsomkostningen til rørføring hurtigt overstiger omkostningen til et forflydningsanlæg. Driftsmæssigt er en CO₂-ledning billigere, dog må vedligeholdet forventes minimum af samme størrelse som for CO₂-anlægget.

Ulempen ved CO₂-ledningen er den manglende fleksibilitet ift. afsætning af CO₂. Med tankbil kan CO₂ køres til forskellige kunder. Antallet af transporter fra et biogasanlæg som Nature Energy Videbæk er minimalt, hvor en produktion på ca. 23.000 tons/år svarer til yderligere 2 transporter i døgnet ved en læsstørrelse på 35 tons pr. læs.

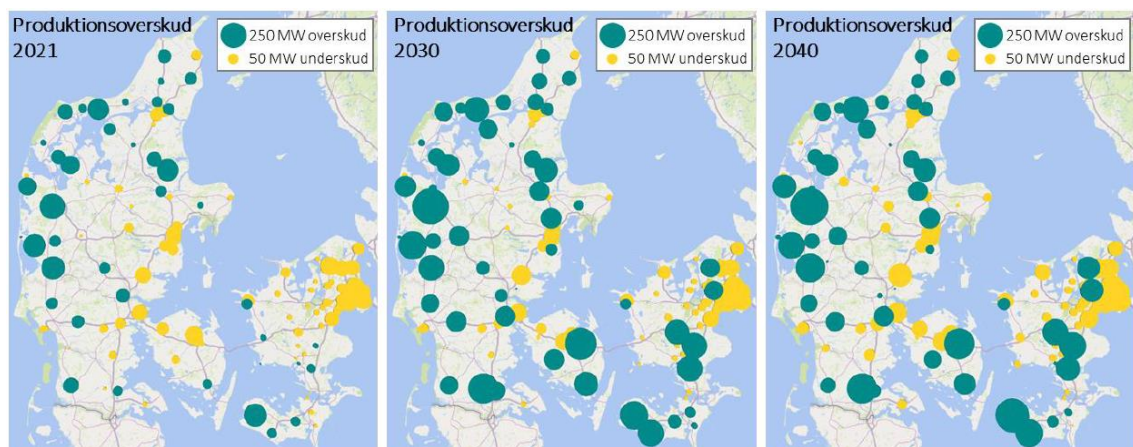
Ved etablering af rørledninger skal der også etableres et CO₂-lager. Dette skal være et fhv. stort lager, idet der oplagres gas, modsat forflydning hvor det er flydende CO₂ med en langt større densitet.

5 Elnettet – kapacitet og tilgængelighed

5.1 Energinet – Transmissionsnettet

Energinets kapacitetskort fortæller noget om, hvor der er ledig kapacitet på transmissionsnettet. Ny elproduktion fra VE-anlæg kan anvendes lokalt eller eksporteres til andre områder med et forbrug. Dette kan medføre et behov for forstærkning af elnettet. Etableringstiderne for forstærkning af elnettet er forskellige alt efter lokation, men kan tage op til flere år. Kapacitetskortet kan bruges af kommuner og andre aktører i den tidligere planlægning af energianlæg, hvad end det er produktion eller forbrug, der kræver tilslutning til elnettet.

På Figur 7 ses et udklip fra behovsanalysen 2021, som viser udviklingen i produktion og forbrug for landsbasis. Det ses, at der forventes et stort produktionsoverskud i hele Ringkøbing Skjern Kommune.



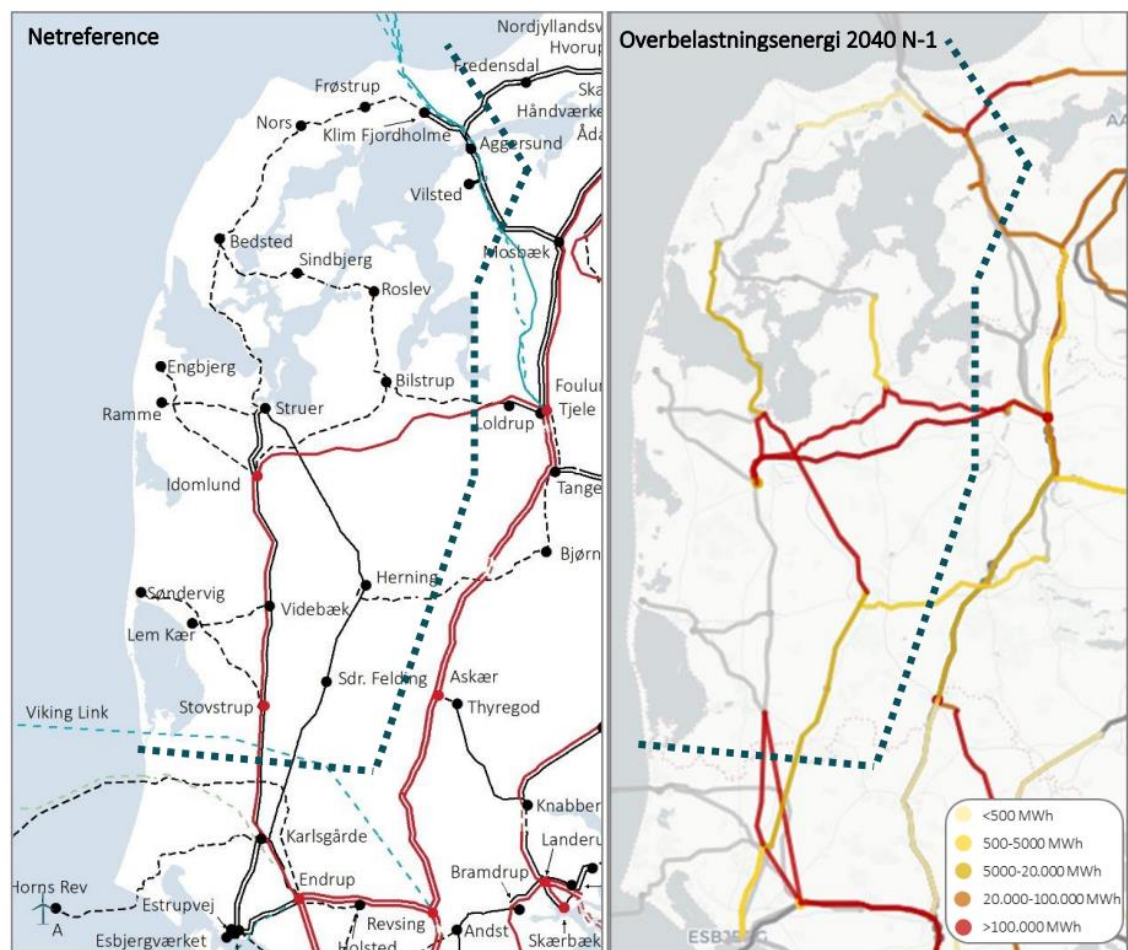
Figur 7 Udklip fra Energinets Behovsanalyse for Eltransmissionsnettet 2021

Transmissionsnettet i Ringkøbing-Skjern Kommune

I energinets behovsanalyse fremgår det, at Ringkøbing Skjern Kommunes forbrugsdækning er 282 % i 2025 – vind 251 %, sol 12 % og kraftvarme 19 % hvilket vil sige, at de eksporterer en stor del af elproduktionen ud af kommunen.

Generelt set er det vestjyske præget af stor VE-udbygning fra havvind samt sol og vind på land. Som det kan ses af Figur 8 observeres der begrænsninger i området omkring Idumlund, repræsenteret på kortet ved røde linjer, der viser en overbelastning på over 100.000 MWh, og videre ud til Tjele, hvilket kan give udfordringer, når den store effekt skal eksporteres ud fra det vestlige område mod øst til bl.a. trekantsområdet, Århus og Esbjerg. Det samme gør sig gældende ved Stovstrup ned mod Endrup, hvilket betyder at elektriciteten faktisk kun kan transporteres mod øst via Herning. Dette er trods allerede

planlagte netforstærkninger. Den kystnære vindmøllepark, Vesterhav Syd på 170 MW tilkøbes Søndervig, samtidig arbejdes der på en yderligere udbygning af vindmøllekapaciteten på havet, dette giver et stort potentiale for PtX, hvor strømmen føres i land. Vesterhav Syd har bl.a. ført til nye 150 kV kabler til transformerstationen i Stovstrup. Energinet peger i deres landsigtede udviklingsplan, LUP22⁸ på potentialet for PtX i det vestlige Jylland.



Figur 8: Overbelastningsenergi kan aflæses af kortet til højre, hvor der kan ses begrænsninger på over 100.000 MWh, hvis strømmen skal mod nord eller syd i området omkring Stovstrup og Idomlund.

