

Februar 2021

FREMTIDENS FJERNVARMEFORSYNING I HOVEDSTADSOMRÅDET 2050

DELOPGAVE 1E – SEKTORKOBLING

PTX KOBLING



INDHOLD

1.	FORORD af FFH50	1
1.1	Indledning og baggrund	1
1.2	Sammenfatning og konklusioner	1
1.2.1	PtX som varmekilde i fjernvarmenettet	2
2.	Kvalitet af overskudsvarme fra PtX	5
2.1	Elektrolyse	5
2.1.1	Alkalisk elektrolyse	5
2.1.2	PEM elektrolyse	5
2.1.3	SOEC elektrolyse	6
2.2	Methanisering	7
2.3	Methanolsyntese	8
2.4	Ammoniaksyntese	8
2.5	Metan/methanol til flybrændstof	9
2.6	Samlede data for overskudsvarme fra PtX processer	10
3.	Mængde af PtX overskudsvarme	11
3.1	Formål med PtX	11
3.2	Væsentlige faktorer for PtX overskudsvarme	11
3.2.1	Mængde af sol og vindenergi.	11
3.2.2	Fordeling mellem sol og vind.	12
3.2.3	Behov for kulbrinter.	12
3.2.4	Lokation af "acceptable" kulstof (CO ₂) kilder til PtX-kulbrinter.	12
3.2.5	Lokation af VE producenter	13
3.2.6	Grad af omstilling fra kulbrinter til ren brint	15
3.2.7	Brintnetværk og store brintlagre	15
3.3	Scenarier for mængde af overskudsvarme	16
3.3.1	Scenarie 1. Høj sandsynlighed	17
3.3.2	Scenarie 2: brint leveret fra pipeline – ingen elektrolyse	19
3.3.3	Scenarie 3: Ørsted 2030+ vision AVV	20
4.	Overslagstal for omkostninger og indtægter	21

Udarbejdet af **THPR**
 Kontrolleret af **SMT**
 Godkendt af **THC**

1. FORORD AF FFH50

Forordet i kursiv er modificeret af FFH50 for at understrege sammenhængen med resten af projektet.

1.1 Indledning og baggrund

De fire selskaber VEKS, CTR, Vestforbrænding og HOFOR, der alle producerer og/eller distribuerer fjernvarme til hovedstadsområdet, har iværksat et tværgående samarbejde med det formål at skitsere, hvordan fremtidens fjernvarmeforsyning i Hovedstadsområdet kan forventes at se ud.

Nye udviklede teknologier får stor betydning for den fremtidige fjernvarmeproduktion, og derfor er det interessant at se på hvordan, og i hvor høj grad, disse nye teknologier kan påvirke den fremtidige fjernvarmeforsyning.

Power-to-X (PtX) kan blive en vigtig nøgle i omstillingen væk fra fossile brændsler i Danmark og i lyset af Danmarks væsentlige vindressourcer er der et stort potentiale for at producere forskellige typer grønne brændsler via PtX.

Denne rapport ser på PtX produktionens potentialer for fjernvarmen og vurderer hvilke mængder og med hvilken kvalitet den afledte overskudsvarme fra PtX produktionen kan have for fjernvarmen i Hovedstadsområdet frem mod 2050.

Dette gøres ved at se på de vigtigste faktorer for fjernvarmens mulighed for at udnytte overskudsvarmen fra PtX produktionen.

Kvaliteten af varmen er vigtig. Det vil sige både temperaturen af overskudsvarmen samt hvornår den er til rådighed, dvs. den tidsmæssige fordeling af varmen. Mængden af overskudsvarme er også vigtig. Hvis overskudsvarmen fra PtX skal kunne erstatte eksisterende varmeproduktion skal mængden af overskudsvarmen være af en vis størrelse for at fjernvarmen er villig til at betale for den.

Endelig har den geografiske placering af PtX produktionen betydning. Hvis PtX produktionen sker langt væk fra fjernvarmesystemet, vil det ikke være muligt at udnytte overskudsvarmen i fjernvarmesystemet. PtX kræver store mængder VE strøm, typisk fra vindmøller eller solceller. Den geografiske placering af denne strømproduktion har betydning. Hvis den grønne strøm produceres langt væk fra PtX produktionen skal strømmen transporteres via eltransmissionsnettet. Det er i dag dyrt og vil være afgørende for om PtX produktionen bliver økonomisk rentabel.

For at undersøge effekterne af alle de forskellige faktorer betydning for fjernvarmens mulighed for at udnytte overskudsvarmen fra PtX produktionen har Rambøll, i den rapport, set på tre mulige scenarier med forskellige forudsætninger. De tre scenarier benytter kendt data fra 2018 for elforbruget samt fordelingen af sol- og vindproduktionen time for time, som er skaleret efter de forudsætninger, der ligger til grund for de tre scenarier. Det er formålet med scenarierne, at forsøge at indkapsle de mulige udfaldsrum der kan være for den fremtidige PtX produktion i Danmark.

1.2 Sammenfatning og konklusioner

Der er to overordnede formål med PtX, altså at omdanne den grønne strøm til X, hvor X oftest er kemisk bunden energi. Det ene formål er at udnytte overskud af el i perioder med stor produktion, den anden er at den kemisk bundne energi enten i sig selv – eller som input til produktion af kulbrinter, ammoniak eller lignende kan bruges som f.eks. "brændsler" i flyindustrien og de tunge transportsektorer, der ikke let, eller slet ikke, kan elektrificeres direkte.

I PtX produktionen medgår betydelige mængder af strøm og der vil typisk være store energitab forbundet med produktionen. Energitalet skyldes blandt andet den elektrolyse proces der omdanner vand fra væske til gas - brint og ilt - ved hjælp af elektroder. Overskudsvarmen opstår i fordampningsprocessen og kan udnyttes til fjernvarme, evt. vha. varmepumper.

Efterfølgende er det muligt f.eks. at omdanne gassen til væske (kulbrinter) ved en reaktion mellem brint og CO₂, såkaldt methanisering. Fordelen ved methanisering er, at der dannes et brændstof som kan udnyttes i andre sektorer som fx flyindustrien samt at brændstoffet kan lagres. Methaniseringsprocessen omdanner gas til væske og frigiver energi der kan genvindes som overskudsvarme hvorved energitabet kan minimeres.

Produktionen af kulbrinter (methanol, flybrændstof mv.) har behov for kulstof kilder, f.eks. CO₂ indvundet fra røggas. Disse CO₂ kilder findes i fjernvarmenettets nuværende forbrændingssites (affaldsforbrændingsanlæg og biomassekraftvarmeverker) og kan være med til at øge incitamentet til at placere PtX produktionen i nærheden af fjernvarmenettet.

1.2.1 PtX som varmekilde i fjernvarmenettet

Som beskrevet indledningsvist afhænger udnyttelsen af PtX som god varmekilde i fjernvarmen af flere faktorer, hvoraf især mængden og kvaliteten (stabilitet og temperaturniveau) har betydning.

Det mest energieffektive for samfundet er, at VE strømmen udnyttes så direkte som muligt. Det kunne fx være som brændstof i biler eller til rumopvarmning ved fx brug af varmepumper eller elkedler. Når strømmen bruges direkte vil energitabet være mindst, da der ikke skal bruges strøm til at omdanne energien til andre former for energi.

Produktionen af VE strømmen sker dog ikke altid samtidig med det direkte elforbrug. PtX kan udnytte de perioder med overskud af VE produktion samt lagre energien til perioder med lav VE produktion. Det betyder at PtX gør det muligt at udjævne den variable VE produktion og derudover giver PtX mulighed for at VE energien kan bruges i de sektorer der ikke har mulighed for direkte elektrificering, fx visse industrielle produktioner og lang-distance transport.

PtX produktionens mulighed for at udnytte perioder med overskuds el samt muligheden for at lagre energien har, sammen med en række andre faktorer herunder ikke mindst placeringen af PtX produktionen, afgørende betydning for den mængde af overskudsvarme der vil kunne udnyttes af fjernvarmen.

Nedenfor gennemgås de forventninger der er til mængden af overskudsvarme fra PtX i fremtiden og som er brugt til at skalere de tre scenarier for mulige udfaldsrum for den fremtidige PtX produktion i Danmark. Derudover er nogle af hovedkonklusionerne for scenarieanalyserne beskrevet kort.

Mængden af PtX overskudsvarme

Produktionen af PtX i Danmark kommer til at afhænge af muligheden for, at etablere mere sol og vindenergi i Danmark. Især forventes havvind og solceller at dominere udbygningen.

PtX teknologien skal bruge meget store mængder el til at forsyne Danmark med meningsfulde mængder af et givet PtX produkt. I en af scenarieanalyserne er det undersøgt, hvad konsekvenserne vil være for varmeproduktionen hvis produktionskapaciteten hæves med 4.500 MW ekstra vind indført til en placering f.eks. Avedøre og 2.500 MW sol, og en tilhørende elektrolyse kapacitet på 2.500 MW.

Resultatet af denne analyse viser, at varmeproduktionen er 750 MW minimum 25% af tiden uden for sommerperioden, men også at den er 0 (nul) i næsten 25% af tiden, dvs. ret variabel.

Når overskudsvarmen har denne variation har det betydning for betalingsvilligheden i fjernvarmesektoren. Betalingsvilligheden bliver mindre jo større variation, da fjernvarmesektoren er nødt til at opretholde en vis varmeproduktionskapacitet ved siden af for at sikre at varmebehovet bliver dækket på alle tider. Det er således vigtigt at overskudsvarmen har en vis "kvalitet", som også afhænger af en række faktorer som gennemgås nedenfor.

Kvaliteten af overskudsvarme

Variationen af varmeproduktionen over året er således afhængig af blandt andet af fordelingen mellem sol og vind. Sol har færre fuldlasstimer (omkring 1.000) om året og falder tidsmæssigt modsat fjernvarmeforbruget. Overskudsvarme ved udbygning med sol vil derfor i mindre grad tilfalde fjernvarmen da produktion af overskudsvarme om sommeren har mindre eller slet ingen værdi for fjernvarmen ligesom stor variation af varmeproduktionen kan gøre den svær at udnytte om vinteren.

Den fremtidige elpris fra solceller kan derfor også få en afgørende betydning. Bliver elprisen fra solceller tilstrækkelig lav, kan det blive rentabelt at producere brint og gemme det til om vinteren og på den måde udglatte varmeproduktionen så den ikke behøver at svinge i takt med sol og vind. Muligheden for at producere brint og etablere et egentligt brintnetværk med store lagre vil kræve en omfattende udbygning af infrastrukturen i Danmark og resten af Europa, men en sådan infrastruktur har potentiale til at blive en decideret game-changer for PtX produktionen og den samlede energiforsyning.

Betydningen af brint og brintnetværk

Etablering af en tilstrækkelig produktion af brint og udbygning af et egentligt brintnetværk, og ikke mindst brintlagre, kan som sagt få afgørende betydning for hele PtX processen.

Scenarieanalysen i notatet viser, at hvis det antages at brinten kommer via en rørledning vil det være muligt at varmeydelsen kan være konstant på 165 MW, hvor forudsat brintmængden er produceret med udgangspunkt i samme elforbrug og produktionssammensætning som første scenarie.

Placeringen af brintproduktionen og afstanden til fjernvarmenettet har også betydning for "prisen" af denne varmeydelse. Placeres brintproduktion på en energiø fjernes muligheden for at udnytte en væsentlig del af overskudsvarmen. Til gengæld kan det være billigere at transmittere brint over lange afstande end det er at transmittere strøm, især hvis slutproduktet alligevel skal omdannes til og eventuelt gemmes som kemisk bunden energi.

