

# POWER-TO-X OG FJERNVARME







COWI



Tak til alle som har bidraget med input til denne rapport.

Udarbejdelsen af denne rapport er støttet af Dansk Fjernvarmes F&U-konto.

## INDHOLD

Resume .....	4
Introduktion .....	6
Om denne rapport .....	7
<b>1. Power-to-X teknologi .....</b>	<b>8</b>
<b>2. Økonomi ved integration af PtX og fjernvarme .....</b>	<b>12</b>
2.1 Case: 20 MW <sub>E</sub> elektrolyseanlæg med mindre fjernvarmesystem .....	12
2.1.1 Værdien af overskudsvarme .....	13
2.1.2 Fjernvarmens indflydelse på drift og økonomi .....	16
2.2 Case: 400 MW <sub>E</sub> elektrolyseanlæg med stort fjernvarmesystem .....	16
2.3 Sammenfatning og konklusioner .....	18
<b>3 PtX og fjernvarme – del af en større, grøn sektorintegration .....</b>	<b>19</b>
3.1 Fjernvarmens interesse for PtX .....	19
3.1.1 CO <sub>2</sub> -fangst med eksisterende fjernvarmeanlæg .....	20
3.1.2 Affalds- og biomasseanlægs roller i den grønne omstilling .....	21
3.2 Planlægning og placering af PtX-anlæg .....	22
3.2.1 Samarbejde og planlægning en nødvendighed .....	22
3.2.2 Erfaringer fra de store datacentre .....	23
3.2.3 Kraftværkspladser og raffinaderier .....	25
3.3 PtX-integration i de største fjernvarmesystemer i Danmark .....	26
3.3.1 Hovedstadsområdet .....	26
3.3.2 Århus .....	28
3.3.3 Odense .....	31
3.3.4 Aalborg .....	32
3.3.5 Esbjerg .....	33
3.3.6 Trekantsområdet .....	34
3.4 Decentral PtX – integration med lokale muligheder .....	34
3.4.1 GreenLab Skive .....	35
3.4.2 Ammoniakproduktion i PtX-anlæg ved Ramme nær Lemvig .....	35
3.5 Synergi med grøn omstilling af erhvervslivet .....	35
3.5.1 Fjernvarme er det nødvendige bindeled .....	35
3.5.2 Værdiskabelse med sektorintegration .....	36
3.6 Synergi med grøn omstilling af landbrug og skibsfart .....	37
3.7 Danmark som showcase for sektorintegration .....	38
3.7.1 Danske styrkepositioner .....	38
3.7.2 Udlandet er ved at opdage fjernvarme .....	38
3.7.3 Demonstration i Danmark – næste skridt eksport .....	38
<b>4. Konklusioner, udfordringer og anbefalinger .....</b>	<b>42</b>
4.1 Udfordring #1: Værdi af integration med fjernvarme skal tydeliggøres .....	43
4.1.1 Sådan skaber fjernvarme værdi for udvikling af PtX .....	44
4.2 Udfordring #2: Investeringer i energinfrastruktur .....	47
4.3 Udfordring #3: Det skal afprøves i virkeligheden .....	47
4.3.1 Konkrete anbefalinger til forskning, udvikling og demonstration .....	48
4.4 Udfordring #4: Timing og rammevilkår .....	49
4.4.1 Fjernvarmens primære opgave er varmeforsyning – risici skal håndteres .....	50
<b>Appendix A: Elektrolyseteknologier .....</b>	<b>52</b>
Overordnede begreber .....	52
Alkalisk – Alkaline Electrolysis (AEL) .....	53
Polymer-membran (PEM) .....	54
Keramisk – Solid oxide electrolysis cell (SOEC) .....	54
<b>Appendix B: Anvendte forudsætninger i caseanalyser .....</b>	<b>56</b>
<b>Appendix C: Værdien af overskudsvarme .....</b>	<b>57</b>

## RESUME

Der er bred enighed om, at varmen fra Power-to-X (PtX) kan udnyttes i fjernvarmen, men der har manglet et overblik og en konkretisering af fordelene ved at integrere PtX og fjernvarme. Denne rapport har fokus på fjernvarmens rolle i forhold til PtX, og hvorfor integration af PtX og fjernvarme er vigtig. Der er fokus på brintproduktion (elektrolyse), da elektrolyse er en del af alle PtX-kæder, og da der dannes meget overskudsvarme i dette led.