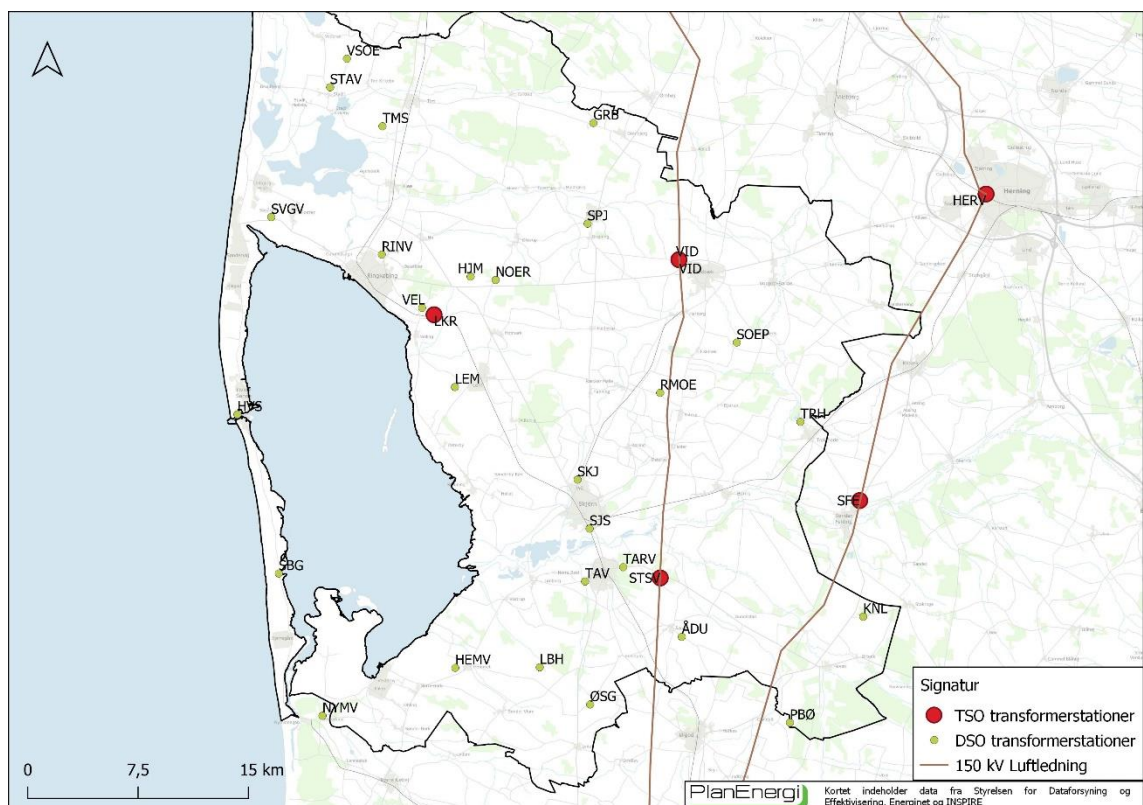
På Figur 9 kan det ses, at der er tre af energinets stationer i Ringkøbing Skjern Kommune i dag (Lem Kær, Stovstrup og Videbæk). Derudover er der etableret et 150 kV kabel fra den nye højspændingsstation Søndervig til Stovstrup og yderligere er der planlagt en transmissionsledning på 400 kV mellem Endrup og Idomlund.

⁸ https://energinet.dk/media/jjil5e23/energinets-lansigtede-udviklingsplan-2022-8423930_1_1.pdf

Energinet fremskriver produktionsover- og underskud på hver enkelt 132/150 kV station i 2025, som fremgår herunder:

- Stovstrup (STSV) 437 GWh
- Søndervig - (SVGV) 737 GWh
- Lem kær - (LKR) 950 GWh
- Videbæk - (VID) 206 GWh

Alle stationer har et produktionsoverskud og det er derfor relevant at se på, hvordan overskudsproduktionen kan håndteres via PtX for at balancere nettet på alle 4 stationer. Energinet har oplyst, at al kapacitet ud af området inkl. planlagte udvidelser allerede er optaget. Derfor er det interessant for dem at få koblet PtX forbrug til at 'opsuge' kapacitet.



Figur 9: Elinfrastruktur i Ringkøbing Skjern Kommune, kort indeholder data fra Energinets behovsanalyse og INSPIRE.

Større PtX anlæg 300-500 MW skal som udgangspunkt tilkøbes højspænding i Stovstrup, hvor mindre anlæg 100-200 MW ville kunne tilkøbes alle energinets stationer langs vestkysten ifølge Energinet. I forhold til, hvilket krav bygherre stiller til forsyningsikkerheden vil der være forskellige løsninger, såsom begrænset netadgang samt afbrydelighed. Energinet, Energistyrelsen og forsyningsstilsynet arbejder på nuværende tidspunkt på ny regulering af elsystemet.

Som udgangspunkt er Energinet kun involveret på transmissionsniveau og planer skal derfor håndteres med det lokale distributionsselskab.

5.2 Systemydelse

Energinet har udgivet en samlet rapport til fremtidens systemydelse 2022-2032⁹. Systemydelse dækker over de produkter Energinet indkøber for at opretholde overensstemmelse mellem produktion og forbrug over alle døgnets timer. Regulerkraftmarkedet er det sidste marked, der ligger inden driftstimen begynder. Energinet bruger regulerkraftmarkedet til at balance elnettet ved udfald på produktionsenheder eller ubalancer. Rapporten beskriver at nedreguleringsbud på både DK1 og DK2 er steget, dog ses der en faldende tendens på opreguleringsbud, grundet nedskrivning i anlægskapacitet.

I periode med høj VE produktion, vurderer Energinet, at PtX enheder vil kunne fungere godt på både balance samt regulerkraftmarkedet, men der forventes ikke en knaphed på hverken op eller nedregulering.

5.3 Distributionsnettet

Distributionsnettet ligger hos tre forskellige lokale netselskaber N1, RAH net og samt Videbæk elnet, som dækker Videbæk, som det ses af Figur 10.

PlanEnergi har forespurgt N1 og RAH net på ledningsinformationer for at vurdere om elnettet kan klare udbygningen af vedvarende energi og derved hvor det giver mening at foreslå øget forbrug fra PtX teknologier i kommunen.

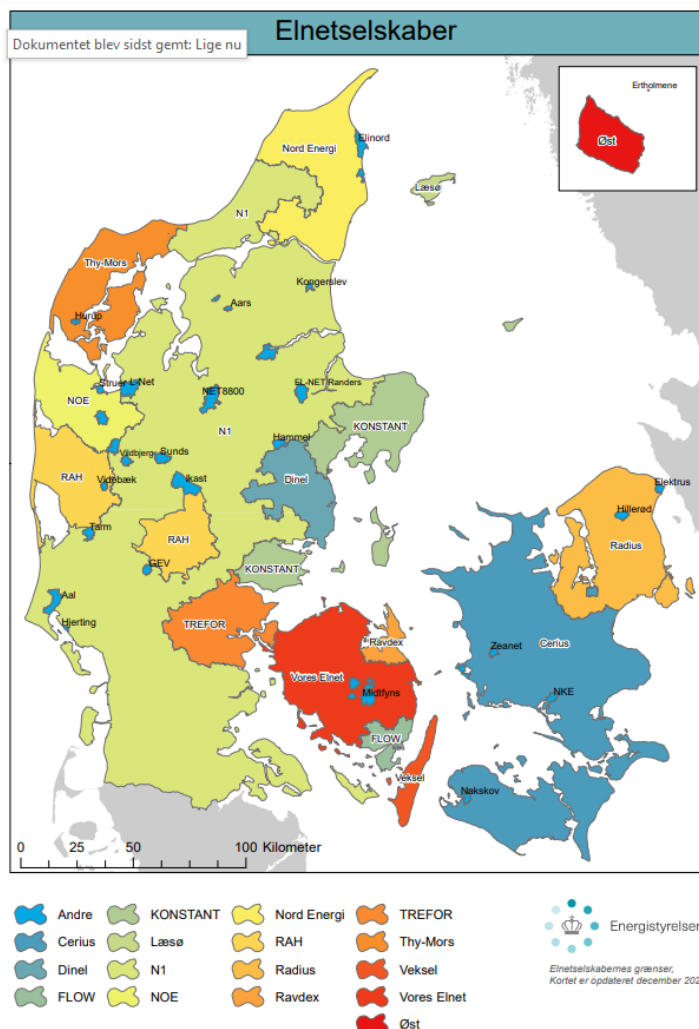
Et udtræk af nuværende kapaciteter på hhv. N1, RAH net og Energinets stationer fremgår af Tabel 1, dette er dog et øjebliksbillede og skal vurderes i den enkelte situation, hvor det er samfundsøkonomisk fordelagtigt at tilslutte ny produktion. Dette foregår mellem Energinet og det lokale distributionsselskab. Kapaciteterne er ledig kapacitet her og nu, som ikke kræver forstærkning af elnettet, og det er derfor relevant at kigge på placering af vedvarende energiproduktion ved disse stationer. Ønskes et øjebliksbillede, har Ringkøbing Skjern Kommune i et samarbejde med Center Danmark og RAH, udarbejdet et energikort (visuelt digitalt energilaboratorium) der viser balance mellem VE-produktion og forbrug.

Link til <https://www.energikortet.dk/>.

⁹ Scenariereport 2021-2032 – forventninger til fremtidens systemydelse.

Table 1: Ledig kapacitet på transformestationer

ConnectionPointCode	ConnectionPointName	Ledig kapacitet (MW)
VSOE	Vedersø	0
VEL	Velling	0
TMS	Tim	20
SVG	Søndervig	0
STAV	Stadil	0
SPJ	Spjald	0
SOEP	Sønderup	20
SKJ	Skjern	0
SJS	Skjern Syd	40
SBG	Skodbjerger	40
RMOE	Rækker Mølle	0
RINV	Rindum	0
NOER	Nørhede	0
LEM	Lem	0
HJM	Hjortmose	20
GRB	Grønberg	0
HVS	Hvide Sande	20
ÅDU	Ådum	0
TRH	Troldhede	0
TAV	Tarm Vest	0
TARV	Tarm	0
PBØ	Påbøl	0
NYMØ	Nymøllegård	0
LBH	Lønborghede	0
KNL	Knaplund	20
HEMV	Hemmet	0
STSØ	Statoil syd	0
ØSG	Østergårde	0



Figur 10: Distributionsselskaber i Danmark

RAH net og N1 står for store dele af 60 kV nettet og ned i Ringkøbing Skjern Kommune. RAH net oplyser at tilkobling af større forbrug som PtX anlæg på 50 MW og op, ikke ville kunne håndteres på deres net, men skal kobles på en af energinets transmissionsstationer, hvilket også stemmer overens med energinets tilbagemeldinger beskrevet i afsnit 5.5.

5.4 Regler for standardnettilslutning og indfødningsstariffer

Fra 1. januar 2023 ændres reglerne for standardnettilslutning og indfødningsstariffer, hvilket har betydning for en placering af VE-anlæg på elnettet.