Placeringen af brintproduktion på en energiø kan derfor både være en fordel og en ulempe for fjernvarmen.

Hvis der etableres lagre og rørledninger til de forskellige stoffer og produkter vil det sandsynligvis sænke prisen på produkterne, og vil være med til at sikre en mere stabil fjernvarmeproduktion, men lige nu er der så stor usikkerhed omkring hvilke produkter og processer der vil blive anvendt, at der også er stor usikkerhed om betydningen for varmemængderne og temperaturniveauerne.

En anden faktor der har betydning for produktionen af brint er betydningen af tilstrækkelige lagerfaciliteter (for el, varme eller brint). Hvis ikke der etableres tilstrækkelig lagerkapacitet vil det give en ustabil fjernvarme produktion, da produktionen af brint sker meget ujævnt afhængig af mængden af vind og sol til rådighed.

Derudover skal det også tages med i betragtning at spildvarmen fra brintproduktion kommer samtidig med at det også er mest fordelagtigt at benytte VE strømmen direkte i fx varmepumper og elkedler, nemlig når strømmen er billigst, og det sænker yderligere værdien af PtX anlægges varmeproduktionen for fjernvarmen.

Placering af PtX anlæg og betydningen for fjernvarmen i hovedstaden

Et af de vigtigste elementer i økonomien for PtX produktionen forventes at blive betalingsvilligheden for PtX produkterne f.eks. flybrændstof, samt økonomiske randbetingelser, f.eks. CO₂ afgifter mm. Salget af varme kan også give et bidrag til PtX processen, som måske kan få en betydning for PtX fabrikkernes placering nær hovedstaden.

Som nævnt tidligere er produktionen af kulbrinter (methanol, flybrændstof mv.) også afhængig af kulstof kilder, f.eks. CO₂ indvundet fra røggas og her kan fjernvarmenettet i Københavns nuværende forbrændingssites være med til at øge incitamentet til at placere PtX produktionen i nærheden af fjernvarmenettet.

Rapportens analyser ser på, om en etablering af et PtX anlæg med brint produktion, er bedst placeret hvor strømmen føres i land eller på en energiø, hvor el'en formodes at være billigst. Placeres produktionen tæt på fjernvarmen, kan processen også få en ekstra indtægt ved salget af varme, udover selve produktionen af de forskellige stoffer.

Det er vurderingen i analysen, at en placering tæt på Avedøreværket vil give en god synergi med fjernvarmen og give en god mulighed for etablering af et PtX produktionsanlæg.

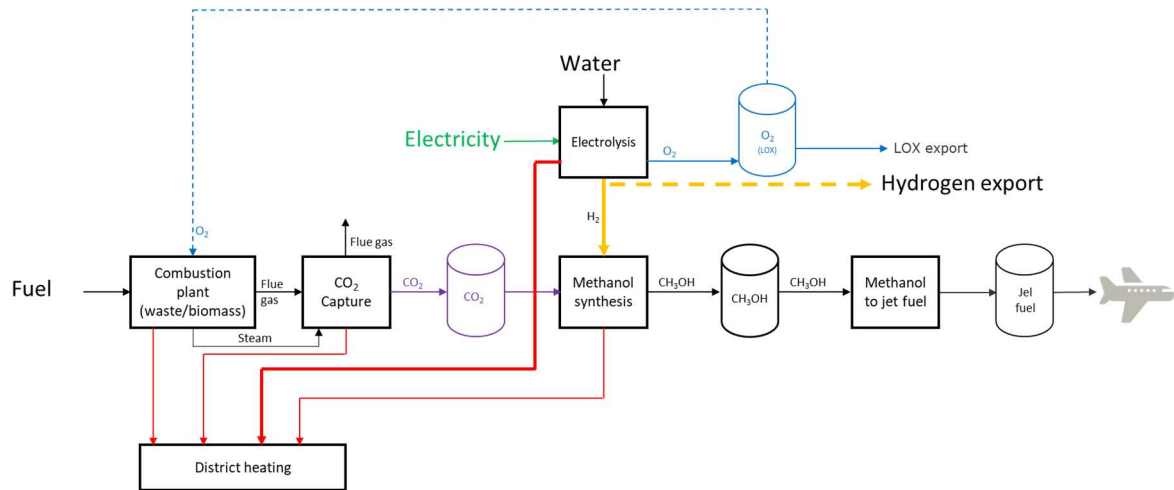
En sådan placering vil, sammen med i øvrigt en lang række andre forudsætninger som ligger til grund for scenarieanalysen, give flere fordele, blandt andet at København har et stort og stabilt elforbrug, der er CO₂ kilder til produktion af kulbrinter, der er en stor lufthavn tæt på og samtidig vil det være muligt at få en ekstra indtægt fra salg af fjernvarme fra produktionen af såvel elektrolyse samt produktionen af kulbrinter. Disse fordele gør, at det er vurderet sandsynligt, at København kan anses for at være et attraktivt sted at ilandføre en større mængde havvind, og etablere en eller anden form for PtX, med eller uden brint produktion.

Det er dog vigtigt at understrege, at priserne for ledninger, rør og m² pris for energiøen er afgørende for konklusionen. Hvis der vælges en PtX produktion uden brintproduktion, som i stedet benytter brint fra lager eller rørledning, er der flere muligheder for placering.

I de enkelte afsnit nedenfor er produktionen af PtX samt beskrivelsen af scenarier og faktorer med betydning for produktionen af PtX beskrevet mere i detaljer.

2. KVALITET AF OVERSKUDSVARME FRA PTX

Dette afsnit beskriver de forskellige procestrin der indgår i en række PtX produkter, samt mængde og temperatur af den varme. Der angives tal for øjeblikkelig state-of-the-art samt et anslået niveau for 2050.



Figur 1: Værdikæde for produktion af syntetisk flybrændstof via methanol syntese samtidig med elektrolyse. Eksport af flydende ilt (LOX) samt anvendelse af ilt-berigelse under forbrænding er aspekter som der ses bort fra.

2.1 Elektrolyse

Elektrolyse er det første skridt i næsten al PtX produktion, hvor vand spaltes til brint og ilt vha. elektricitet. Denne proces har været kendt i over 100 år, og var engang den primære metode til produktion af brint, indtil produktion fra naturgas via SMR (Steam Methane Reforming) blev opfundet.

Der er en række tab forbundet med elektrolyse. Et af disse tab er fordampning af varme. Da produkterne brint og ilt begge er gasser, mens vandet er væske, skal vandet omdannes fra væske til gasfase. Det vil sige, at der skal fordampes 9 kg vand pr. kg brint! Alt efter tryk og temperatur som elektrolysen foregår ved, så udgør det $9 \cdot 2,2 \text{ MJ/kg H}_2 = 19,8 \text{ MJ/kg H}_2$, som skal ses ifht. brændværdien af brint, som er 120 MJ/kg H_2 (LHV – nedre brændværdi). Det vil sige, at 1/6 af den resulterende brændværdi er "tabt". Undtagelsen er SOEC brændselsceller, der anvender damp i stedet for vand, og derfor ikke bruger elektricitet til at fordampe vandet, men kan anvende andre varmekilder til fordampning.

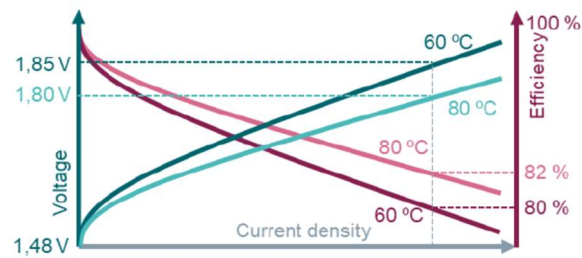
Ud over fordampning af vand medgår der også et energiforbrug til vandproduktion, energitab i transformator, ensretter, eventuelle kompressorer o.lign. En del af disse forbrug ville, i teorien, kunne udnyttes som lavtemperaturvarme. Det kan blive aktuelt ved større, centrale anlæg, hvor disse komponenter er specificerede til at være vandkølede, men er typisk ikke muligt for den type anlæg, som leveres i dag på 0,1-5 MW, ofte i containere.

2.1.1 Alkalisk elektrolyse

Den historisk set mest anvendte metode er såkaldt *alkalisk* elektrolyse, hvor vandet er tilsat en base for at gøre vandet elektrisk ledende. Der eksisterer industrielle anlæg på >100 MW elektrisk effekt baseret på alkalisk elektrolyse

2.1.2 PEM elektrolyse

PEM (Proton Exchange Membrane) elektrolyse er udsprunget af PEM brændselsceller, som er udviklet til mange applikationer, herunder bilindustrien.



Figur 2: Forhold mellem driftstemperatur, kapacitet og virkningsgrad. Det kan aflæses, at forøgelse af driftstemperatur fra 60 til 80°C sænker kapaciteten, men øger virkningsgraden med 2%point. Kilde: Siemens

2.1.3 SOEC elektrolyse

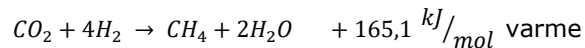
SOEC (Solid Oxide Electrolyser Cell) er udsprunget af SOFC, som er brændselscelle varianter. Den adskiller sig fra Alkalisk og PEM ved at benytte damp i stedet for vand. Den opererer ved meget høj temperatur (omkring 700°C) og bruger næsten al varmen ud til at forvarme den indkommende damp, men dog kun ned til dampens temperatur, dvs. 110-130°C. Der er derfor kun meget beskednen spildvarme til fjernvarmeproduktion.

Type	Alkalisk	PEM	SOEC
Diagram			
Transmission af ion	OH^-	H^+	O^{2-}
H ₂ O kilde	Vand	Vand	Damp
Fordele	• Kendt teknologi • Relativt billig • Ingen ædle materialer	• Kompakt • Kan operere ved højt tryk • Kan lastvariare meget hurtigt (sekunder) • Stakstørrelse i dag 5 MW med udvikling af større enkeltstakke	• Meget effektiv • Skal ikke bruge el til fordampning af vand • Høj kvalitet spildvarme • Kan operere både som elektrolyse og brændselscelle • Kan spalte andre gasser end vanddamp, som f.eks. CO₂ eller luft
Ulemper	• Stort og tungt • Lav kvalitet af spildvarme • Kemikalieforbrug	• Forbrug af platin på elektroder	• Skrøbelig konstruktion og lav levetid • Høj pris (pga. hyppige udskiftninger af celler) • (Kræver høj grad af integration for at udnytte høj effektivitet) • Lav produktionskapacitet og enhedsstørrelse
Typisk temperatur	40-90°C	20-100°C	600-750°C
Typisk tryk	1-30 bar	1-60 bar	1 bar(a)
Virkningsgrad (LHV/total elforbrug)	64	64%	79% (vand) 93% (damp)

Fjernvarmetemperatur opnåelig	80°C	80°C	95°C
Varmemængde (% af totalt elforbrug)	12%	12%	1,5%
Potentiel lavtemperaturvarme	3%	3%	3%