Der er usikkerhed om hvor, hvornår og hvor store PtX-anlæg, der vil blive etableret i Danmark. Brint er helt centralt og bud for 2030 ligger fra 1 til 6 GW elektrolyse. Der dannes overskudsvarme både i selve elektrolysen og i PtX-anlæggets hjælpesystemer, som fx kompressorer. Overskudsvarmen udgør ca. 10-25% af energien og kan potentielt dække op til ca. 20% af den nuværende fjernvarmeproduktion ved en kapacitet på 6 GW.

### Rapporten konkluderer:

- Fjernvarme kan bidrage til PtX-succes. Omkostningen til produktion af grøn brint kan reduceres, hvis elektrolyse og fjernvarme kobles sammen. Den forbedrede økonomi for brintproducenten kan bidrage til hurtigere etablering og større PtX-anlæg i Danmark.
- Varmen fra PtX er velegnet til integration i fjernvarmen som en del af en CO<sub>2</sub>-neutral fjernvarmeforsyning.
- Udnyttelse af PtX-varme til fjernvarme forstærker integration på tværs af sektorer som el, varme, transport, affald, industri og landbrug. Integration med fjernvarme betyder øget energieffektivitet og sektorintegration.
- Øget grøn eksport, hvis dansk PtX-strategi samtænkes med danske styrkepositioner som vindkraft og fjernvarme.

*Overskudsvarmen udgør ca. 10-25% af energien og kan potentielt dække op til ca. 20% af den nuværende fjernvarmeproduktion ved en kapacitet på 6 GW.*

## UDFORDRING #1: VÆRDI AF INTEGRATION MED FJERNVARME SKAL TYDELIGGØRES

Fjernvarme bidrager til bedre økonomi, højere energieffektivitet og øget hastighed i etableringen af PtX i Danmark. Disse fordele er en del af fundamentet for en succesfuld, dansk PtX-strategi.

### Anbefalinger:

- En gennemtænkt, dansk PtX-strategi med fokus på sektorintegration, energieffektivitet og hastighed. Fjernvarme er en vigtig del af en dansk PtX-strategi.
- Værdier fra integration mellem PtX og fjernvarme bør indgå i det faglige fundament for en dansk PtX-strategi og planlægningen af konkrete projekter.
- Indtænk fjernvarme i PtX-eksportstrategi

## UDFORDRING #2: INVESTERINGER I ENERGIINFRASTRUKTURER

Der er mange ubekendte i udviklingen af PtX-teknologier og energiinfrastrukturerne for el, varme, gas og brint. Uanset hvilken vej udviklingen ender med at gå, så er varmeinfrastruktur fundamentet for sektorintegration og for at kunne genbruge og skabe værdi ud af varmen fra PtX.

### Anbefalinger:

- PtX-strategien skal understøtte effektiv planlægning og placering af PtX-anlæg, og integration med fjernvarme bør altid overvejes.
- Prioritering af midler til infrastruktur, inkl. varmetransmission, varmelagre og forbedret PtX-integration i eksisterende fjernvarmesystemer.
- Lær af erfaringerne fra at genbruge overskudsvarme fra store datacentre.
- Fokus på nødvendige forstærkninger af elnettet, så for langsom udbygning af specielt transmissionsnettet ikke bliver en barriere for hverken etablering af PtX-lokationer med adgang til fjernvarmesystemer eller elektrificering af fjernvarmen



### UDFORDRING #3: DET SKAL AFPRØVES I VIRKELIGHEDEN

Grundlæggende er PtX-teknologierne på plads, men der ligger udfordringer i gennemførelse af projekter i stor skala og i at demonstrere integrationen med fjernvarmen.

#### Anbefalinger:

- Prioritering af midler til demonstration af anlæg med integration til grøn elproduktion, fjernvarme og afsætning af grønne produkter. Både i mellem og stor skala.
- Flere midler til forskning, udvikling og demonstration med fokus på integration af PtX og fjernvarme.