Fremover skal producent og forbruger betale et fast tilslutningsbidrag pr. MW, som er forskelligt fra i dag hvor der bliver betalt for netudbygning via en takst pr. kVA afhængig af kategori på tilslutning samt om mulighed for frakobling.

N1 har oplyst at netselskabet fremover er ansvarlig for at forstærke det bagvedliggende net uanset, hvor et anlæg placeres. Netselskabet bestemmer dog, ud fra en samfundsøkonomisk beregning, hvor anlægget skal sluttes til. Bygherre betaler for

nettilslutningen, men ikke for forstærkning af det bagvedliggende net. Er man producent skal der udover førnævnte tilslutningsbidrag også betales en indfødningsstarif pr. kWh der sendes på elnettet.

Selve modellen for producentbetaling til el-distributionsnettet er på nuværende tidspunkt i høring. Modellen der er i høring, arbejder med introduktion af geozoner for at differentiere producenterne standardtilslutningsbidrag¹⁰. Der er tre zoner, som har overordnet betydning for bidraget, rød, gul og grøn zone. Disse er inddelt efter forbruget i det foregående år.

- Rød - produktionsdominerende
- Gul - er blanding mellem produktions- og forbrugsområder
- Grøn - forbrugsdominerende

Ringkøbing Skjern Kommune er pr. december 2021 rød zone. Hvilket kan have betydning for prisen for tilslutningsbidraget, som formentlig bliver dyrere i røde zoner.

Energinet oplyser, at der er noget tilsvarende i gang på transmissionsniveau. Metoden er på nuværende tidspunkt til godkendelse i Forsyningstilsynet. Modellen skal umiddelbart gøre det billigere at tilslutte forbrug i områder, der er produktionsdominerende og dyrere hvis de primært er forbrugsdominerende for at balancere efterspørgslen og reducere udbygning af transmissionsnettet. Så der vil være en økonomisk fordel for en evt. bygherre for et PtX anlæg ved at indtænke systemperspektivet.

Derudover arbejdes der med en ny tarifkapacitet for begrænset netadgang i transmissionsnettet. Begrænset netadgang er en frivillig afbrydelighed, hvor man til gengæld kan opnå en tarifrabat¹¹.

Energinet tilføjer yderligere at man kan komme til at se et nyt produkt til forbrugsanlæg, som er kapacitetsbetaling¹², hvor der betales en fast kapacitetsbetaling (DKK/MW/år). Disse metoder er hverken fastlagte eller i høring endnu.

Det forventes, at der kommer lovgivning og rammer for direkte linjer, dog er tidsperspektivet usikkert, da det både skal behandles i Folketinget og EU. På nuværende tidspunkt er det mulighed for at koble egne forbrugsanlæg med egenproduceret VE strøm, hvis de er indenfor samme matrikel. Dette planlægges der for ved Kassø i Syddanmark, hvor et e-metanolanlæg på 50 MW kobles direkte med en solcellepark på 300 MW.

¹⁰ Bilag 1: Uddybende metodebeskrivelse – standardtilslutningsbidrag, Dansk Energi 2021

¹¹ <https://energinet.dk/-/media/F58DEA6500574263917F68A1816B6671.pdf?la=da&hash=D98DA1137928E720DFE8AD987AD2D665BE8B3347>

¹² https://ens.dk/sites/ens.dk/files/EI/analyse_af_geografisk_differentierede_forbrugstariffer_og_direkte_linjer.pdf

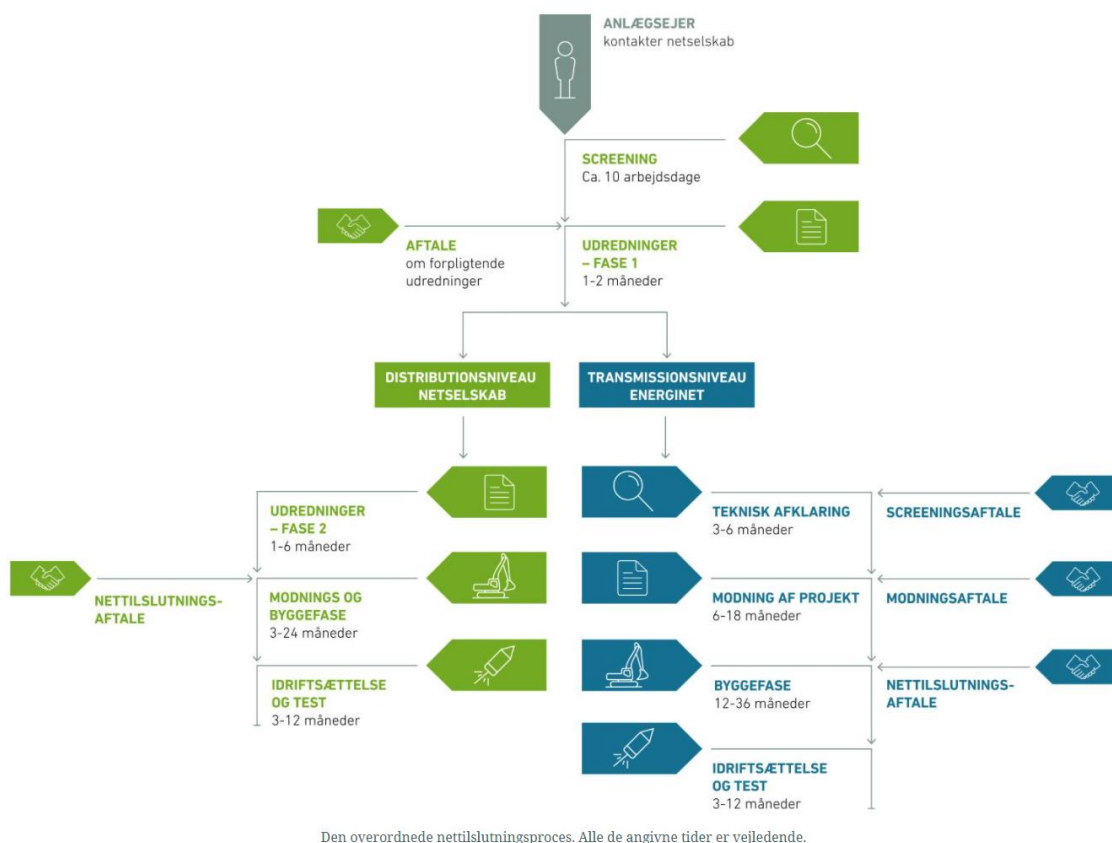
5.5 Procedurer for tilslutning af PtX anlæg

PlanEnergi har været i dialog med Energinet og et distributionselskab iht. processen for tilslutning af PtX anlæg.

Som tommelfingerregler skal:

- PtX-anlæg <50 MW – Som udgangspunkt skal disse altid tilsluttes på distributionsniveau, og gerne på 60 kV. Placeringen ønskes så tæt på en transformerstation som mulig for at undgå nettab og unødige udgifter.
- PtX-anlæg på 50-100 MW – Disse anlæg vurderes i det enkelte tilfælde og afhænger af både placering og behov for forstærkning af det bagvedliggende net. Det er her en dialog mellem distributionsnettet og Energinet.
- PtX-anlæg > 100 MW – Disse anlæg skal tilsluttes på transmissionsniveau og helst på 400 kV forbindelse. I transformerstationen skal der tilsluttes med 2 punkter når anlæggene er meget store.

På Figur 11 er vist tilslutningsprocessen for en anlægsejer.



Figur 11: Tilslutningsproces for en anlægsejer på hhv. distributions- og transmissionsniveau hentet fra Energinet og Green Power Danmarks fælles hjemmeside om kapacitetskort for elnettet¹³.

¹³ <https://storymaps.arcgis.com/stories/eb5b387e376f49b8996d5e7c47fbdd37>

Som bygherre er tilslutningsprocessen, at det lokale netselskab kontaktes. Netselskabet, har pligt til at kontakte Energinet. Selskaberne udfører en samfundsøkonomisk optimering for den mest optimale placering med henblik på at nedsætte omkostninger til forstærkning af det bagvedliggende net. Et anlæg kan være påkrævet at tilslutte på en transformerstation som er beliggende længere fra den nærmest liggende, hvis det samfundsøkonomisk viser sig mest fordelagtigt. Dette er ikke irrelevant for bygherre som betaler nettilslutning, og derfor også tilslutningsdistancen. Nettilslutning af energianlæg er omkostningstung for bygherre og ofte et 2 cifret millionbeløb, hvis anlægget er beliggende mere end få kilometer fra tilslutningspunktet.

6 Gasnettet – kapacitet og tilgængelighed

6.1 Evida – gasdistributionsnettet

Evida er det nationale gasdistributionselskab og er ansvarlig for etablering, vedligehold og drift af gasnettet i hele Danmark. Evida er forespurgt om oplysninger omkring gasinfrastrukturen og kapacitet i forhold til metanisering af CO₂en på nuværende biogasanlæg samt PtX muligheder for brint og CO₂ infrastruktur.