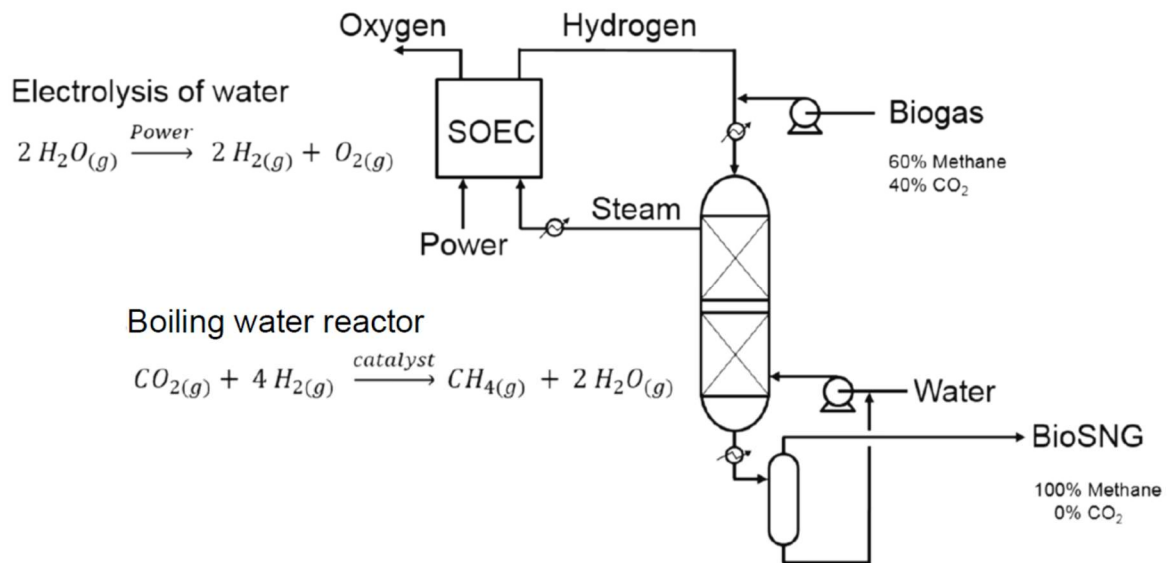
2.2 Methanisering

Methanisering, dvs. reaktion af brint og CO₂ til metan – eller ”syntetisk” naturgas – kan foregå på to måder; katalytisk og biologisk. Reaktionen er som følger:



Den **katalytiske** metode er kendt som Sabatier processen, hvor brint og CO₂ reagerer og danner CH₄ over en passende katalysator (nikkel). Processen er ret enkelt og kan laves som *single-pass*, dvs. at det ikke er nødvendigt at recirkulere ikke-reagerede gasser, idet der kan opnås 100% reaktion af enten brint eller CO₂. Typisk er der et lille, kontrolleret overskud af enten brint eller CO₂, alt efter hvilken gas der bedst kan tolereres i mindre mængder.

Processen er kraftigt exoterm, og ved støkiometrisk reaktion stiger temperaturen 724 K. Derfor recirkuleres typisk en del af produktet for at reducere temperaturen, ikke mindst fordi lavere temperatur favoriserer ligevægt mod metan.



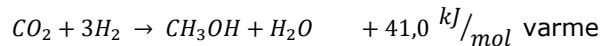
Figur 3: Diagram over integreret methanisering i Haldor Topsøe testanlæg, hvor elektrolyse og methanisering dog var adskilt for bedre at kunne styre processen til testforløb.

Haldor Topsøe har demonstreret processen på Foulum Testcenter (i samarbejde med Aarhus Universitet og støttet af EUDP), hvor Sabatier processen foregår i rør nedsænket i vand. Dermed virker reaktoren som en shell & tube varmeveksler, hvor der kan genereres damp på ydersiden. I Haldor Topsøes demonstration blev biogas bestående af 60% CH₄ og 40% CO₂ anvendt direkte, hvor metanen i biogassen medvirkede til at holde temperaturen nede.

Den **biologiske** metode foregår med en organisme, som hedder archaea – en separat livsform fra bakterier. Her bobles brint og CO₂ gennem en væske, som indeholder disse archaea. De reagerer meget hurtigt på ”lastændringer” og opererer ved en temperatur på 60-65°C (BioCat P2G projekt på Biofoss Avedøre).

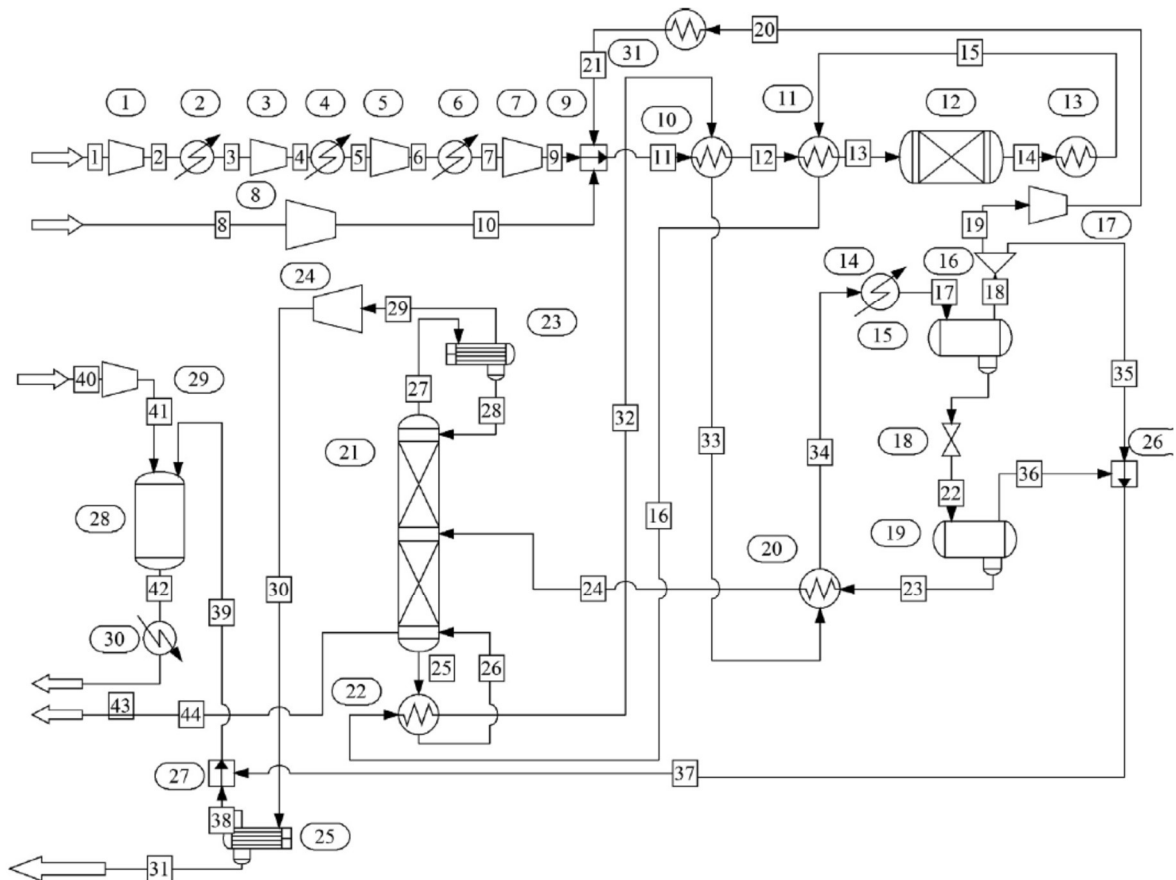
2.3 Methanolsyntese

Methanol kan lige som methan laves på flere måder, som mest er variationer over det samme tema med katalytisk reaktion.



De 41,0 kJ/mol er varmeudvikling og forårsager en temperaturstigning i reaktoren. Men da produkterne methanol og vand slutter på væskeform, giver processen også kondensationsvarme, så der i alt kommer **131 kJ/mol** ud som procesvarme. I parentes kan bemærkes, at herved genvindes 1/3 af fordampningsvarmen "tabt" ved elektrolyse. Methanolsyntesen producerer meget varme, da den starter som gas og slutter som væske.

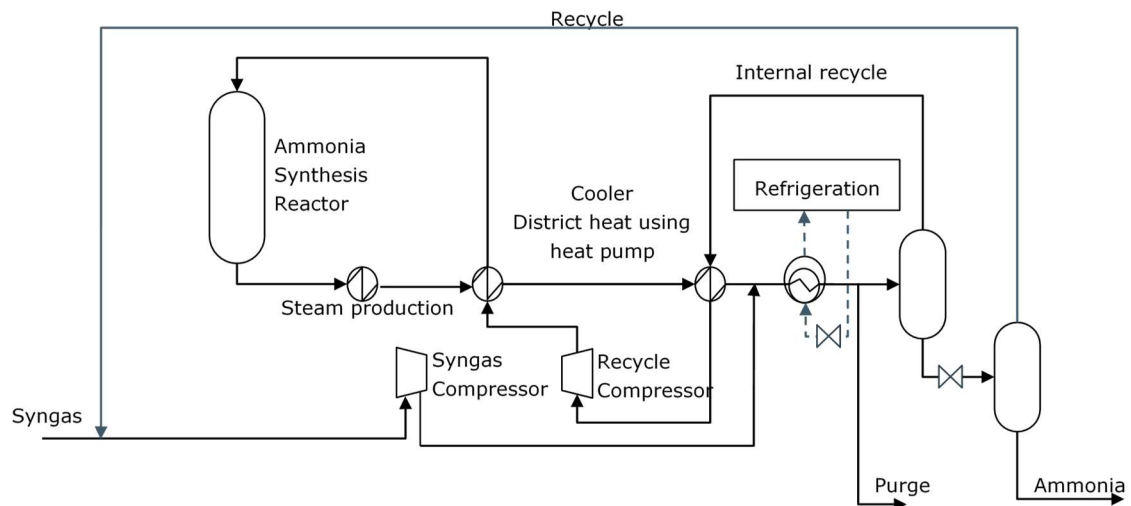
Processen foregår ved højt tryk, typisk 70-80 bar og en temperatur på ca. 200-300°C. Typisk omdannes kun en del af reaktanterne (CO_2 og H_2) ved passage, og de ikke-reagerede reaktanter recirkuleres efter kondensation af methanol ud af produktgassen.



Figur 4: Procesdiagram for methanolsyntese (eksempel). Komponent 12 er methanol reaktoren, og nr. 21 er distillation, dvs. separation af vand og methanol.

2.4 Ammoniaksyntese

Ammoniaksyntese virker i sit princip næsten lige som methanolsyntese. Nitrogen og brint blandes og reagerer med hinanden i en reaktor under højt tryk og temperatur. Her er udfordringen, at kun en del af gasserne reagerer, men udfældningen af produceret ammoniak foregår ved lavt tryk og temperatur, så der medgår en del elforbrug til re-kompression af recirkulationsgasserne.

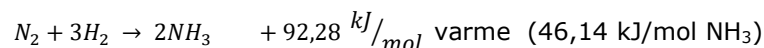


Figur 5: Procesdiagram for ammoniaksyntese baseret på syngas bestående af nitrogen og brint.

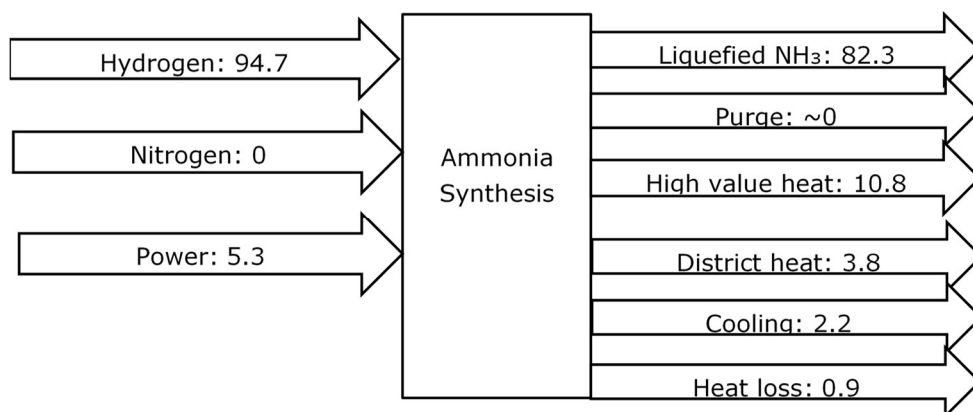
I forhold til konventionel ammoniakproduktion, som hovedsageligt foregår ved *Steam Methane Reforming* (SMR), er processen langt simplere og den anvendte brint er renere.