### UDFORDRING #4: TIMING OG RAMMEVILKÅR

Timing er en af de vigtigste udfordringer, hvis kabalen med PtX-anlæg, udbygning af elnettet og grøn omstilling af fjernvarmen skal gå op.

Rammer, regulering, støtteordninger og bureaukrati kommer til at have stor betydning for hastigheden og retningen af PtX-udviklingen i Danmark. Herunder også fjernvarmens muligheder for at indgå i sektorintegrationen af PtX.

#### Anbefalinger:

- Planlægning for at sikre den nødvendige timing mellem udvikling af PtX-anlæg, elnet, fjernvarme og aftagere til de grønne produkter. Herunder samarbejde omkring placering af PtX-anlæg.
- Rammer og regulering af fjernvarme som understøtter grøn omstilling og synergi med PtX.
- Prioritering af CO<sub>2</sub>-kilder fra affald og biomasse som del af den danske PtX-strategi.
- Klare rammer for CO<sub>2</sub>, som understøtter klimamålsætningerne. Fx håndtering af negativ CO<sub>2</sub>-udledning og certifikater.
- Sikring og udvikling af varmegrundlaget for fjernvarme, så varme fra PtX kan udnyttes i størst muligt omfang.
- Ny tilgang til eltariffer, så de ikke modarbejder integration af PtX og fjernvarme og elektrificering af fjernvarmen.
- Garantimuligheder til innovative projekter, som kan have en forhøjet risikoprofil.



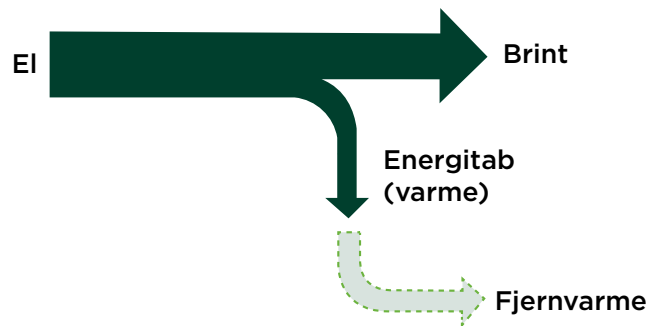
## INTRODUKTION

Den grønne omstilling af varme- og elsystemerne er godt på vej. Med mål om CO<sub>2</sub>-neutralitet i 2030 har varme- og elbrancherne ansvar og mulighed for at understøtte den grønne omstilling i de sektorer, hvor den grønne omstilling er sværere.

Power-to-X (PtX) er tæt knyttet til grøn omstilling af transport med lastbiler, skibe og fly. Det samme gælder produktion af CO<sub>2</sub>-neutral gødning til landbruget og CO<sub>2</sub>-neutrale udgaver af fx stål, plast og kemiske produkter.

Betegnelsen Power-to-X, eller PtX, dækker over brug af grøn el til fremstilling af et produkt (X), som fx kan være grøn brint, grønne basis kemikalier, e-metan, e-metanol, grøn ammoniak eller grønt flybrændstof. Alle PtX-processerne kræver brint, og elektrolyse er derfor et vigtigt element i den grønne omstilling, da den omdanner vand til brint og ilt ved hjælp af grøn el. PtX-processerne har et energitab i form af varme, og det kræver infrastruktur at opsamle og nyttiggøre varmen. Det er netop det, som fjernvarmesystemer kan (Figur 1).

I den kommende udbygning af PtX er det et åbent spørgsmål, hvor stor en del af overskudsvarmen, som ender med at blive genbrugt i Danmarks store og små fjernvarmesystemer. En del af det svar bliver skrevet af virksomheder, investorer, kommuner og fjernvarmeselskaber, og andre dele af svaret bliver skrevet i politiske aftaler og Danmarks kommende PtX-strategi.



Figur 1: Power-to-X (PtX) omdanner el (power) til X'er, som fx brint, metanol eller flybrændstof. Den overskydende varme kan potentielt anvendes til fjernvarme.