Evida er spurgt særligt omkring infrastrukturen ved nuværende biogasanlæg:

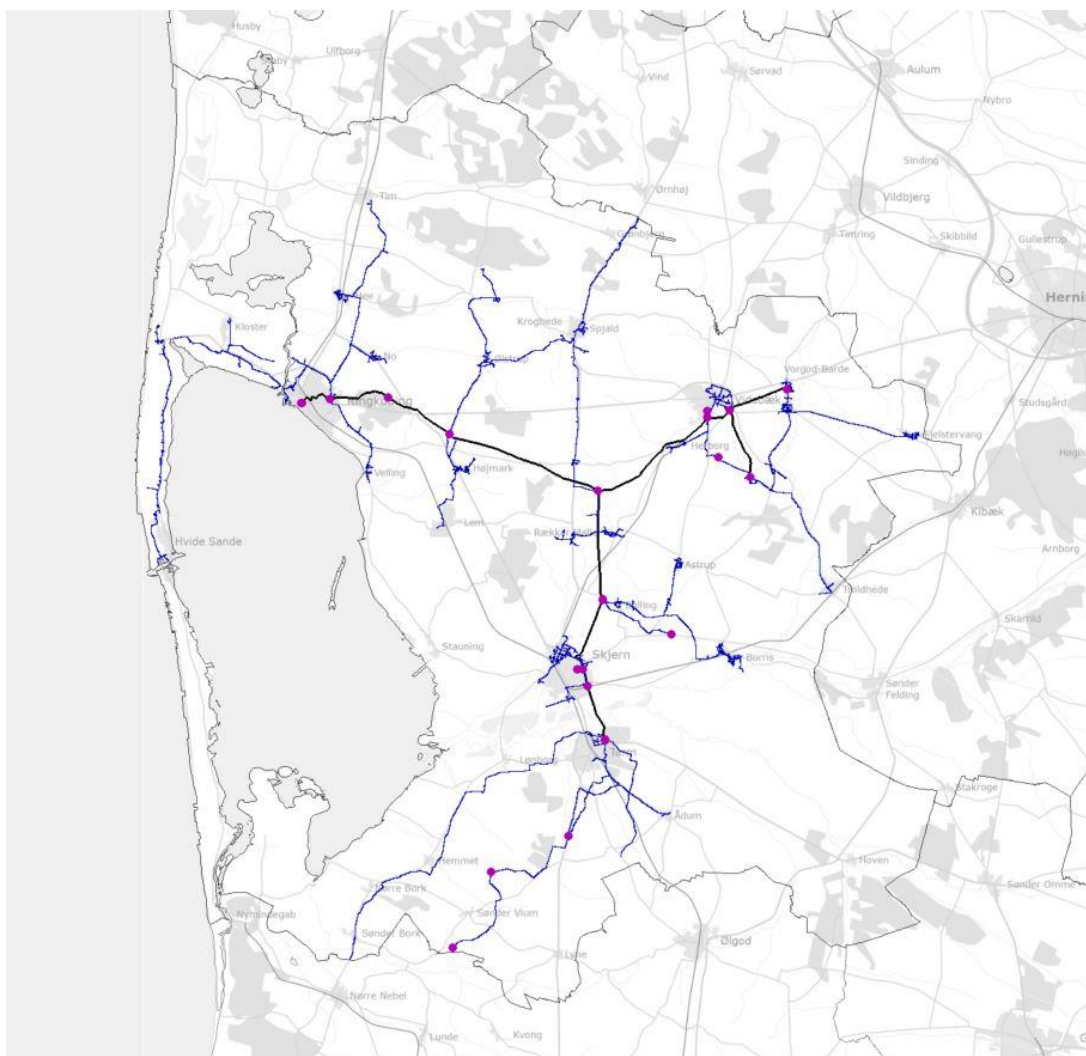
- Nature Energy Hemmet
- Vestjysk Biogas
- Nature Energy Videbæk

Samt tilkobling af to større potentielle anlæg (Naturbiogas Ejstrup samt RKB Bioenergi) i den nordlige del af kommunen og ny biogasproduktion ved Foersum.

Evida oplyser, at biogasanlæggene som regel er tilsluttet en kapacitet svarende til deres nuværende produktion, dog kan der stadig være ledig kapacitet, da det er standardkomponenter. Derfor vil det i de fleste tilfælde kræve en forstærkning af nettet og udvidelse af kapacitet på kompressorer på MR stationen, hvis biogasanlægget vælger at udvide produktionen og eller metanisere alt deres CO₂, men dette ønsker Evida at vurdere i den enkelte situation. Nogle anlæg kan have valgt at have en større kapacitet på det enkelte anlæg. En ny tilslutning vil formentlig tage omkring 13 mdr. afhængig af leveringstid på komponenter, hvor en forstærkning af ledning og en ekstra kompressor på MR station typisk har kortere leveringstid.

Overordnet set mener Evida ikke at gasnettet skal ses som en flaskehals. Dog kan der være begrænsninger på de regionale og nationale net (specielt i sommerperioderne, grundet lavere gasforbrug), der vil kræve etablering af tilbageføringsanlæg til gaskaverne(lager). Etablering af tilbageføringskapacitet vil oftest vare 2-3 år.

Af kortet på Figur 12 fremgår den overordnede gasinfrastruktur i Ringkøbing Skjern Kommune.



Figur 12: Kort over gasinfrastrukturen i Ringkøbing Skjern Kommune. Blå linje = distributionsnet, sorte linje = fordelingsnet, Pink prik: MR stationer. Udleveret af Evida, maj 2022.

Evida tilføjer endvidere, at hvis der skal afsættes metaniseret gas på nettet, vil der formentlig blive stillet krav om et separat målepunkt til gassen, hvilket vil kræve en ekstra BMR station på biogasanlægget. Det skyldes formentlig korrekt afregning af støtte ud fra forskellige støtteordninger.

6.2 Udbygning af gassetet

Energinet har for nylig udgivet deres langsigtede udviklingsplan 2022, LUP22, der giver et overblik over gasprojekter opdelt efter område, herunder Vestjylland. Her forventer energinet en tilførsel af biogas til nettet i sådant omfang, at hvis der ikke sker udbygning, vil det føre til tab.

Evida oplyser i forlængelse heraf at man i øjeblikket pga. krigen i Ukraine og stigende naturgaspriser oplever øget udvikling i produktion af grøn gas til nettet og at man derfor vil se på disse projekter tidligere end forventet og man ser ind i en tid, hvor der tages store

infrastrukturmæssige beslutninger for at følge med produktionen. Dette er også omdrejningspunktet for Energinets cover til den langsigtede udviklingsplan.¹⁴

Evida forventer i løbet af efteråret 2022 at komme med en udbygningsplan for gasdistributionsnettet.

6.3 Fremtidige perspektiver for infrastruktur til brint og CO₂

Hvis gasinfrastrukturen ikke er tilstrækkelig til metanisering, skal det overvejes om det er mere fordelagtigt at borttransportere CO₂ med lastbil, eller om det er mere fordelagtigt at producere metanol, de steder hvor gasinfrastrukturen midlertidigt halter. Uanset løsning vil det kræve investeringer i infrastruktur som pålægges både stat og anlægsejer. Evida ser brint og CO₂ rørledninger som en vigtig brik i den grønne omstilling¹⁵.

PlanEnergi har haft kontakt til Evida vedr. fremtidige planer for CO₂ og brintinfrastruktur i form af rørforbindelser og de ser potentiale for begge.

Evida ser potentiale for at CO₂ rørledninger vil kunne samle sig omkring CO₂ punktkilderne fra biogasanlæggene i Varde og Ringkøbing-Skjern, med mulighed for at koble sig sammen med Esbjerg området og potentielt over mod Fredericia.

I forhold til brintinfrastruktur arbejdes der på scenarier for opsamling af brint via brintledninger fra decentrale VE parker langs Vestkysten. Her ser de store potentiale for produktion af brint fra VE produktionsanlæggene i Ringkøbing-Skjern Kommune. Dette kan være etablering af hybridparker som både har vind, sol og et elektrolyseanlæg samlet behind-the-meter. På den måde vil det både kunne afhjælpe elnettet i tider med overproduktion, udnytte VE ressourcerne bedst muligt og sikre en øget diversitet i indtjeningsmulighederne. Evida har udarbejdet deres første oplæg til en fremtidig brintinfrastruktur, som fremgår af Figur 13. Her ses en brintinfrastruktur langs vestkysten til Esbjerg igennem Ringkøbing Skjern Kommune som fase 3. Hvordan de endelige rammevilkår samt brintinfrastrukturen kommer til at se ud, er endnu ikke fastlagt.

¹⁴ file:///C:/Users/lb/Downloads/Cover%20til%20Energinets%20Langsigtede%20Udviklingsplan%202022%208437951_1_1.pdf

¹⁵ <https://ipaper.ipapercms.dk/HMNNaturgas/evida/roerfoert-transport-af-brint-og-co2-q4-2021/?page=12>



Figur 13: Mulige scenarier for en fasedrevet udviklingsplan for fremtidens brintinfrastruktur¹⁶

Evida drøfter meget gerne fremtidige PtX projekter eller CO₂ og brintinfrastruktur der understøtter udviklingen i Ringkøbing Skjern Kommune med kommunen.

Der er i forbindelse med den politiske aftale på PTX fra 15. marts 2022 besluttet at arbejde videre på at afdække behovet for en brintinfrastruktur. Energinet har på baggrund af dette igangsat et feasibility studie for Jylland¹⁷. Kortet på Figur 14 ses de første tanker om placering af transmissionsnettet, hvor de første feasibility studier er lavet forbindelsen fra Ll Thorup vest på langs vestkysten til Idumlund, Stovstrup og Endrup. Denne placering tager udgangspunkt i de store knudepunkter i eltransmissionsnettet, hvor havvindmøllerparker og store brintproducenter forventes at tilslutte sig. Med ydre punkter der giver mulighed for eksport til et større marked (Tyskland) eller lagring (Ll. Thorup).