Til ammoniakproduktion indgår der også en luftseparationsenhed til at producere rent nitrogen til processen.

Som ved metan og methanol er processen varmereproducerende, som med reaktionen:



Den producerede varme fordeles sig som vist herunder, hvor op til 17% af energiindholdet i den forbrugte energi (hovedsageligt brint) er totalt set til rådighed som fjernvarme.

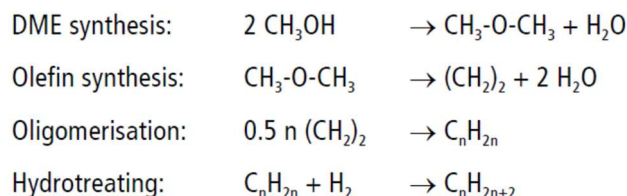


Figur 6: In- og output af energi til ammoniaksyntese.

Processen kan drive en absorptionsvarmepumpe til at udnytte varmen fjernet ved køling, om end det meste heraf allerede kommer fra en ammoniakbaseret kølemaskine, som kan udlægges til at aflevere sin varme ved fjernvarmetemperatur.

2.5 Metan/methanol til flybrændstof

For denne rapport gøres ikke et stort nummer ud af forskellige petrokemiske processer, som kan omdanne metan eller methanol til flybrændstof. Den væsentligste parameter er den omtrentlige mængde af overskudsvarme. Herunder er dog en oversigt over de overordnede procestrin fra methanol til en blanding af benzin/kerosen/diesel, hvor kerosen er flybrændstof.



Figur 7: Overordnede procestrin i produktion af flybrændstof (sammen med benzin/diesel) fra methanol.

Eftersom denne proces producerer vand på væskeform, ligesom methanolsyntesen, genvindes her yderligere 1/3 af fordampningsvarmen fra elektrolysen. Den sidste tredjedel forbliver i brændstofferne som forskellen mellem øvre og nedre brændværdi.

Flybrændstof har et H/C forhold (antal brintatomer ifht. antal kulstofatomer) på 2, hvor både metan (CH_4) og methanol (CH_3OH) har et H/C forhold på 4. Så der skal med andre ord fjernes 2 brintatomer, og i begge tilfælde kommer der for hvert C atom et H_2O molekyle ud. Hvis metan er udgangspunktet, skal der tilføjes ilt (er evt. til rådighed fra elektrolyse) for at vriste brinten løs. For methanol er ilt allerede til stede, og fjernes den som H_2O , er det ønskede C_nH_{2n} tilbage.

Det skal i parentes bemærkes, at processerne der laver flybrændstof (som i sig selv er en samling af forskelligartede kulbrinter med bestemte egenskaber, når de er blandede) ikke kan lave udelukkende flybrændstof, men også genererer andre produkter sammen med (herunder benzin og diesel), som enten skal finde anden anvendelse eller forsøges konverteret til flybrændstof gennem yderligere (dyr og tabsgivende) raffinering. Overordnet må det forventes, at eftersom disse syntetiske kulbrinter har højere pris, vil der være yderligere fokus på at udnytte mest muligt. For eksempel kan det komme på tale at opvarme strømme med el i stedet for lavværdige kulbrinter (mange raffinaderier har en 'raffinaderigas', som er en blanding af 'urene' strømme fra forskellige processer, og denne gas anvendes typisk til opvarmning af processer på raffinaderiet).

Selv hvis al kulstoffet udnyttes, er der et tab af brændværdi, men dette tab er langt højere for metan end for methanol, hvilket modsvarer det ekstra brintmolekyle pr. kulstofatom, der er gået til fremstillingen.

2.6 Samlede data for overskudsvarme fra PtX processer

Tabel 1: Data for overskudsvarme fra PtX processer. Tallene for jet fuel antager methanol som kilde og kommer i tillæg til methanolsyntesen.

Parameter	Enhed	Metan	Methanol	Ammoniak	Jetfuel
Slutmolekyle		CH₄	CH₃OH	NH₃	C_nH_{2n}, n = 5-11
Molvægt	g/mol	16	32	17	14
kg H ₂ /kg produkt	kg/kg	0,25	0,1875		0,2
Brændværdi før	MJ/kg prod.	60	22,5		
Brændværdi efter	MJ/kg prod.	50,01	19,9	18,6	43
Reaktionsvarme	MJ/mol prod.	165,1	131	46,14	69
Reaktionsvarme	MWh/ton prod	2,87	1,14	0,75	1,37
Spildvarme					
Højværdi (damp)	kWh/ton prod.	2580	796	528	958
FV temperatur (80°C)	kWh/ton prod.	201	227	151	274
Lavtemperatur	kWh/ton prod.	57	114	75	137

3. MÆNGDE AF PTX OVERSKUDSVARME

Mængden og typen af PtX, der kan eksportere overskudsvarme til fjernvarmenettet i København afhænger af en række faktorer, som hver især er behæftet med nogen usikkerhed. Det gælder såvel mængden (GWh) som den tidsmæssige fordeling.

For at afgrænse udfaldsrummet af den totale mængde, behandles først kvalitativt, hvilke faktorer der har indvirkning på mængden af PtX installeret så tæt på København, at eventuel overskudsvarme kan udnyttes i Københavns fjernvarmenet.

3.1 Formål med PtX

Der er 2 overordnede formål med PtX, altså at omdanne strøm til X, hvor X oftest er kemisk bunden energi (direkte anvendelse af strøm til varmeproduktion i elkedler eller varmepumper regnes ikke som PtX, men "direkte elektrificering"):

1. **Udnytte overskud af el** i perioder med stor produktion. VE fra sol og vind udgør blot 9-10% af Danmarks samlede energiforbrug i 2017, men der er allerede periodevis overskud af el. For at kunne dække Danmarks middelforbrug af energi, må der nødvendigvis være perioder med højere produktion end det øjeblikkelige forbrug for at kompensere for perioder med lav produktion.
2. **Producere "brændsler"** til sektorer, der ikke let, eller slet ikke, kan elektrificeres direkte. Rigtig meget nuværende energiforbrug i form af fossile brændsler - eller mere præcist: kulbrinter - såsom biltransport og rumopvarmning, forventes at kunne elektrificeres direkte gennem elbiler og varmepumper. Men visse industrielle produktioner, samt lang-distance transport vil være afhængig af store, kompakte og billige lagre af energi for at kunne operere.

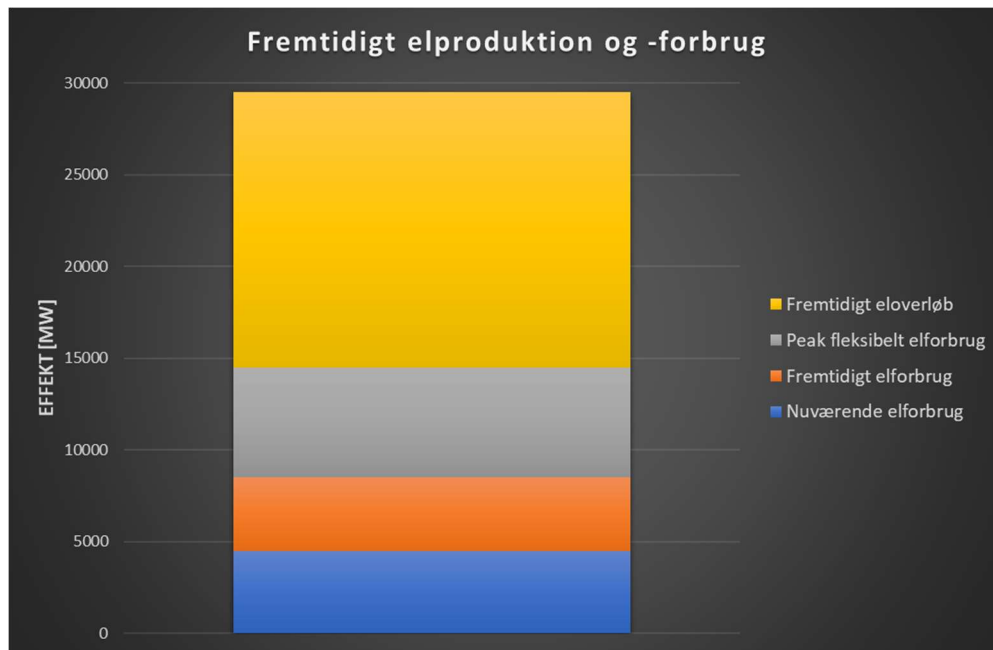
Disse 2 faktorer, skaber hhv. et *push* og et *pull* for PtX i markedet. De er forskellige i natur, hvor det er langt lettere at skabe en stabil business case for salg af et givent produkt til et givent marked end at "tjene penge på forventede variationer i elpriser". Men begge faktorer påvirker mængden af PtX og ikke mindst dens *placering*, som er væsentlig for Hovedstadens fjernvarmenet.

3.2 Væsentlige faktorer for PtX overskudsvarme

Herunder opstilles i hvert sit underafsnit en række faktorer af forskellig karakter, som har indflydelse på mængden af overskudsvarme:

3.2.1 Mængde af sol og vindenergi.

Desto bedre samfundet er til at udnytte VE gennem direkte elektrificering, desto mindre VE kræves totalt, idet direkte elektrificering kan være en energieffektiv løsning. Men ikke desto mindre udgør elforbruget i dag blot en brøkdel af det samlede energiforbrug. Figur 8 herunder viser et eksempel for fremtiden, hvor næsten al energiforbrug kommer fra sol og vindenergi, hvor det meste landbårne transport og al varme er primært forsynet med el, og resten omsættes til brændsler via PtX. Kort fortalt skal sol og vind pga. sin samlede kapacitetsfaktor på 30-40% have en max effekt på 2,5-3 gange middelforbruget. Heraf følger, at der i perioder med høj last kommer langt mere elproduktion end der kan anvendes *som elforbrug*.



Figur 8: Eksempel for fordeling af elproduktion i et scenarie med tæt på 100% sol + vind energiforbrug.

3.2.2 Fordeling mellem sol og vind.

Sol har færre fuldlasttimer (omkring 1000 om året) og er modsat fjernvarmeforbruget. Hvis sol kommer til at "kapre" en større bid af produktionen af VE, vil det automatisk betyde, at overskudsvarme fra elektrolyse i mindre grad vil tilfalde fjernvarmen.

Der er i øjeblikket en pipeline på 16 GW solprojekter, iflg. Energinet. Så meget elproduktion midt på dagen om sommeren ville ikke kunne finde anvendelse, selv ikke med opladning af elbiler eller enorme damvarmelagre.