Der er ingen tvivl om, at fjernvarme har en vigtig rolle i en dansk PtX-strategi. Genbrug af varme fra PtX kan bidrage til en billigere, grøn varme til danskerne, men der ligger også store fordele for samfundet i de værdier, som PtX og fjernvarmen kan skabe i andre sektorer. Hvis overskudsvarme fra PtX-processerne kan sælges til fjernvarmen, så kan det forbedre konkurrenceevnen af PtX-anlæg i Danmark. Det kan betyde et dansk forspring i PtX-kapløbet og en hurtigere grøn omstilling. Det samme kan ske, hvis grønt CO<sub>2</sub> indfanges direkte fra fjernvarmeproducerende anlæg og bruges til produktion af grønne brændstoffer.

Udbygning med fuldskala PtX medfører betydelige mængder overskudsvarme, og derfor er det relevant at spørge, hvor meget overskudsvarme fra PtX, som kan integreres i fjernvarmesystemerne. PtX er stadig en dyr teknologi, og der er stor usikkerhed om, hvor meget PtX-kapacitet der kommer hvornår, og hvor meget overskudsvarme, der følger med produktionen. Det er derfor vanskeligt at give et præcist estimat. Estimatet i tabel 1 er fra Energistyrelsens





Analyseforudsætninger 2020 til Energinet (AF20). I 2040 svarer den forventede overskudsvarme i AF20 til ca. 4-10% af dagens fjernvarmeproduktion. Det er baseret på, at der dannes overskudsvarme både i selve elektrolysen og i PtX-anlæggets hjælpesystemer, som fx kompressorer. Overskudsvarmen udgør ca. 10-25% af energien, hvor 25% svarer til et estimat for at anvende begge typer overskudsvarme fra PtX<sup>1</sup>.

Det illustrerer, at det er rimeligt at forvente, at fjernvarmen vil kunne anvende varmen fra mange kommende, også stor-skala, PtX-projekter. Overskudsvarme fra PtX har en høj kvalitet (høj temperatur og energitæthed) og udgør en interessant, grøn varmekilde for fjernvarmeselskaberne.

År	PtX, el Effekt [GW] (AF20)	PtX, el Energi [TWh] (AF20)	Potentiel fjernvarme energi [TWh]	Andel af dansk fjernvarme-produktion
2030	1	5	0,5-1,25	1-3%
2040	3	15	1,5-3,75	4-10%

Tabel 1: Forventninger til PtX i Danmark i 2030 og 2040 i Energistyrelsens Analyseforudsætninger 2020 (AF20) til Energinet<sup>2</sup>. Tallene for fjernvarme er baseret på, at 10-25%<sup>3</sup> af energien kan genbruges i fjernvarmen, hvor 25% svarer til et estimat for at anvende begge typer overskudsvarme fra PtX. Fjernvarmeproduktionen var 36 TWh i Danmark i 2020.

Der er konceptstudier af mere end 1 GW kapacitet i 2030. Fx har Ingeniøren summeret de fem største planer til 4,6 GW i 2030<sup>4</sup>. I Brintbranchens Brint- og PtX-strategi omtales et mål om 6 GW installeret elektrolysekapacitet i 2030, svarende til at der vil være 6-12 TWh varme til rådighed til anvendelse i fjernvarmenettet<sup>5</sup>.

Samtidigt understreges det, at overskudsvarme bør udnyttes både af hensyn til den samlede energieffektivitet og for at sikre den bedst mulige samfundsøkonomi, såvel som økonomi i driften af PtX-anlægget. Selv med disse mængder vil fjernvarmesystemerne stadig være relevante aftagere af overskudsvarme, men det øger behovet for planlægning og samarbejde.

## OM DENNE RAPPORT

Denne rapport er skrevet for at give indsigt og inspiration, så flere får øje på de værdier, der ligger gemt i et tættere parløb mellem PtX og fjernvarme.