Energinet arbejder på at fremlægge konklusionerne på studiet i marts 2023

¹⁶ <https://evida.dk/media/01ebakwb/baggrundsinformation-mulige-scenarier-for-en-fasedrevet-udviklingsplan-for-fremtidens-brintinfrastruktur.pdf>

¹⁷ Feasibility studie for jysk brint transmissionsnet – forudsætninger og foreløbige analyser



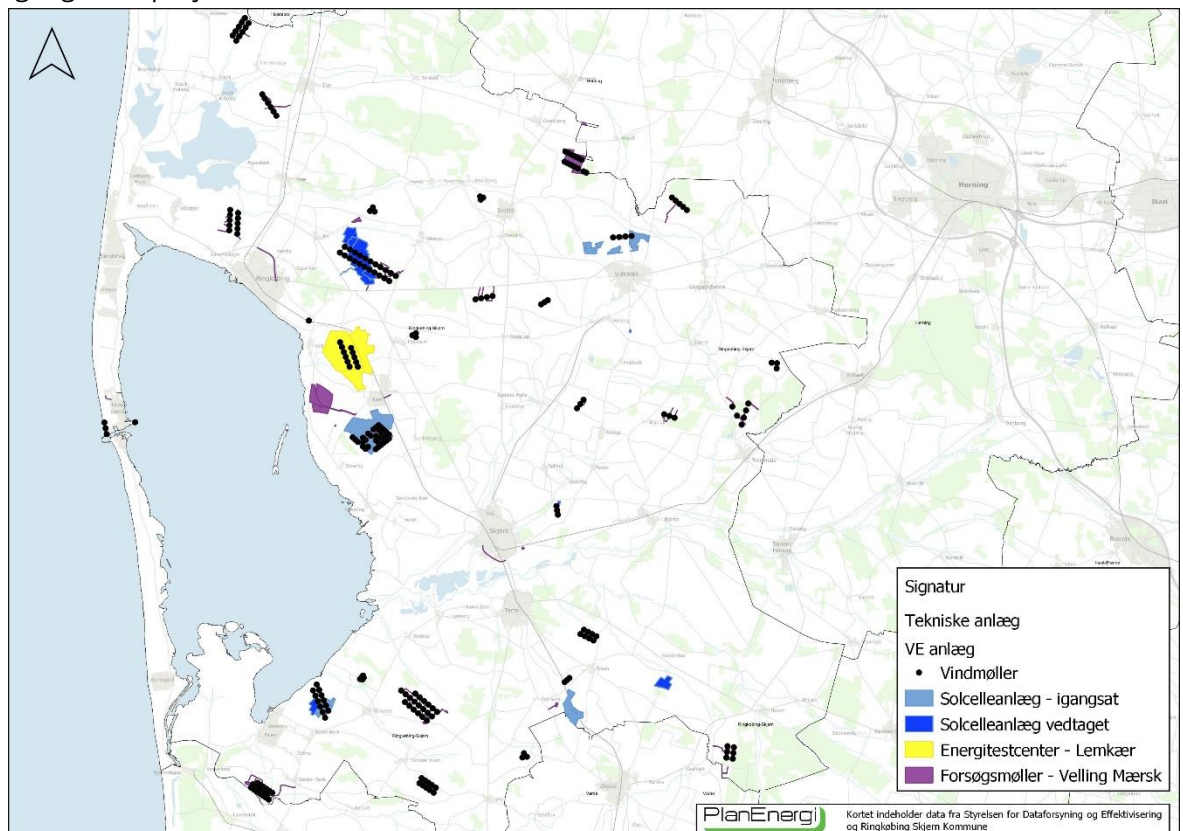
Figur 14: Fremtidens brinttransmissionsnet. Billede er fra energinets notat.¹⁸

¹⁸ Feasibility studie for jysk brint transmissionsnet forudsætninger og foreløbige analyser

7 Grøn strøm

Ringkøbing Skjern har som nævnt før en stor andel vedvarende energi også mere end til eget forbrug. På baggrund af Plandata og Energistyrelsens database over vindmøller på land af eksisterende og planlagte energianlæg, er der udarbejdet en oversigt over VE kapacitet i kommunen.

På kortet Figur 15 ses en oversigt over vind og solcelleparker beliggende i Ringkøbing Skjern Kommune, oversigten indeholder allerede eksisterende samt planlægningsmæssigt igangsatte projekter.



Figur 15: VE kapacitet i Ringkøbing Skjern Kommune

7.1 Eksisterende energiproduktion

Der er tilsluttet ca. 500 MW fra vind i Ringkøbing Skjern Kommune jf. Energinets energidata service, hvoraf 433 MW af disse er større møller med en kapacitet over 1 MW. Dertil er der forsøgsvindmøller ved Velling Mærsk (markeret med lilla på kort)

Solcelleparker (markeret med mørkeblåt på Figur 15)

- Solcelleområde ved Hjortmose på i alt 37 ha svarende ca. 16 MWp
- Solcelleområde ved Nørhede/Hjortmose 26,5 ha svarende ca. 15 MWp.
- Solcelleområde ved Ådum på i alt 53 ha svarende til 42 MWp.
- Solcelleområde ved Holmvej, Hemmet på i alt 35 ha svarende til 23 MWp

- Udvidelse af solcelleområde ved Holmvej, Hemmet etape 2 – hvor solcellerne placeres delvist under vindmøller, hvor der tilføjes 73 ha, svarende til ca. 50 MWp.

7.2 Planlagt energiproduktion

Der er en del projekter, som er planlagt og under opførelse eller afventer etablering af 400 kV kabel.

- Solcelleområde ved Nørhede/Hjortmose 273 ha – etablering afventer kommende 400 kV kabler.
- Vindmøller ved den kystnære vindmøllepark, Vesterhav Syd på 170 MW som føres i land ved Søndervig.
- Vindmøller ved Sdr. Bork – 5 vindmøller på 180 m erstatter de 19 eksisterende vindmøller.
- Solcelleområde på 322 ha placeret under vindmøllerne ved Gestenge, svarende til ca. 193,5 MWp, etablering afventer kommende 400 kV kabler.

Derudover er en del solcelleprojekter, der er planlægningsmæssigt igangsat (markeret med lyseblåt på Figur 15)

- Solcelleområde ved Videbæk på 150 ha
- Solcelleområde ved Stenmose, Ådum på 115 ha

Lem Kær Energitestcenter er igangsat politisk og inkluderer arealer til 50 ha solceller, 8 testmøller samt PtX faciliteter (markeret med gult på kort).

Udover de solcelleplaner der er nævnt herover, er der vedlagt et kort over yderligere ansøgte projekter, som bilag A. Der er i alt planlagt og politisk igangsat solcelleprojekter på over 1000 ha. Dertil er yderligere ansøgninger på tilsvarende 1500 ha.

På trods af, at der er adgang til en stor mængde vedvarende energi i Ringkøbing-Skjern Kommune, forventes det dog, at PtX anlæggene også vil være koblet til el-systemet for at sikre forsyningen. Her vil der ligge en udfordring i at bestemme, hvornår det bedst kan betale sig at producere PtX produkter, som er direkte afhængig af elprisen. Det må formodes at anlæggene er mest rentable, når direkte linjer til vind- og sol eller overskudsstrøm er til rådighed, og forbruget generelt er lavt, fx om natten, hvor den rå elpris kan være op mod 50 % billigere ift. i spidslasttimer. Derudover har der i den seneste tid været billig el midt på dagen, når solen står højt, grundet den store mængde installerede effekt solceller. Dette vil dog kræve, at PtX anlæggene er omstillingsparate og at f.eks. brint lagres f.eks. via adgang til et brintnet med lager eller CO₂ fra biogas kan lagres.

8 Tilgængelige og egnede CO₂-kilder

Der er brug for store mængder biogent CO₂ for at producere bæredygtige brændsler til sektorer som transport og industri. Det skønnes, at der skal bruges op mod 7,2 mio. tons CO₂ i 2050 for at producere nok brændstof til omstilling af den tunge transport i Danmark¹⁹. Kraftvarmeproduktionen i Danmark er primært baseret på fast biomasse og udgør en betydende del af energiforsyningen. CO₂ kan udvindes fra røggassen ved brug af aminskrubberanlæg. Denne teknologi anvendes allerede på biogasanlæg, hvor CO₂ fanges, når gassen opgraderes til bionaturgas.

8.1 CO₂ fra varmegærker

Der er flere varmegærker i Ringkøbing Skjern Kommune, der anvender biomasse i varmeproduktionen, herunder Skjern Fjernvarme og Tarm Varmegærk, der anvender skovflis. Dertil medregnes biogas, der bruges til opvarmning ved hhv. Spjald Fjernvarme og Arla Foods Videbæk, samt Fåborggard biogas, der har en forbrændingsmotor på biogas, der producerer el og varme. Der er i alt ca. 140.000 tons CO₂/år. Der er i bilag B til rapporten, indsat en tabel med oversigt over CO₂ fra varmegærker og biogasanlæg.

I Klimaafspraken for Energi og Industri²⁰ er der afsat en pulje på 16 mia. til fangst, transport og lagring af CO₂ fra bl.a. afbrænding af biomasse til fjernvarme.

I den nye grønne skattereform for industri af d. 24. juni 2022 fremgår det, at der vil være et tilskud til fangst og lagring af fossile og biogene CO₂ kilder (CCS). En pulje på 2,975 mia. fra 2023 til 2030 som vil være konkurrenceudsat i forhold til, hvor de billigste reduktioner modtager støtten. Tilskudssatsen gives til anlæg, der kan dokumentere negative emissioner. Tilskudssatsen er i øjeblikket fremsat med henblik på lagring. Flere rapporter peger dog på, at det ikke vil være økonomisk rentabelt at opsamle CO₂ på mindre biomassefyrede anlæg.

8.2 CO₂ fra biogasanlæg

Der undersøges i stedet hvorvidt CO₂ fra biogasanlæg med opgradering kan virke som kickstarter, da renheden af CO₂ afkastet fra opgraderingsanlægget er stor og mængderne er af en størrelse, hvor det vil være muligt at lave de første PtX anlæg, inden der undersøges om røggassen fra biomasseværker og eller atmosfærisk CO₂ kan anvendes.

Fangst af CO₂ fra biogasanlæg er i stor grad udbredt, når biogassen renses for CO₂ for at metanen, kan injiceres i naturgasnettet. Biogassen renses ved hjælp af aminskrubberanlæg, membranlæg eller vandskrubberanlæg.