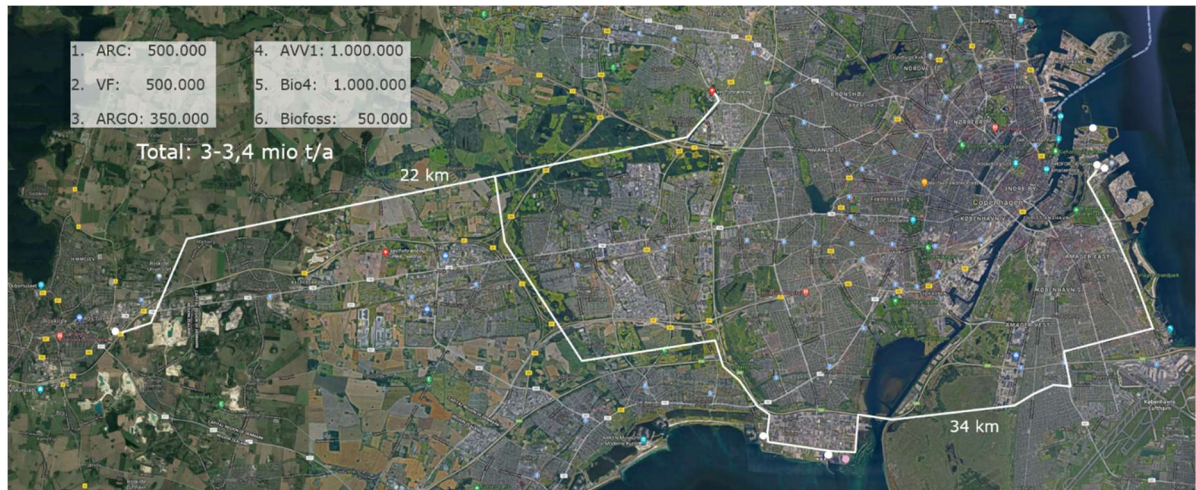
Elektricitet fra sol møder en naturlig begrænsning, når det overstiger forbruget. Men hvis elprisen fra solceller bliver ved med at falde, kan det blive rentabelt at producere brint og gemme til om vinteren, hvis der kommer et brintnetværk og brintlager.

3.2.3 Behov for kulbrinter.

Produktion af kulbrinter (methanol, flybrændstof, osv.) kræver CO₂ og giver en motivation til at placere produktionen tæt på CO₂ kilder. I Danmark er et forbrug af flybrændstof på ca. 1 mio t/a. Hvert ton CO₂ giver 300 kg flybrændstof (ved 100% konvertering af kulstof), så det samlede forbrug af kulstof til flybrændstof svarer til 3,3 mio CO₂/a. Skulle al denne CO₂ omdannes til flybrændstof via methanol (ikke al kulstof kan realitisk set omdannes til flybrændstof, da processerne der omdanner methanol til længere kulbrinter ikke er tilstrækkeligt *selektive*, men omdanner en mindre del til andre produkter), ville det kræve ca. **25 TWh/a** (0,136 kg H₂/kg CO₂ og 55 kWh/kg H₂) og producere 2,4 mio t/a methanol. Til sammenligning er hele Danmarks nuværende elforbrug på 35 TWh/a.

3.2.4 Lokation af "acceptable" kulstof (CO₂) kilder til PtX-kulbrinter.

Tilstedeværelsen af en CO₂ kilde giver, ud over central adgang til fjernvarmenettet på de nuværende forbrændingssites, et ekstra incitament til at placere et PtX anlæg på et sådant site, hvad enten brinten kommer gennem rørledninger eller som strøm til elektrolyse.



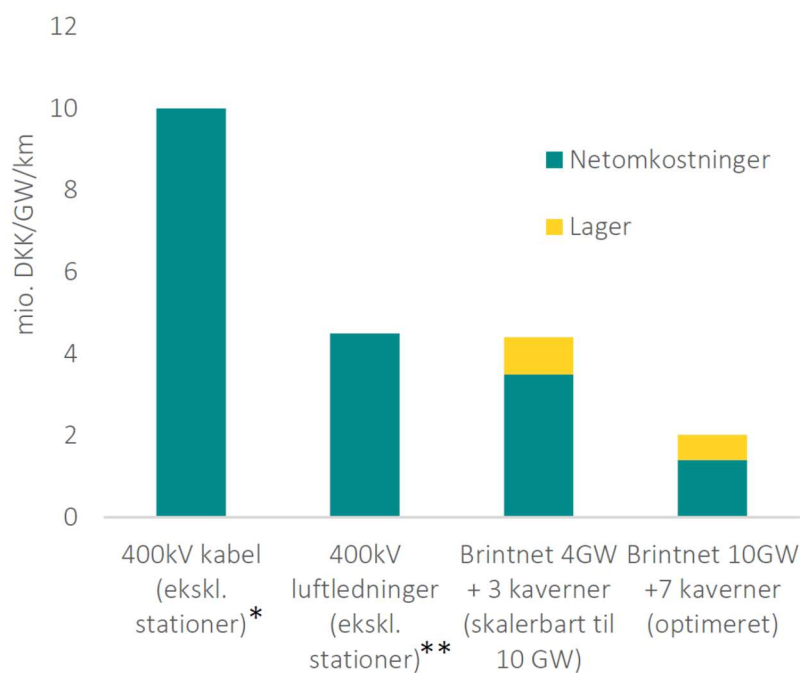
Figur 9: Placering (hvide prikker) af CO₂-punktkilder i og tæt ved København og eksempel på fælles rørledning, der forbinder værkerne med enten CO₂ eller brint.

3.2.5 Lokation af VE producenter

Det forventes at vind og sol bliver primære energikilder i fremtiden. Dels fordi de indiskutabelt er fornybare og dels fordi de har de laveste marginale produktionspriser pr. kWh, fraregnet omkostninger til lagring, PtX m.m.

Her er 3 primære kategorier; landvind, havvind og solceller, hvoraf de 2 sidste kategorier forventes at dominere udbygningen.

EU estimerer at havvind kan bidrage med 300 GW kapacitet i fremtiden, hvoraf hovedparten kommer fra Nordsøen. Men også Østersøen kan give et væsentligt bidrag i dansk sammenhæng. Energinet har beregnet, at det er langt billigere at sende store mængder af "overskuds" vindenergi fra længere ude på Nordsøen til land som brint end som el. Det gælder også distributionen af energi på land, som vist på Figur 10. Så konklusionen på dette aspekt er, at transmission af vindmøllestrøm hele vejen fra Nordsøen til København vil blive dyrt.



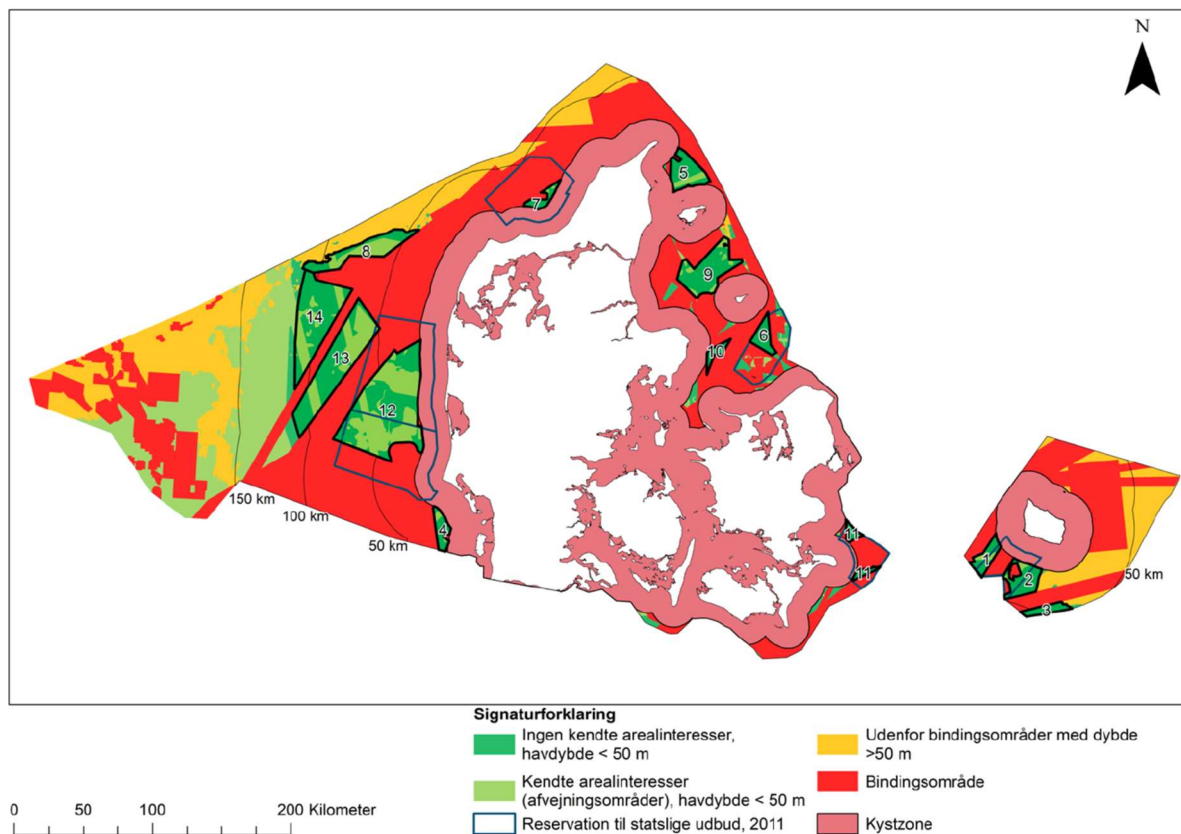
*Det er kun fysisk muligt at kabellægge en begrænset del af en 400kV strækning.

**Luftledning med delvis kabellægning.

Figur 10: Omkostninger ved energitransport. Kilde: Dansk Energi og Energinet, 2020.

Figur 8 illustrerer kvalitativt, at kun halvdelen af den producerede VE-strøm kan anvendes som strøm når der er maksimal produktion. Det bliver derfor dyrt at distribuere den som strøm, hvis det alligevel skal gemmes til eller anvendes som kemisk bunden energi. Det betyder i runde tal, at det kun kan betale sig at ilandføre godt halvdelen af kapaciteten af havvind. Rent faktisk kan kategorien "Peak fleksibelt elforbrug" fra Figur 8 komme under konkurrence fra PtX, specielt brint. Denne kategori vil kræve investeringer i eltransmissionskapacitet for at kunne udnytte strømmen som især kraftig opladning af elbiler og elkedler til fjernvarme.

Faktorer, der trækker den modsatte vej, er hvis der er en god business case for at placere elektrolyseapparaterne på land, som det kan være tilfældet med produktion af flybrændstof vha. vind fra Østersøen og CO₂ fra punktkilder i København. Figur 11 viser områder udpeget af Energistyrelsen som egnede til havvind og Figur 12 viser de beregnede potentialer ud fra 0,22 km²/MW plus 30% margin til friere placering af møller.