### Rapporten har fire dele:

1. Teknologisk overblik med fokus på overskudsvarmen fra elektrolyse. Der er valgt et fokus på elektrolyse, da grøn brint er fundamentet i PtX, og fordi processerne udvikler store mængder varme.
2. Økonomi ved samtænkning af PtX og fjernvarme. Kapitel indeholder økonomiske estimater af PtX-produktion og værdien af varme, hvis den integreres i fjernvarmesystemer.
3. Den røde tråd i kapitel to er sektorintegration. Overblik med status for de største fjernvarmesystemer i Danmark, samt en beskrivelse af, hvorfor de eksisterende kraftværkspladser spiller en vigtig rolle for udbygning af PtX i



Danmark. Integration af PtX og fjernvarme har betydning for andre sektorer og for potentialerne for grøn eksport.

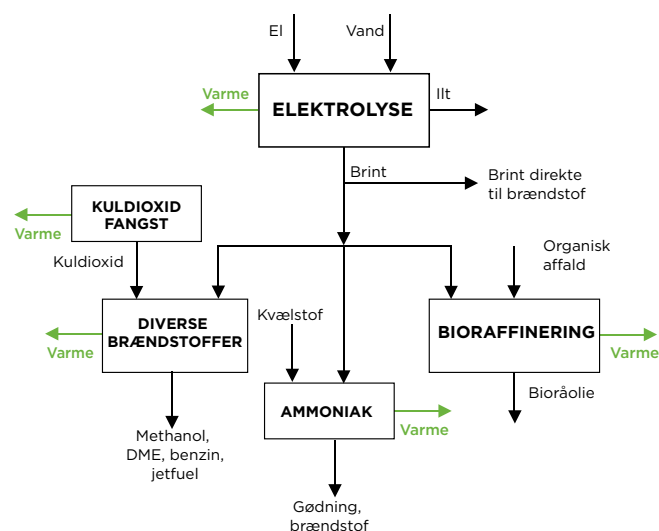
4. Fjernvarme spiller en vigtig rolle for en effektiv, dansk PtX-strategi. Rapporten afsluttes med beskrivelser af fire udfordringer med tilhørende anbefalinger.

## 1 POWER-TO-X TEKNOLOGI

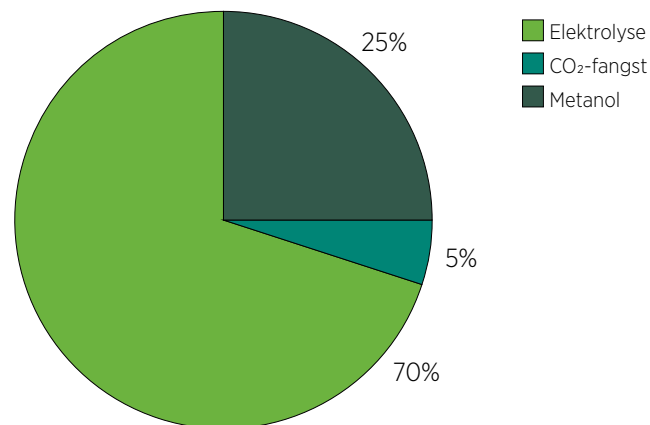
Power-to-X (PtX) er defineret ved, at grøn el fra vedvarende kilder som vind og sol omdannes til forskellige kemiske forbindelser (givet ved X'et), såsom brint, grønne basis kemikalier, ammoniak, metanol og andre grønne brændstoffer. Dermed produceres bæredygtige grønne alternativer, der kan supplere og på sigt erstatte de fossile. Samtidig adresseres udfordringerne ved energilagring af en varierende elproduktion.

PtX dækker over en række kombinationer af teknologier og procesanlæg. I Figur 2 vises en oversigt over mulige værdikæder, hvor den simpleste er brint-produktion ved elektrolyse af vand.

De forskellige elektrolyseteknologier beskrives og sammenlignes i Appendix A. I længere PtX-kæder vil der dannes varme i flere procestrin. Figur 3 viser et eksempel på, hvordan varmereproduktionen kan være fordelt i en samlet proces med elektrolyse, CO<sub>2</sub>-fangst og metanol-produktion.