¹⁹ <https://www.danskenergi.dk/sites/danskenergi.dk/files/media/dokumenter/2021-05/Potential-et-for-CO2-fangst-i-Danmark-til-groen-omstilling-april2021-v2.pdf>

²⁰ Tilskudspuljer til fangst og lagring af CO₂. Faktaark i forbindelse med finanslov 2022, Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet

Der findes på nuværende tidspunkt syv biogasanlæg i kommunen, hvoraf fem biogasanlæg opgraderer til naturgasnettet. Disse fremgår af Tabel 2. Der vil derfor være en kontinuert og direkte CO₂ strøm. Fårborggaard producerer i dag strøm og el, mens Viftrup biogas leverer i dag biogas i en 4 km lang ledning til Spjald Fjernvarme og CO₂'en skal derfor udvindes fra røggassen.

Tabel 2: CO₂ fra biogasanlæg i Ringkøbing Skjern Kommune

Eksisterende anlæg	Produktion (m ³ metan)	Metan %	Produktion (m ³ CO ₂)	ton CO ₂
Nature Energy Hemmet 1	9.000.000	60	6.000.000	11.706
Nature Energy Hemmet 2				
Nature Energy Sønder Vium				
Vestjysk Biogas	7.700.000	60	5.133.333	10.015
Nature Energy Videbæk	17.500.000	60	11.666.667	22.762
Potentielle/planlagte anlæg				
Foersom Bioenergi	5.000.000	60	3.333.333	6.503
Naturbiogas Ejstrup	25.000.000	60	16.666.667	32.517
RKB Bioenergi	25.000.000	60	16.666.667	32.517
	SUM eksisterende		27.933.333	54.498
	SUM eksisterende + potentielle		64.600.000	126.035

Under potentielle/planlagte anlæg i Tabel 2 fremgår der tre anlæg, der er indsat på Figur 16.

1. Foersum biogasanlæg: biogasanlæg ved Tarm, Egvadvej er i gang med etableringen, Anlægget forventes at producere op imod 5 mio. m³ metan pr. år.
2. Naturbiogas Ejstrup har indsendt en projektbeskrivelse om igangsætning af planlægning vedr. biogasanlæg ved mellem Hee og Tim, der forventes at producere op imod 60 mio. m³ metan pr. år ved et biomasseindtag på 650.000 tons biomasse pr. år.
3. RKB Bioenergi har indsendt en projektbeskrivelse om igangsætning af planlægning vedr. biogasanlæg ved Ringkøbing, Novej 16, der forventes at producere op imod 25 mio. m³ metan pr. år ved et biomasseindtag på 650.000 tons biomasse pr. år.



Figur 16: Eksisterende og potentielle/planlagte biogasanlæg

Etablering af CO₂ fangst på alle eksisterende biogasanlæg i kommunen, vil give en negativ udledning nu på ca. 44.500 tons CO₂ pr. år og fremtidigt ca. 130.000 tons CO₂ pr. år til gavn for kommunens CO₂ regnskab, hvis biogasplanerne realiseres. Alle anlæggene har allerede opgraderingsanlæg, hvilket gør at disse CO₂ besparelser nemt kan opnås, under den forudsætning at der skabes økonomisk sikker afsætning for CO₂ samt en løsning fra transport og lagring.

9 Mulige cases på baggrund af lokale ressourcer

Der er allerede PtX planer i kommunen. Ringkøbing Skjern Kommune har igangsat planlægningen for et testcenter ved Lem Kær til PtX, hvor der er lagt op til, at projektet skal driftes i ø-drift. Derudover arbejdes der i dialog med staten i forhold til planlægning af et større energiområde, hvor der er plads til VE kapacitet og PtX samlet, nær Borris skydeterræn.

9.1 Produktion af e-metanol eller øget metanisering

CO₂ kan anvendes til produktion af e-metanol eller metanisering, begge processer kræver brint. Brinten kan produceres på et stort anlæg og distribueres via brintrør.

Processerne, hvorved der kan produceres e-metanol eller metaniseres yderligere ved tilsætning af brint og kulstof, er beskrevet i teknologibeskrivelsen afsnit 4.

Metanisering

Hvis biogassen skal metaniseres, forventes biometanisering mest favorabelt, da bakterier fra biogasanlægget kan anvendes til forædling af CO₂ og brint. Det forventes desuden at den mest optimale løsning vil være, at CO₂ metaniseres på biogasanlægget, da CO₂-kilden og afsætningsledningen til gasnettet er til stede her. Katalytisk metanisering via kemisk katalysator er også muligt, hvor Haldor Topsøe har leveret et anlæg til Aarhus Universitet Foulum. Ift. afsætning af metan i gasnettet vil det uanset metode kræve at kapaciteten på afsætningspunktet forstærkes.

Under forudsætning af at et elektrolyseanlæg kan levere en effektivitet på 70 % skal der bruges ca. 17 kWh_{el} pr. Nm³ CO₂. Det giver et årligt elforbrug på i alt 388 mio. kWh, svarende til ca. 46 MW_{el} (produceret), hvis der regnes med et driftstimeantal på 8.500 timer/år udelukkende til produktion af brint, som det fremgår af Tabel 3. Hvis der anvendes vind- og solel skal der regnes med det halve antal driftstimer og den dobbelte kapacitet.

Tabel 3: Beregning af brint og elforbrug ved metanisering.

Eksisterende anlæg	Produktion (m ³ metan)	Produktion (m ³ CO ₂)	ton CO ₂	ton H ₂	MW (produceret)
Nature Energy Hemmet 1	9.000.000	6.000.000	11.706	2.160	12,0
Nature Energy Hemmet 2					
Nature Energy Sønder Vium					
Vestjysk Biogas	7.700.000	5.133.333	10.015	1.848	10,3
Nature Energy Videbæk	17.500.000	11.666.667	22.762	4.200	23,3
				Sum	46

En udfordring for udbygning og økonomi i PtX anlæg er transmissionstariffer for at anvende elnettet. Energinets nuværende tarif er ca. 110 kr./MWh pr. 1 januar 2021, hvilket kan gøre

det svært at få økonomi i PtX projekter, som elektrolyse anlæg, medmindre de er direkte tilkoblet elproduktion fra sol eller vindenergi. Brintproduktion er i forvejen udfordret af den høje elpris, og pålægning af tariffer til produktionsanlæggene gør økonomien betydeligt sværere.

Energinet arbejder i øjeblikket på nye tarifordninger med geografisk indflydelse, dette er beskrevet yderligere i afsnit 5.4.

Regeringen har i den foreløbige PtX strategi beskrevet, at der er mulighed for tilladelse til etablering af direkte elforsyning mellem store forbrugere og elproducenter, hvor det skaber samfundsøkonomisk gevinst²¹, men selve udmøntningen er ikke på plads endnu.

E-metanol

Fordelen ved metanol er, at brændslet er flydende ved stuetemperatur og tryk. Der er nemmere at håndtere transport og opbevaringsmæssigt. Metanol kan anvendes som transportbrændsel, men også som syntesekemikalie til fx DME.

Der er et eksisterende verdensmarked for metanol, herunder grøn metanol produceret på grøn strøm og biogen CO₂. Derudover forventes, at grøn metanol får yderligere et stort potentiale grundet især Mærsk's mulige aftag og anvendelse til skibsfart fra 2024. Mærsk har investeret i 12 metanoldrevne containerskibe som forventes at aftage >500.000 tons om året.

Flydende CO₂ vejer ca. 1.100 kg/m³ ved fordråbningspunktet og en tankbil kan dermed fragte en mængde tilsvarende en bil med vand. For et anlæg på størrelse med Videbæk, som producerer ca. 22.762 tons CO₂ om året eller knap 62 tons i døgnet vil antallet af transportere være lavt, to ekstra transportere pr. døgn eller knap 600 transportere om året. Da flydende CO₂ ikke er brændfarligt eller kategoriseres som gasoplæg, kan en virksomhed opbevare flydende CO₂ uden risiko.

Biogasanlæggene har allerede en stor fordel, da størstedelen allerede har opgraderingsanlæg. Aminskrubber løsninger er også teknologien som forventes anvendt til CO₂-fangst (CCS) på bl.a. kraftvarmeanlæg. Det skyldes, at komprimering af røggas til fx vandskrubber eller membranlæg er for dyrt pga. en stor mængde kvælstof. Et aminanlæg er ikke tryksat, men afhænger af CO₂'s opløselighed i aminvæske. Da kvælstof ikke er opløseligt i betydelig grad i amin, kan komponenterne i røggassen separeres.

Hvis ikke der installeres metanolproduktion på biogasanlæggets matrikel, vil der være krav til transport af CO₂. Her skal en scenarieberegning afgøre om det er mere fordelagtigt at etablere stikledninger til CO₂ transport til et centralt forflydningsanlæg, eller om biogasanlæggene hver skal have et forflydningsanlæg. Et CO₂-forflydningsanlæg producerer betydelig mængde overskudsvarme som evt. kan anvendes i anlæggenes processer, eller

²¹ Regeringens strategi for Power-to-X, Klima, Energi og Forsyningsministeriet 2021

som fjernvarme. Også for metanolproduktionen opnås betydelig overskudsvarme, som bør nyttiggøres.

Ved produktion af e-metanol skal der anvendes 25 % mindre brint end ved metanisering, hvilket giver mængderne oplyst i Tabel 4 på baggrund af eksisterende CO₂ kilder. Under forudsætning af at elforbruget er 13 kWh pr. Nm³ CO₂ og antallet af driftstimer er 8.500 timer pr. år udelukkende til produktion af brint findes nødvendige kapacitet. Anvendes udelukkede direkte koblet vind og sol-elektricitet, skal kapaciteten fordobles.