Figur 11: Områder identificeret egnede og tilgængelige for havvind. Kilde: Energistyrelsen

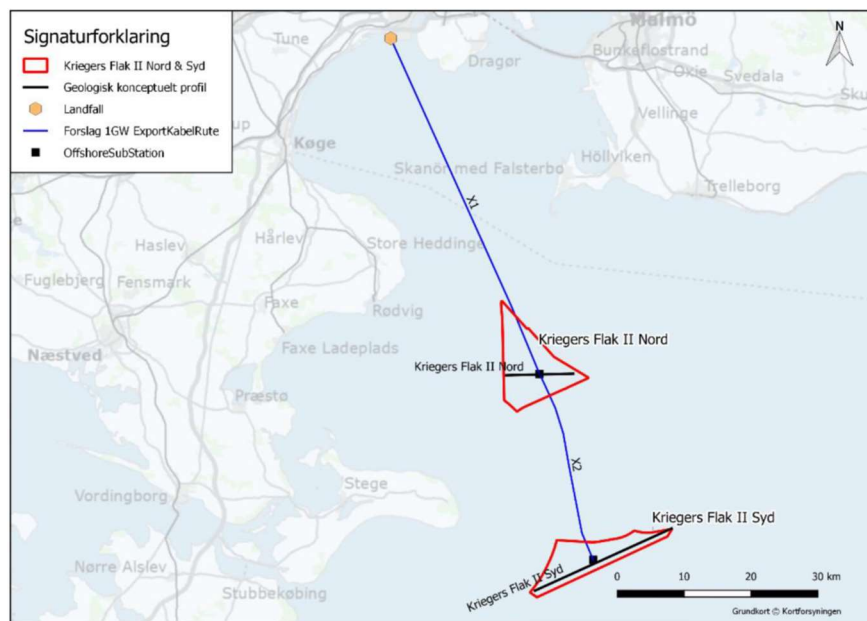
Nordsøen – i alt 7.888 km ²				Østersøen – i alt 1.087 km ²				Indre farvande – i alt 1.805 km ²			
Nr.	Navn	Areal [km ²]	Potentiale [MW]	Nr.	Navn	Areal [km ²]	Potentiale [MW]	Nr.	Navn	Areal [km ²]	Potentiale [MW]
4	Fanø Bugt	236	818	1	Bornholm I	270	936	5	Frederikshavn	522	1.809
7	Jammerbugt	162	561	2	Bornholm II	462	1.601	6	Hesselø	247	856
8	Jyske Banke	802	2.779	3	Bornholm III	182	631	9	Kattegat I	914	3.167
12	Nordsøen I	3174	10.998	11	Kriegers Flak (Nord og Syd)	173	599 ¹¹	10	Kattegat II	122	423
13	Nordsøen II	1872	6.486								
14	Nordsøen III	1642	5.690								

Figur 12: Tabeller over vindenergipotentiale, hvor primært 1, 2, 3, 6 og 11 synes relevant for København. Kilde: Energistyrelsen

Områder tæt på København (6 og 11) giver potentielt 1.455 MW. Hvis havvind fra Bornholm ledes til København/Sjælland, giver det yderligere 3.168 MW. Hvis forbindelser fra Kattegat I og II

også ledes til Sjælland, under hensyntagen til stort forbrug i og omkring København, samt *rigeligt* med vindenergi i Jylland, fås yderligere 3.590 MW. Hertil kunne komme projekter på vestsiden af Sjælland, som også presser prisen på strøm ned, når vinden blæser. I alt giver det et potentiale på godt 8 GW vindenergi til København/Sjælland, svarende til godt 45 TWh/a. Elprisen fra disse kilder er estimeret til at være ca. 400 kr/MWh [Energistyrelsen, maj 2020].

En anden væsentlig faktor for økonomien i PtX er transmissionstariffer for brug af elnettet. I dag er det næsten umuligt at undgå at betale TSO (Energinet) tarif, som i 2021 er estimeret til 110 kr/MWh. Der er dog et arbejde i gang med at se på, hvordan denne omkostning kan reduceres for PtX, da den er kvælende for enhver business case. For at maksimere sandsynligheden for at kunne undgå at betale TSO tarif af forbrugt strøm til elektrolyse, skal el fra havvind ilandføres gennem ledninger betalt af projektet (i modsætning til de fleste nuværende havvindparker) og anvendes "på kajen", dvs. direkte ved ilandføringspunktet. For Kriegers Flak II er dette foreslået at være tæt på Avedøreværket, hvilket giver god synergi med fjernvarmen og muligt areal til PtX produktionsanlæg.



Figur 13: Foreslået ilandføring af el fra Kriegers Flak II parken ved Avedøre. Kilde: Energistyrelsen, maj 2020.

Hvis også elforbindelsen fra Bornholm I, II og III blev ilandført her, kunne det give et samlet input på godt 4.500 MW.

3.2.6 Grad af omstilling fra kulbrinter til ren brint

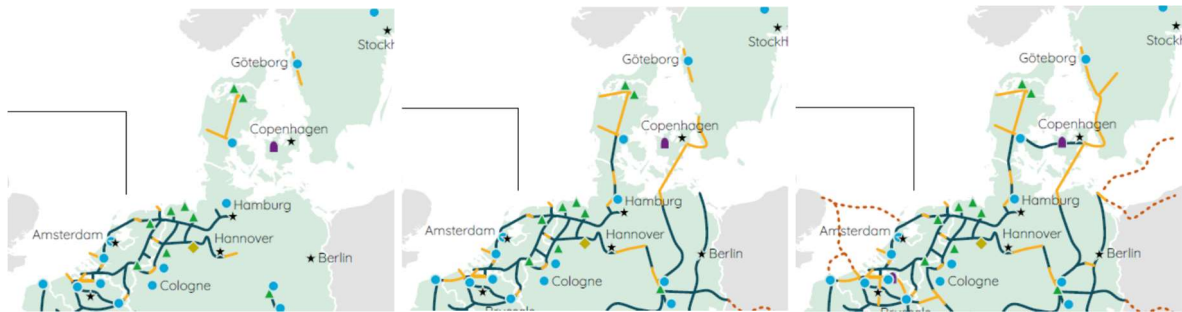
I flere lande, såsom Japan, Sydkorea, men også Tyskland, Holland, UK og Frankrig er der strategier for omfattende forbrug af brint direkte i stedet for via en "brintbærer" som syntetisk naturgas (metan), øvrige kulbrinter eller ammoniak. I lande med væsentligt lavere varmemeforbrug til varmt vand og rumopvarmning kan der opstilles scenarier, hvor selv direkte anvendelse af brint til varme – via konvertering af brændere og kedler – er fordelagtigt frem for alternativer, såsom fjernvarme eller varmepumper, der begge kan kræve omfattende udbygning af infrastruktur.

Hvis omfattende forbrug af brint vinder indpas i andre lande, må det formodes, at denne tendens også vil brede sig til Danmark, ikke mindst fordi de tekniske løsninger bliver lettilgængelige. Dette understøtter udviklingen af et brintnetværk i Danmark og kan accelerere en eventuel konvertering af naturgasledninger til brintledninger ved at reducere de tekniske forhindringer.

3.2.7 Brintnetværk og store brintlagre

Brintnetværk og ikke mindst brintlagre giver så store fordele for PtX, at de vil udgøre en decideret game-changer. Uden en form for lager til at udglatte produktion fra VE kilder, vil *hele* PtX

værdikæden skulle svinge i takt med produktion af sol og vind og ikke mindst skulle bygges til at producere på maksimum eleffekt i stedet for middel eleffekt. Med en stabil strøm af brint til produktion af metan, methanol eller ammoniak, som de mest typiske primære produkter, vil denne produktion kunne køre stabilt på mindre anlæg med *langt* bedre økonomi. I runde tal halvt så store anlæg med samme output

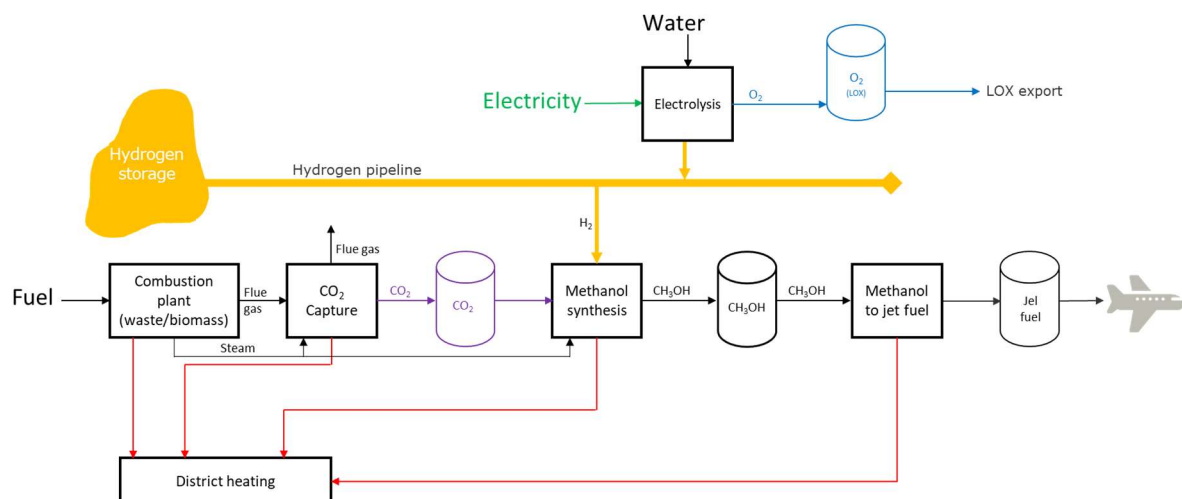


Figur 14: Forudset udbygning af nordeuropæisk brintnetværk i hhv. 2030, 2035 og 2040. Gule linjer er nye brintrør og blå linjer er konverterede naturgasrør. Kilde: European Hydrogen Backbone, July 2020. Forfattet af en samling af europæiske netoperatører, heribland Energinet.

Kort fortalt, så giver et brintnetværk med lagre en stærk reduktion af integration mellem brintproduktion og de efterfølgende produkter, såvel fysisk som tidsmæssigt.

Hvis havvind, primært fra Nordsøen, bliver transmitteret via brintrør kan elektrolysen enten foregå ude på havet (energigør) eller umiddelbart efter ilandføring. I første tilfælde vil der typisk være tale om en hybrid forbindelse, hvor der er en elforbindelse på 30-70% af parkens/øens kapacitet og resten kommer gennem brintrør. I begge tilfælde er det meste af overskudsvarmen fra elektrolyse stort set tabt, idet der kun er begrænset fjernvarmepotentiale ved Vestkysten.

Et andet væsentligt argument for brintlager er, at hvis ikke brinten lagres, så ville CO₂ skulle lagres i midlertidige lagre i stedet for at kunne anvendes til kulstofbaseret PtX. Men lagring af brint giver langt større fordele i form af udglatning af produktion af VE-baseret energi.



Figur 15: Værdikæde for produktion af syntetisk flybrændstof via methanol vha. brint fra pipeline forbundet til lager.

3.3 Scenarier for mængde af overskudsvarme

Der er 1-3 hovedleverandører af overskudsvarme i en PtX værdikæde

1. Elektrolyse
2. Primær syntese (metan, methanol, ammoniak)
3. Raffinede produkter, såsom kulbrintebaserede brændstoffer eller kemikalier

Som det er vist i afsnit 1.2, er mængden af overskudsvarme pr. MWh elektricitet størst for elektrolyse.

Ud fra kendte data for elforbrug og sol- og vindproduktion time for time i 2018 undersøges konsekvenserne af et antal scenarier, som anset for at dels indkapsle udfaldsrummet, dels et scenarie, der anses for at være sandsynligt.