Figur 2. En række værdikæder for Power-to-X (PtX). Alle processerne har et energitab i form af varme. Mængden og temperaturen af overskudsvarmen afhænger af den enkelte proces, og hvor optimeret varmeintegrationen er.



Figur 3. Estimeret fordeling af varmereproduktion fra en PtX-kæde med elektrolyse, CO<sub>2</sub>-fangst og metanol-produktion. Det forudsættes, at al brint og CO<sub>2</sub> omsættes til metanol. Dele af varmen fra metanol- samt elektrolyseprocessen vil kræve en varmepumpe. Tallene er uden varmeintegration og -optimering i PtX-kæden.

Brinten kan kombineres med kvælstof (N<sub>2</sub>) til ammoniak (NH<sub>3</sub>), der benyttes til gødning, men også som et muligt brændstof til fx skibe. Ligeledes kan brinten sammen med kuldioxid (CO<sub>2</sub>) omdannes til grønne brændstoffer, herunder bl.a. metanol, DME, benzin og jetfuel. Hvor kvælstof hentes direkte fra atmosfæren, kan kulstoffet komme fra en række forskellige kilder, fx CO<sub>2</sub> fra et biogasanlæg eller et fangstanlæg på en biomasse- eller affaldsfyret kraftvarmeblok. Alternativt kan bioråolie dannes fra mere komplekse kulstofforbindelser i organiske fraktioner såsom træaffald eller madaffald. Her benyttes elektrolysebrinten til hydrogenering af bioolierne.

For CO<sub>2</sub> skal der desuden skelnes mellem henholdsvis fossil og biogen oprindelse, da det har både politisk, regulatorisk og økonomisk betydning. Hvor fossil CO<sub>2</sub> udledes ved afbrænding af kul, olie, gas og andre fossile brændsler, dannes biogen CO<sub>2</sub> ved afbrænding af biologiske materialer som fx træ og organisk madaffald, der har optaget CO<sub>2</sub> fra atmosfæren. De faktiske forskelle ligger således i kulstoffets cyklostid samt isotopsammensætningen (kulstof 14 andel).

Fra et affaldsfyret værk vil typisk 40-45 % af den samlede mængde udledt CO<sub>2</sub> stamme fra fossile kilder som plastik, mens det resterende er fra vedvarende kilder som fx det organiske madaffald. Fra et biomassefyret anlæg eller et biogasanlæg vil 100 % derimod være biogen CO<sub>2</sub>. Den fossile del skal indberettes og tæller med ved beregning af afgifter, mens man ved brug i PtX til produktion af grønne brændsler vil have interesse i at benytte den biogene andel for netop at anvende vedvarende kilder.