Tabel 4: Beregning af elforbrug ved produktion af brint til e-metanol produktion

Eksisterende anlæg	Produktion (m ³ metan)	Produktion (m ³ CO ₂)	ton CO ₂	Ton h ₂	MW _{el}
Nature Energy Hemmet 1	9.000.000	6.000.000	11.706	1620	9
Nature Energy Hemmet 2					
Nature Energy Sønder Vium					
Vestjysk Biogas	7.700.000	5.133.333	10.015	1386	8
Nature Energy Videbæk	17.500.000	11.666.667	22.762	3150	17
			Sum		34

9.1 Brintbehov ved produktion af ammoniak

Produktion af ammoniak er beskrevet i teknologibeskrivelsen afsnit 4.5. Ammoniak kan anvendes til mange formål som gødningsprodukter og transportbrændsler. Jf. afsnit 4.5 kan den nødvendige brint mængde beregnes ud fra reaktionskemaet da det ses at der anvendes 3 mol brint til produktion af 2 mol ammoniak.

Ammoniak har en vægt på 17,0 g/mol, hvorimod brint har en vægt på 2,0 g/mol. Så til fremstilling af 34 g skal der derfor bruges 6 g brint, altså en faktor 5,67 hvor der forudsættes fuld omdannelse.

Derfor vil produktion af et ton ammoniak kræve ca. 176,5 kg brint i Haber Bosch processen.

Måles der i stedet i m³, skal stoffernes densitet anvendes. Ammoniaks densitet er fastsat til 0,76 kg/Nm³, hvorimod brints densitet er 0,09 kg/Nm³. Derfor skal der anvendes ca. 1961 Nm³ brint til produktion af et ton ammoniak. Nm³ fastsættes til 1 atm tryk og 0 °C.

For yderligere beskrivelser for ammoniakproduktion henvises til Energistyrelsens teknologikatalog for fornybare brændsler kapitel 103.²²

²² https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technology_data_for_renewable_fuels.pdf

9.2 Vandbehov ved produktion af brint

Ved elektrolyse (spaltning af vand) anlæg, kræves vand som råstof til produktionen. Det kan være vand fra en offentlig boring eller havvand, men vandkvaliteten skal formodentlig sikres ved brug af et omvendt osmose anlæg (RO), da der stilles høje krav til vandkvaliteten.

Ved PtX anlægget HØST i Esbjerg skal bruge store mængder vand 15 mio. m³ og der ønskes at anvende rensset spildevand til formålet²³.

Idet vand har en vægt som er 9 gange større pr. molekyle skal anvendes en stor mængde for at producere den nødvendige brint. Ved etablering af brintanlæg, skal man således være opmærksom på det store vandforbrug.

Vandforbruget vil være omkring 15 m³ vand/ton brint²⁴.

En fortsat delvis ukendt faktor er vandkvaliteten, hvor det formodes at vandkvaliteten skal være høj for at undgå slid på anlæg, fouling i rør, reaktion med den alkaliske væske, eller tilstopning af membraner i PEM. Det kræver dermed en for-rensning inden anvendelse til PtX. I Brande Brint renses anlægget via omvendt osmose (RO) som er kendt både fra standardisering af flaskevand og rensning af spildevand til udledningskvalitet.

Ringkøbing Skjern Kommune har grundvand nok til at dække hele det nuværende vandforbrug og mere til. Byrådets mål er jf. kommuneplanen 2021 bl.a. at områdets grundvandsressourcer synliggøres som et potentiale for erhvervsmæssig vækst.

Det må forventes, at det konkrete projekt skal vurderes ved opstilling af en hydrologisk grundvandsmodel hvor vidt en indvinding vil have betydning for vandbalancen i området. Der kan også være en mulig synergi med spildevand som bl.a. undersøges i Esbjerg.

9.3 Metanol produktion baseret på biogas (eSMR)

Produktion af metanol direkte på biogas er især fordelagtigt på de lokaliteter, hvor det ikke er muligt at afsætte gas på gasnettet eller hvor der ikke kan opnås opgraderingstilskud, da markedet for grøn metanol ser ud til at kunne betale produktionsprisen. Produktion af metanol ved en eSMR proces kan yderligere boostes ved tilførsel af brint. Selve eSMR processen er beskrevet i teknologibeskrivelsen afsnit 4.3.

Sammen med et konsortium af partnere har Haldor Topsøe i det EUDP støttede projekt Biogas to Methanol by Electrical Reforming bygget et eSMR-MeOH demonstrationsanlæg i Foulum. Nøgletal viser, en mulig produktion på 37,8 MW metanol_{nedre brændværdi} ved et elforbrug

²³ https://www.energy-supply.dk/article/view/853398/renset_spildevand_skal_gore_ptx_endnu_mere_gron

²⁴ Projektbeskrivelse, Kassøe PtX anlæg 2022

på 27,9 MW og 5.000 Nm³/time biogas svarende til et stort biogafællesanlæg. I processen indgår bedst et SOEC-elektrolyse anlæg men også eksisterende kommercielt tilgængelige elektrolyseanlæg kan anvendes, se teknologibeskrivelse afsnit 4.1. Selve processen har et stort kølebehov (9 MW), som med fordel kan udnyttes som overskudsvarme i fjernvarmeforsyningen.

10 Overskudsvarme fra PtX anlæg

Dette afsnit undersøger mulighederne for at udnytte PtX produktionens overskudsvarme for at levere til de enkelte varmeforsyningsselskaber i Ringkøbing Skjern Kommune. Herunder hvilken kvalitet og mængder, der kan forekomme og hvor det bedst indpasses i forhold til forsyningernes nuværende drift.

Prisen på stort set alle former for energi er steget voldsomt i første halvår af 2022, hvorfor mange fjernvarmeværker er på udkig efter andre løsninger. Her har PtX et stort potentiale.

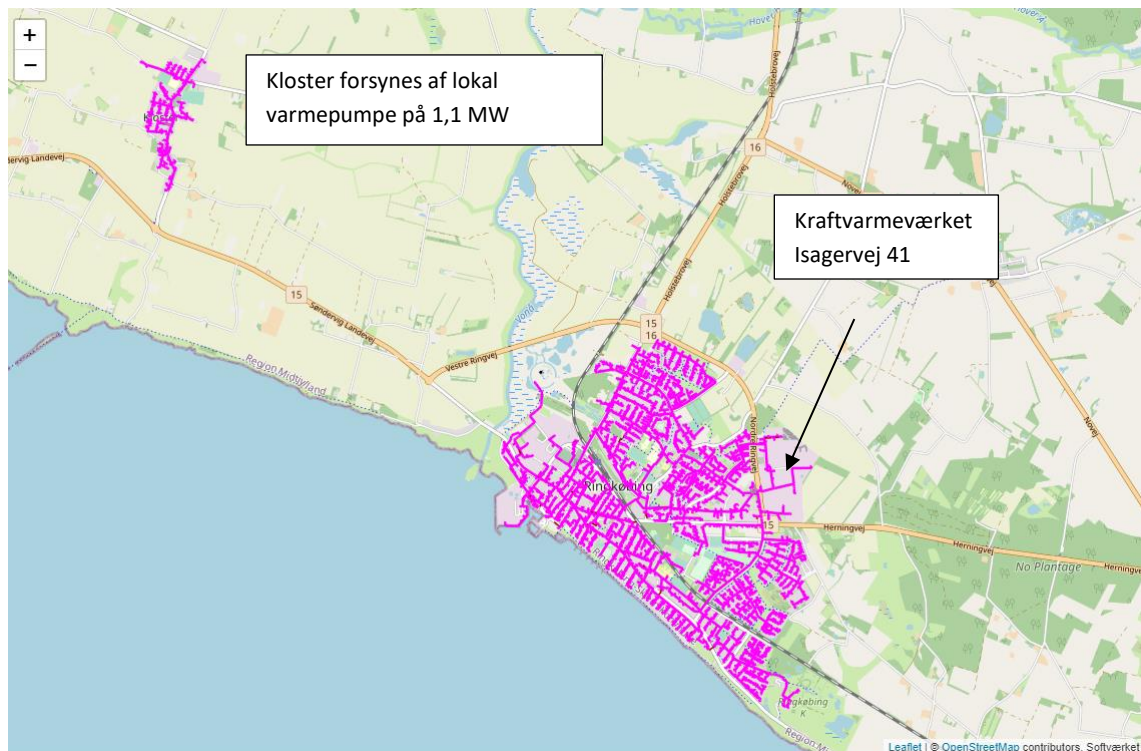
Kvaliteten og anvendelsesmulighederne for overskudsvarmen afhænger af temperaturen, og hvor ofte den er til rådighed. Temperaturen på varmen afhænger af konverteringsteknologien. Analysen tager udgangspunkt i brintproduktionen, da brint er en del af alle PtX-sammensætninger. Ved elektrolyseteknologi, hvor den mest gængse teknologi anvendes (alkalisk elektrolyse), fås en overskudsvarmemængde på ca. 15 % af elektrisk input ved en temperatur på 50-60 °C, derfor kræves der en varmepumpe for at hæve temperaturen til at levere til fjernvarmen.

Derudover kan der være videreførelse af CO₂, som skaber højtemperatur overskudsvarme, men da denne foreslås at være beliggende ved et biogasanlæg eller CO₂ infrastruktur, forventes varmen herfra primært anvendt på biogasanlægget og dermed reducere biogasanlæggets varmebehov. Ved produktion af metanol, vil der være mere varme end biogasanlægget kan aftage, så også her er nærhed til fjernvarmenet relevant.

I forhold til aftag af overskudsvarme fra større PtX anlæg kigges der primært på de store varmeforsyninger i kommunen; Ringkøbing, Skjern, Tarm og Videbæk, varmeleverancen fra alle varmeforsyningerne i kommunen, kan findes i Bilag B, tabel 2.

10.1 Ringkøbing Fjernvarmeværk

Ringkøbing Fjernvarme dækker hele Ringkøbing med Fjernvarme og har et varmegrundlag på 100-120.000 MWh pr. år. Der forventes en stigning i varmebehovet på ca. 5 % over de næste 5-10 år.