3.3.1 Scenarie 1. Høj sandsynlighed

Scenarie 1 har nedenstående forudsætninger:

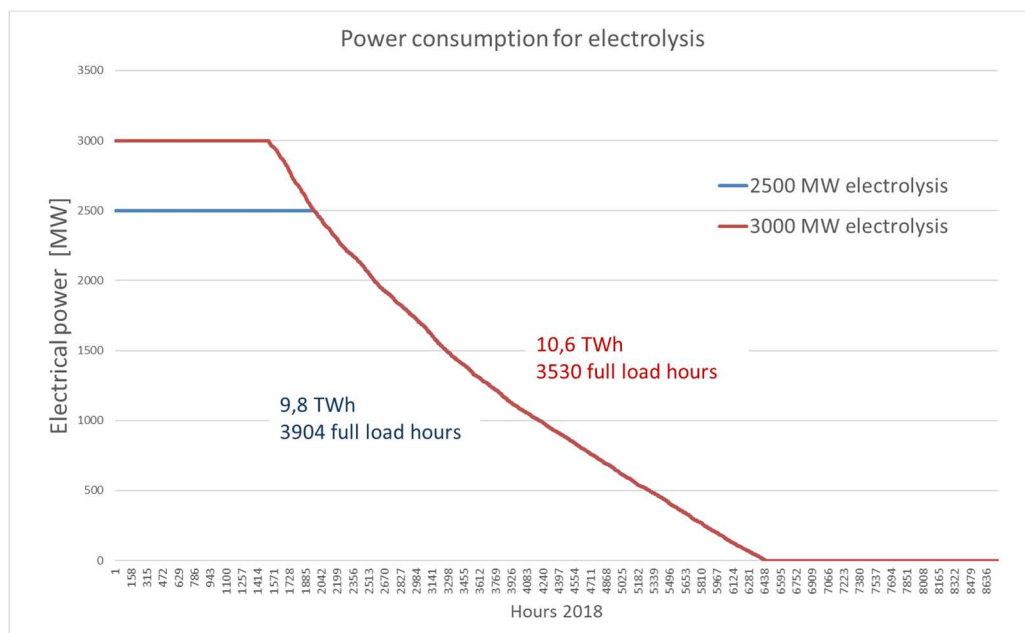
- **Produktion af flybrændstof** fra methanol som mellemprodukt.
- **Elforbrug: +20%.** Anslået stigning i relativt ufleksibelt elforbrug, som indeholder en del af forbrug til eldrevne varmepumper og opladning af elbiler.
- **Solkapacitet: +2.500 MW.** Placeret på Sjælland. En sådan kapacitet synes hurtigt at kunne blive realiseret i lyset af nyligt udmeldte projekter.
- **Vindkapacitet: +4.500 MW.** Identificeret potentiale til at trække direkte til Avedøre uden at behøve at trække det gennem elnet fra Nordsjælland.
- **Dobbelt termisk biomasse og samme affald elproduktion.** Amager Bio4 er sat i drift siden 2018
- **Ingen fossil termisk elproduktion.**
- **Samme mængde el transporteret over Storebælt.**
- **Elektrolysekapacitet: 2.500 MW.**
- **Konvertering af 80% af brint.** Det forudses at en del af brinten vil blive anvendt til andre formål, såsom vej/tog transport samt til el/varme backup.
- **Peak elforbrug: 4.000 MW.** Dette er ikke et behov, men overskuddet, når ufleksibelt elforbrug og elektrolyse har taget deres del.
- **Intet brintlager.** Det vil sige, at spildvarme fra produktion af methanol og flybrændstof leveres på samme tid som varmen fra elektrolyse.
- **CO₂ lager.** Eftersom CO₂ produceres løbende, men forbruges i perioder, må konceptet indeholde et CO₂ lager af passende størrelse, formodentlig i flydende form. Lageret behandles ikke yderligere.

I dette scenarie er fremtidig *electrificering* af sektorer som transport og varme inkluderet dels som et generelt, ufleksibelt forbrug svarende til 20% af det nuværende elforbrug med samme tidsmæssige forbrug. Dette er en forsimpning, der er indført primært fordi det er let. Det ufleksible forbrug er medtaget for at tage højde for, at elbiler, varmepumper og andre forbrugere ikke kan vente i mange dage med at forbruge.

Det vurderes, at ilandføring af en anseelig mængde havvind i København er sandsynligt, fordi:

- Der er ressourcer tæt nok på til at det er rentabelt at trække dem til København
- Der er et stort, stabilt elforbrug i København
- Det er langt billigere at transmittere el fra Østersøen til København end fra Nordsøen
- Der er afsætning for, og dermed mulig indtægt fra, salg af fjernvarme fra spildvarme fra såvel elektrolyse som kulbrinter
- Der er CO₂ kilder til produktion af kulbrinter
- Der ligger en stor lufthavn, som ville kunne aftage næsten hele produktionen af kulbrinter

Resultaterne er modelleret ved at anvende timeværdier for elforbrug og produktion fra sol, vind og andre produktionsenheder for DK2 (Sjælland) fra 2018 som eksempel, som er skaleret efter forudsætningerne beskrevet ovenfor. Figur 16 herunder viser fordelingen af last arrangeret efter totalt overskud af VE elproduktion ifht. elforbrug.

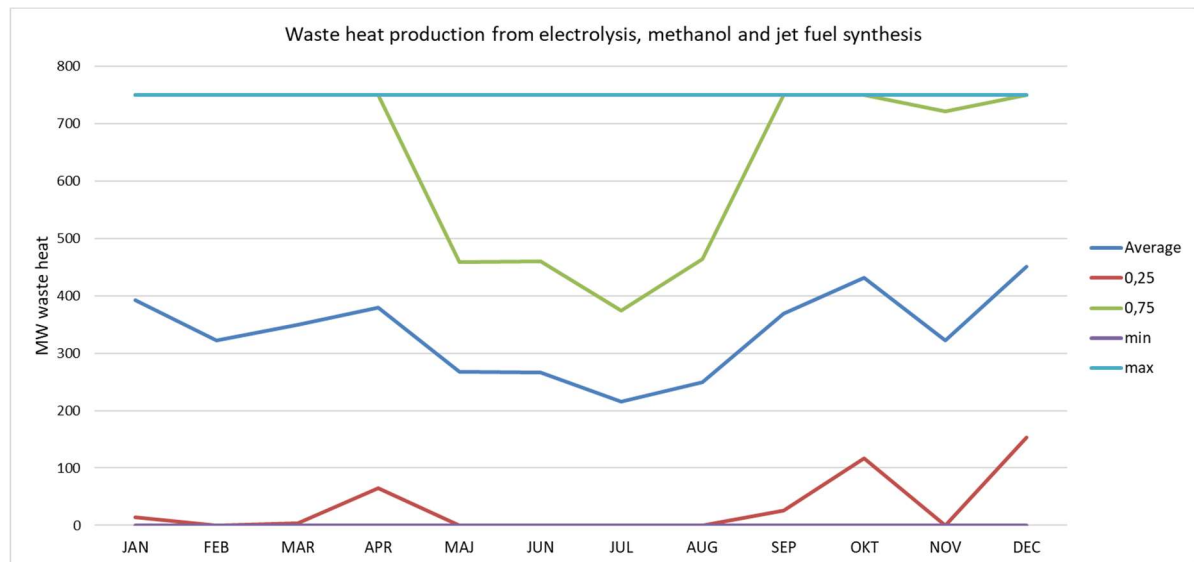


Figur 16: Varighedskurve for elforbrug til elektrolyse for scenarie 1 for hhv. 2.500 og 3.000 MW elektrolyse.

Tabel 2: Hovedresultater fra simulering af scenarie 1. Bemærk at produceret mængde flybrændstof indeholder fraktioner af samproduceret benzin og diesel.

Parameter	Enhed	Værdi
Total elforbrug til elektrolyse	TWh/år	9,76
Kapacitetsudnyttelse	%	45
Vindproduktion	TWh/år	15,77
Solproduktion	TWh/år	3,34
Total VE	TWh/år	19,11
Andel af VE til elektrolyse	%	51
Total brintproduktion	kton/år	188
Spildvarme elektrolyse	TWh/år	1,47
Total methanolproduktion	kton/år	802
Spildvarme methanolsyntese	TWh/år	1,01
Total flybrændstofproduktion	Kton/år	*351
Spildvarme flybrændstof	TWh/år	0,43
CO ₂ behov	kton/år	1103
Produceret iltmængde	kton/år	1692

Herunder ses fordelingen af spildvarme i dagsgennemsnit for hver måned, baseret på elproduktionsmønster fra 2018.



Figur 17: Samlet produktion af overskudsvarme fra elektrolyse, methanol syntese og produktion af flybrændstof fra det producerede methanol. Minimum, maksimum, gennemsnit og øvre og nedre kvartiler er angivet.

Som det ses på Figur 17, er varmeproduktionen 750 MW minimum 25% af tiden i uden for sommerperioden. Omvendt er den 0 (nul) i næsten 25% af tiden, så altså ret variabel. Bemærk, at forløbet er specifikt for 2018 og vil være lidt anderledes for andre år.

3.3.2 Scenarie 2: brint leveret fra pipeline – ingen elektrolyse

Scenarie 2 har nedenstående forudsætninger:

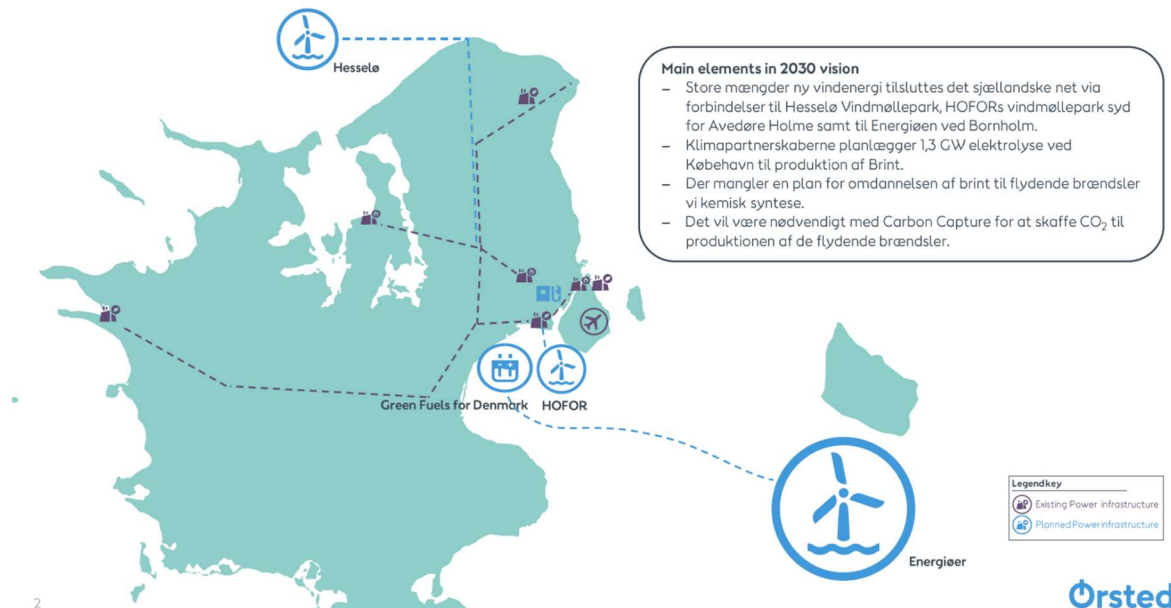
- **Produktion af flybrændstof** fra methanol som mellemprodukt.
- **Brintlager inkluderet i brintnetværk.** Det vil sige, at methanolsyntese og flybrændstofproduktion kan optimeres til stabil last over året.
- **CO₂ lager.** I dette scenarie produceres og forbruges CO₂ i omtrent samme tempo. Ikke desto mindre må et mindre lager af CO₂ imødeses for at undgå fordyrende foranstaltninger for dynamisk operation af synteseanlæggene, som i stedet kan optimeres til at køre stabil drift.

Det forventes i dette scenarie, at såfremt prisen på brint er stabil over året som følge af lageret, vil det være økonomisk optimalt at operere stabilt over året, således at der bliver samme mængde overskudsvarme produceret alle måneder. Under antagelse af 8.500 årlige driftstimer af et sådan anlæg, vil det med en årlig total varmeproduktion på 1,44 TWh (1,01 + 0,43 – se Tabel 2) give en **konstant varmeydelse på 165 MW**.