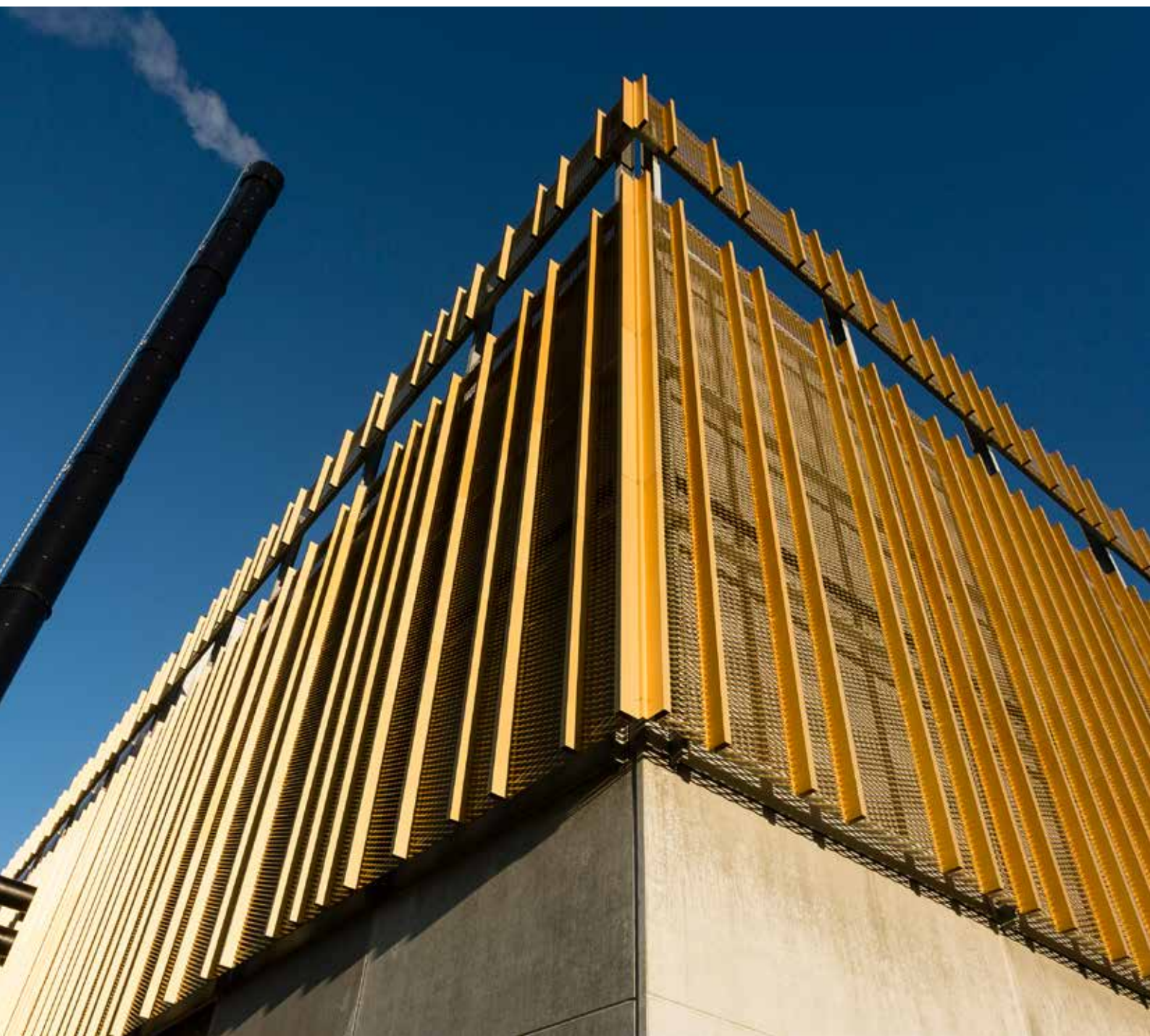


Figur 4 viser en oversigt med nuværende og kommende danske projekter og illustrerer variationen i PtX-projekter i Danmark. Overordnet set er PtX i sin begyndelse i form af piloter, mindre egentlige projekter samt konceptstudier af storskalaprojekter.