Figur 17: Ringkøbing Fjernvarmeværk - ledningsnet - hentet fjernvarmens hjemmeside.

Ringkøbing Fjernvarmeværk har tilsluttet to solvarmeanlæg, der leverer ca. 12 % af den samlede fjernvarmeforsyning til Ringkøbing og en mindre varmepumpe, der dækker ca. 10 % af varmebehovet. Derudover er der tilsammen installeret 16 MW elkedler, som kører på regulerkraftmarkedet. Resten af varmebehovet dækkes af naturgas ved kedler og kraftvarmemotorer. Da fjernvarmen har solvarme, der leverer i sommerhalvåret, vil det formentlig ikke være muligt at aftage overskudsvarme for et PtX anlæg i denne periode uden et lager.

Overskudsvarme fra PtX anlæg er meget attraktivt for fjernvarmen og de forventer at kunne aftage op til 50.000 MWh og derved udfase brugen af naturgas. Nærheden til fjernvarmeværket, Isagerværket 41, som ligger i den østlige del af byen, er dog vigtig for økonomien i et projekt. Fremløbstemperaturen fra værket er ca. 68 °C i sommer og 70 °C i vinterperioden, og overskudsvarmen vil derfor kræve et boost med varmepumpe.

Grundet den store produktion af vedvarende energi og nærheden til transformerstationen kunne der f.eks. bygges et brint- og metanolanlæg ved Lem Kær, hvor der er en stabil højspændingsforbindelse. Ved etablering af et anlæg i størrelsesorden 50 MW ved Lemkær, er der ca. 4,5 km til værket. 50 MW brintanlæg ville kunne levere 7,5 MW overskudsvarme, hvilket svarer til 63.750 MWh ved 8500 antal driftstimer.

I kort afstand til testcenter Lem Kær ligger det eksisterende varmeværk Lem med kort afstand til det naturgasforsynede område Højmark. Lem Varmeværk har i dag en

varmeleverance på ca. 39.000 MWh, som leveres af hhv. solvarme, fliskedel og naturgas. Hvis der etableres et 50 MW brintanlæg, vil der være mere overskudsvarme til rådighed end hvad der i dag kan anvendes ved Lem Fjernvarme.

10.2 Videbæk Fjernvarme

Videbæk Fjernvarme får i dag primært af overskudsvarme fra Arla i Videbæk, som leverer ca. 2/3 af varmebehovet. Knap 30.000 MWh leveres i dag fra Arlas biogaskedler. Derudover leveres varmebehovet ved naturgaskedler og elpatron.

Fjernvarmeværket har i dag en varmeleverance på ca. 50.000 MWh samt et yderligere udvidelsespotentiale på 6.000 MWh ved konvertering af omkringliggende naturgasområder, se nærmere herom i afsnit 10.5 omkring det fremtidige fjernvarmebehov.

Der vil derfor være et potentiale for at omstille en del af forsyningen som anvender naturgas i dag med overskudsvarme fra et brintanlæg, men dette er en mindre andel.

10.3 Skjern Fjernvarme

Varmebehovet i Skjern Fjernvarmes forsyningsområde dækkes i dag primært af overskudsvarme fra Skjern Papirfabrik, der leverer ca. 3/4. Varmebehovet er samlet set ca. 95.000 MWh. Det resterende varmebehov leveres ved naturgaskedler samt et kraftvarmeanlæg. Der er derfor et potentiale for at aftage yderligere overskudsvarme fra en brintproduktion, men der vil stadig være behov for at have back-up kapacitet, hvis overskudsvarmen ikke kommer konstant.

10.4 Tarm Fjernvarme

Varmebehovet er på ca. 56.000 MWh pr. år. Varmebehovet leveres i dag af en kombination af solvarme, fliskedel, varmepumpe og elkedel. Dertil har fjernvarmen i marts 2022 fået godkendt et projektforslag på et 5 MW udeluft varmepumpeanlæg med CO₂ som kølemiddel og en 15 MW elkedel for at reducere produktionen på værkets fliskedel og anvende den som reservelast. Fremadrettet vil varmepumpen leverer 47 % og elkedlen 7 % af varmebehovet. Derudover har fjernvarmeværket haft et indledende møde med forsyningen ift. at aftage overskudsvarme fra et nyt spildevandsanlæg i Tarm. Varmeværket vil derfor være omstillet til vedvarende energi.

10.5 Fremtidigt fjernvarmebehov

PlanEnergi udarbejdede i 2021 scenarier for udfasning af individuel naturgas og olieforsyning i hele Region Midtjylland. Kortlægningen havde især fokus på naturgasforbrug til opvarmning for konvertering til fjernvarmeforsyning. I Tabel 5 fremgår potentiale indenfor nærliggende naturgasområder. Potentialerne er størst omkring Skjern Fjernvarme og

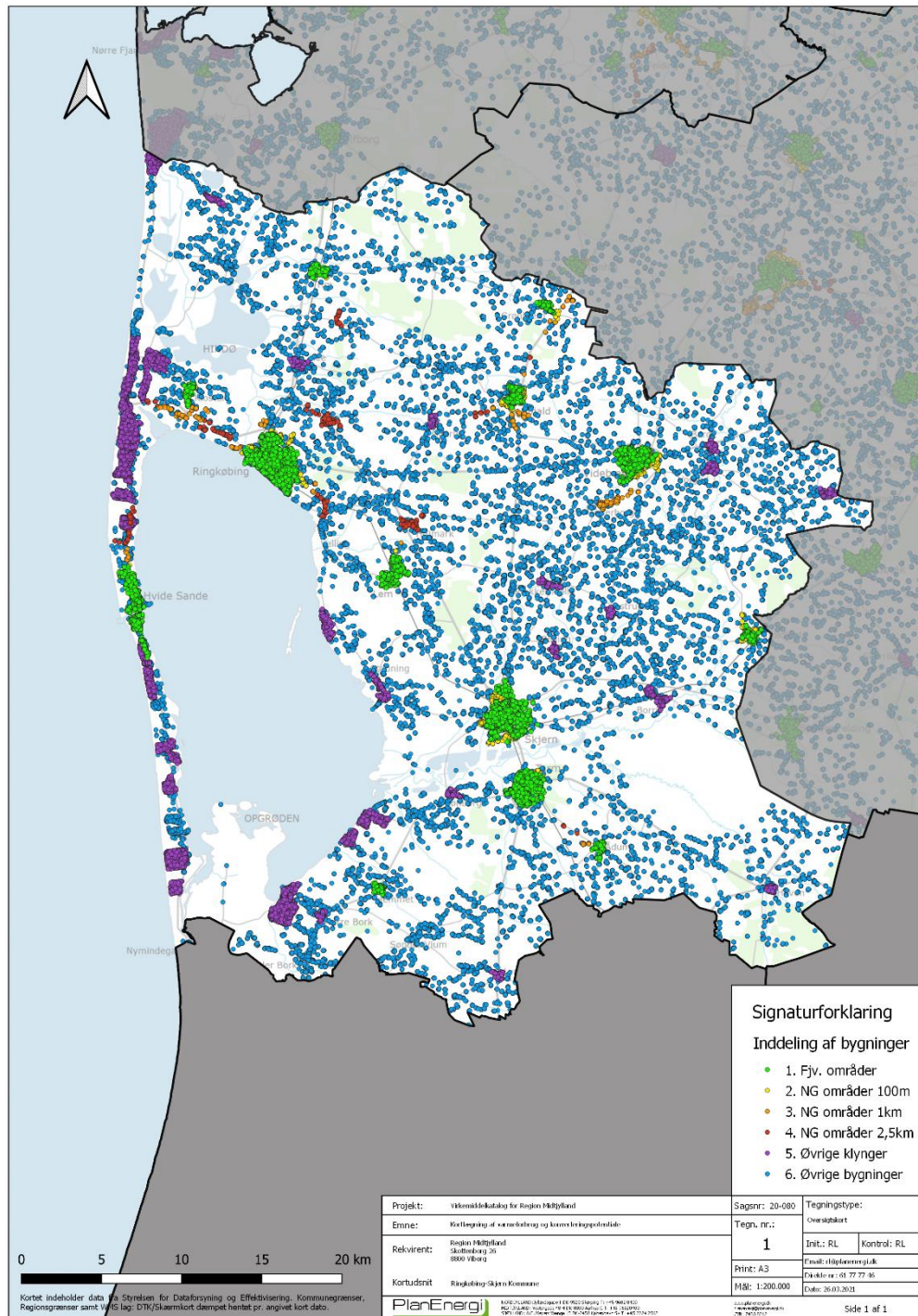
Videbæk, som vil give anledning til en stigning på hhv. 14 og 16 %, hvis de nærmeste naturgasområder konverteres.

Tablet 5: Naturgasforsyninger indenfor kort af afstand hhv. 100 m, 1 km og 2,5 km til fjernvarmeforsyningsområder.

Værk/(MWh)	Fjv. 1	NG 100 m 2	% stigning i forbrug 2	NG 1 km 3	% stigning i forbrug 2+3	NG 2,5 km 4	% stigning i forbrug 2+3+4
Videbæk	42.097	6.634	16	2.849	23	0	23
Skjern	92.549	12.895	14	0	14	0	14
Tarm	50.323	889	2	0	2	29	2
Ringkøbing	103.492	2.814	3	721	3	4.389	8

Screeningen fremgår også af Figur 18, hvor eksisterende fjernvarmewærker fremgår som grønne punkter, naturgasområder indenfor en radius af 100 m af eksisterende fjernvarmeområder er røde punkter.

Det fremtidige fjernvarmepotentiale har indflydelse på, hvor meget overskudsvarme det er muligt for de pågældende værker at integrere.



Figur 18: Kortlægning af potentiale for konvertering fra naturgas til fjernvarmeforsyning, udført i forbindelse med virkemiddelkataloget til Region Midtjylland 2021.