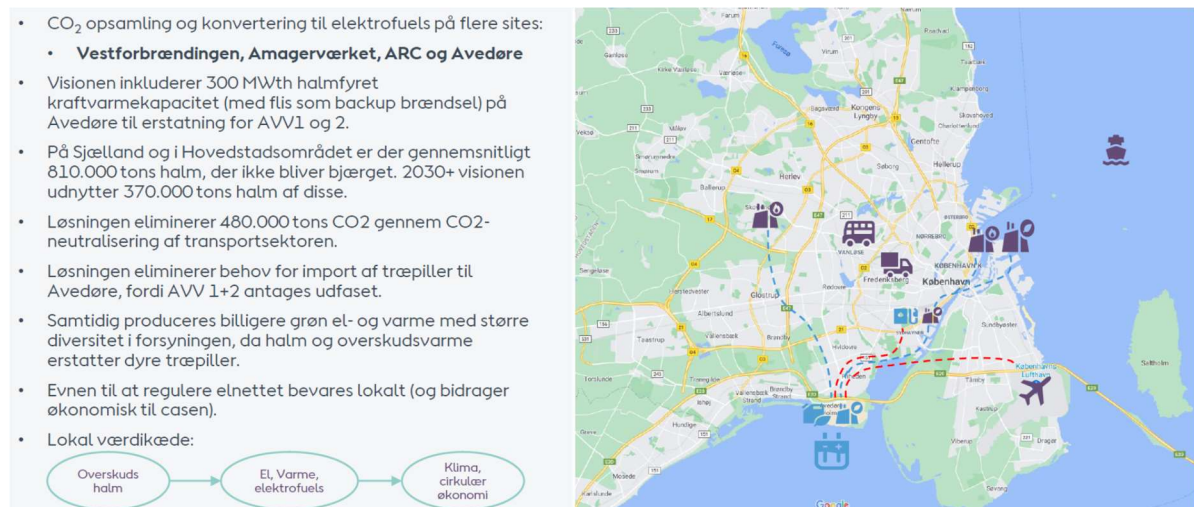
3.3.3 Scenarie 3: Ørsted 2030+ vision AVV

Dette scenarie er ikke gennemregnet af Rambøll, men blot nævnt her for at illustrere lignende scenarier udtænkt af andre:

Avedøreværket 2030+ rammevilkår



Figur 18: Oversigt over vindparker og CO2 kilder til Ørsted 2030+ vision AVV.



Figur 19: Ørsted 2030 vision for Københavns varmeforsyning af klimaneutralitet.

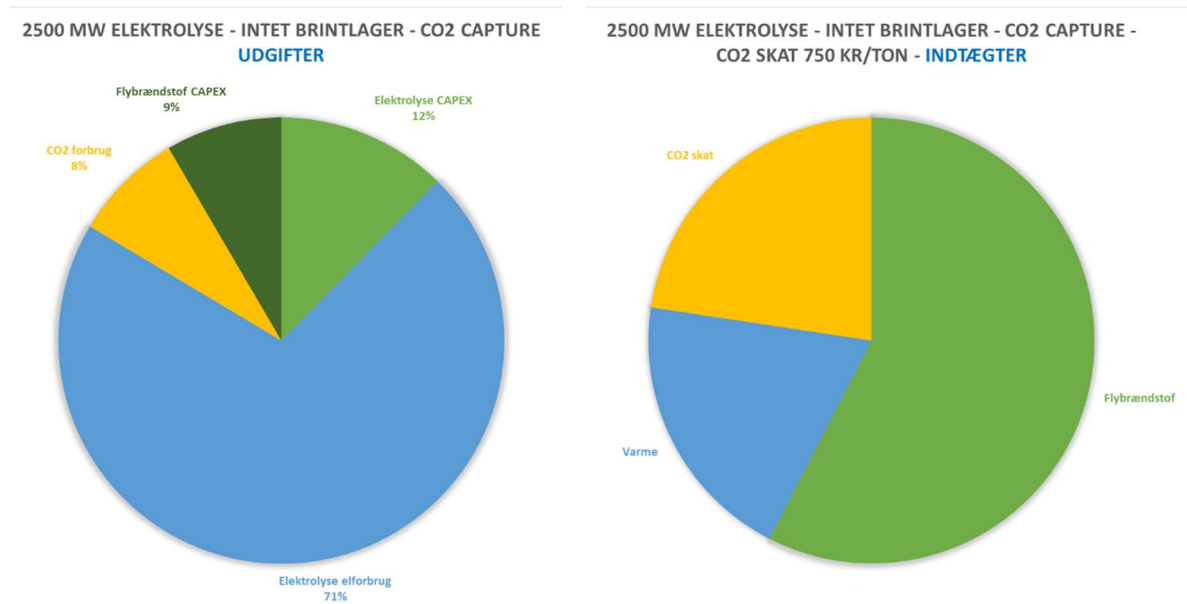
4. OVERSLAGSTAL FOR OMKOSTNINGER OG INDTÆGTER

Dette afsnit har til formål at illustrere fordelingen af omkostninger på forskellige elementer i værdikæden til produktion af raffinerede PtX produkter. Som eksempel er valgt flybrændstof, mest af alt fordi der ikke synes at være et brugbart alternativ til kulbrinter som energikilde til international luftfart.

Det er nødvendigt at belyse, at alle tal i dette afsnit er behæftede med en del usikkerheder. Dels fordi sådanne anlæg ikke har været bygget før i denne sammenhæng, selvom stort set alle elementer har været afprøvet i industriel skala og dels fordi der forventes en væsentlig omkostningsreduktion specielt i dette årti, men også det efterfølgende. Som en væsentlig kilde er anvendt Energistyrelsens teknologikatalog [Technology Data – Renewable Fuels], der har til formål at tilvejebringe nøgletal for forskellige energiteknologier med henblik på at kunne vurdere dem op mod hinanden uden at favorisere nogen ifht. andre.

Et meget åbent spørgsmål for PtX er prisen for CO₂. På den ene side har det en pris at fange CO₂ og levere det til et rørnet. Den pris er estimeret til 300 kr/ton. På den anden side koster det en del penge at "komme af med" den fangede CO₂ til lagring, forventeligt omkring 150 kr/ton på længere sigt. Så meget afhænger af, om carbon capture anlægget anlægges med formål at producere CO₂ til PtX, eller om det allerede er anlagt for at fjerne CO₂ udledning.

Elprisen er, som det ses på resultaterne, den vigtigste post i regnskabet. Produktionsprisen for vindenergi er som tidligere nævnt ca. 400 kr./MWh i gennemsnit. Men eftersom elektrolyse kun producerer, når der er "overskud" af VE, er der konservativt sat en pris på 300 kr./MWh. Det kan i parentes bemærkes, at variationen med 3.000 MW elektrolyse opnår en lavere brintpris hvis blot den gennemsnitlige pris er <290 kr./MWh, hvilket ikke er urealistisk når det tages i betragtning, at alle de ekstra forbrugte MWh der er ved stort eloverskud, som ses på Figur 16, dvs. lav elpris.



Figur 20: Fordeling af omkostninger og indtægter ved fremstilling af flybrændstof baseret på VE og carbon capture.

Tabel 3: Økonomiske scenarier og resulterende varmepriser eller overskud til deling mellem aktører. Varmepriis: 250 kr/MWh.

Parameter	Enhed	Konservativt	Optimistisk	Positivt	Neutralt
Flybrændstof	kton	7.019	7.019	7.019	7.019
Salgspris	Kr./ton	3.000	8.000	8.000	6.000
Indtægt flybrændstof	Mio. kr.	21.056	56.149	56.149	42.112
CO2 skat	kr./ton	-	1.000	750	-
Indtægt CO2 skat	Mio. kr.	-	22.059	16.544	-
Indtægt fra salg af varme	Mio. kr.	14.500	14.500	14.500	14.500
Samlede indtægter ex varme	Mio. kr.	35.556	92.708	87.193	56.612
Elektrolyse CAPEX	Mio. kr.	10.185	10.185	10.185	10.185
Elpris	Kr./MWh	300	200	250	280
Elektrolyse elforbrug	Mio. kr.	58.800	39.200	49.000	54.880
CO2 pris	Kr./ton	300	-150	0	0
CO2 forbrug	Mio. kr.	6.618	-3.309	-	-
Flybrændstof CAPEX	Mio. kr.	6.959	6.959	6.959	6.959
Samlede udgifter ex varme	Mio. kr.	82.561	53.035	66.144	72.024
Over-/underskud	Mio. kr.	-47.005	39.673	21.050	-15.412

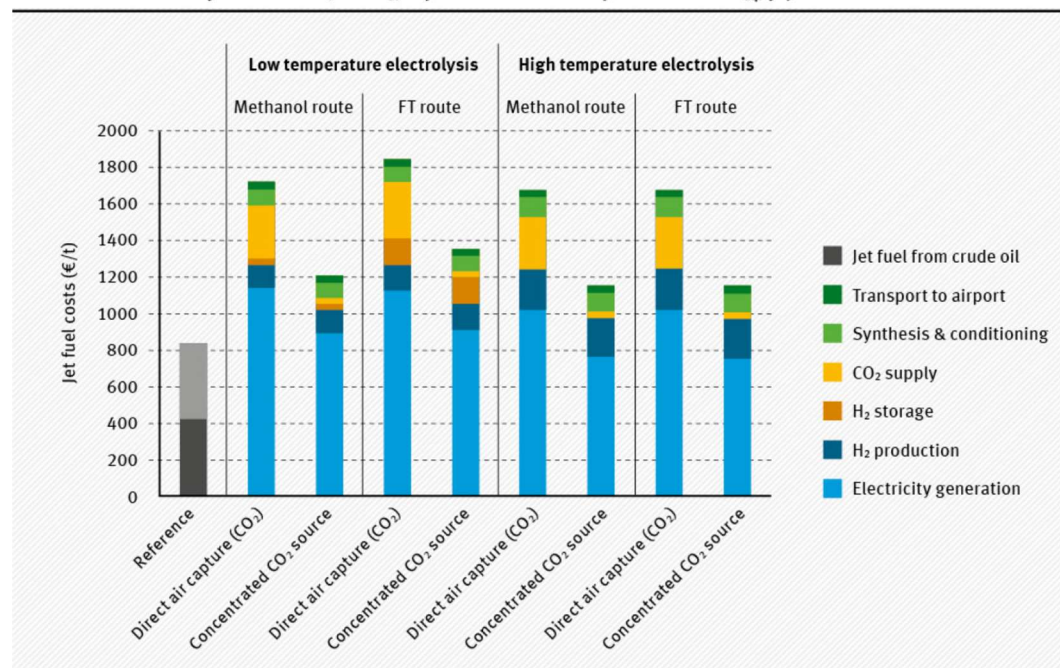
På Figur 21 herunder er vist historiske priser på flybrændstof, som indikerer et marked, som er villig til at betale 6-8.000 kr./ton:



Figur 21: Historiske priser på flybrændstof. Før krakket i oliepriser i slutningen af 2014 var prisen 3 \$/gal, svarende til 6.000 kr./ton.

Til sammenligning har andre analyseret økonomien i produktion af flybrændstof ud fra sammenlignelige forudsætninger:

Jet fuel costs projected for future PtL plants in 2050 (jet fuel reference price: 42–95 US\$/bbl;
renewable electricity costs: 40 €/MWh_e; equivalent full-load period: 3750 h_{eq}/yr)



Figur 22: Omkostninger ved produktion af flybrændstof i 2050. Den tredje søjle fra venstre svarer til analysen i dette dokument. Kilde: German Environment Agency.