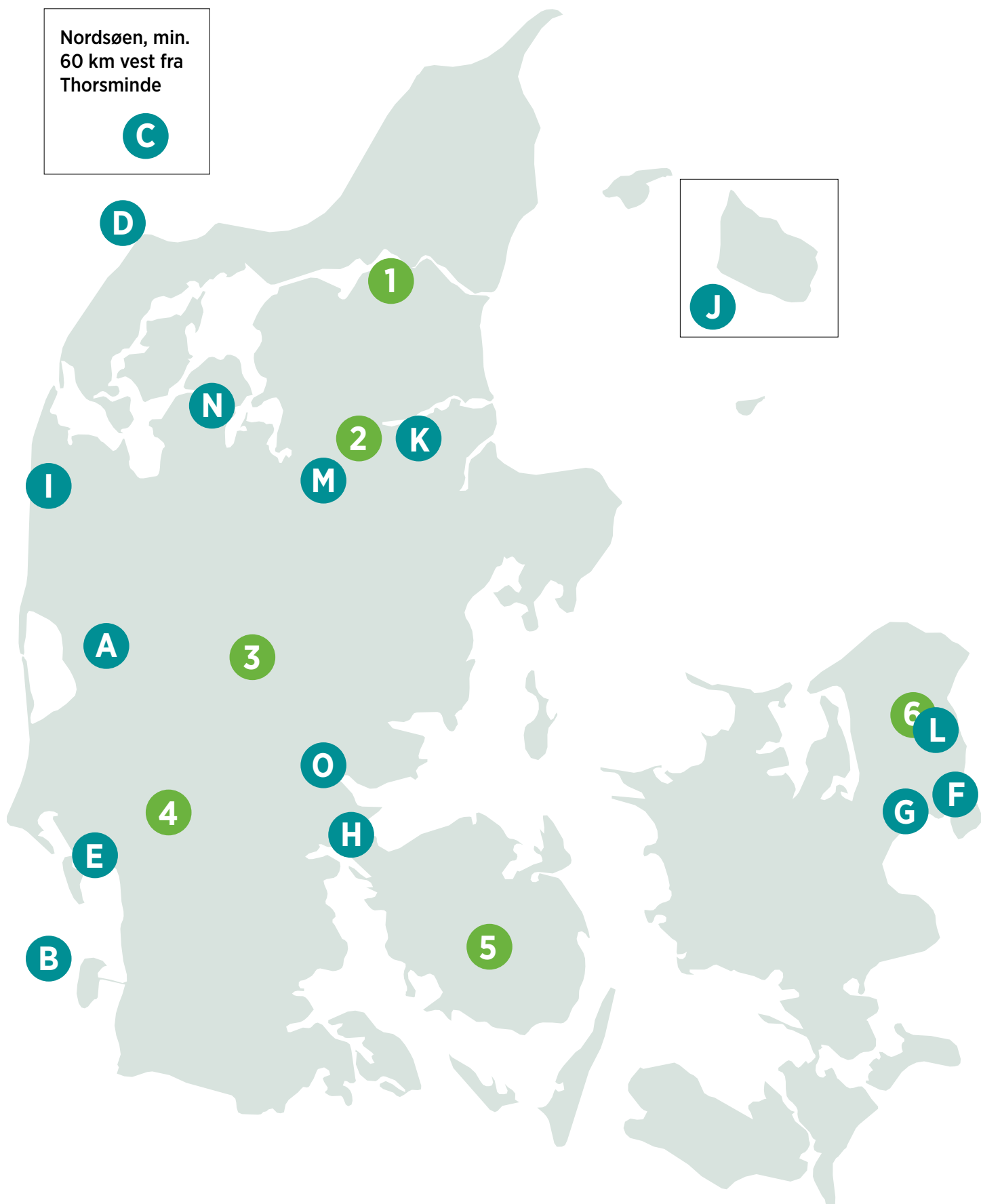
Den optimale placering af PtX afhænger af de fysiske forhold, herunder en række faktorer som fx:

- Adgang til transmissions- og distributionsinfrastruktur både med hensyn til el, vand, varme og logistik/transport.
- Pladskrav, afstandskrav, miljø- og sikkerhedsmæssige forhold.

*Der er ingen tvivl om, at fjernvarme har en vigtig rolle i en dansk PtX-strategi*



# POWER-TO-X PROJEKTER I DANMARK – REALISEREDE OG PLANLAGTE





REALISEREDE PROJEKTER		
#	Anlægsnavn, produktionsformål, sted og virksomhed	I brug
1	Power2Met, Metanol, Aalborg · Green Hydrogen Systems, Re:Integrate, AAU, E.ON, Nature Energy, Rockwool Fase I: 0,3 mio. L, Fase II: 10 mio. L, CO <sub>2</sub> fra biogas, H <sub>2</sub> fra 0,5 MW AEL	Fase I: okt. '20, på AAU, Fase II: '22 ved Greenlab
2	HyBalance, Brint, Hobro · Air Liquide, Hydrogenics, Centrica, Energinet, Hydrogen Valley Elnetstabilisering gennem brintproduktion i 1,2 MW PEM-celler, der fyldes i mobile lagre til brug til transport eller via et brintgasnet i industri	'18
3	Integreret vindmølle/elektrolyse, Brande · Siemens Gamesa, Green Hydrogen Systems Brintproduktion i en 0,4 GW AEL-celle, el direkte fra en 3 MW onshore-vindmølle. Ingen elnettilslutning.	I starten af '21
4	Energilagring - Brintinjektion i gasnettet, Agerbæk · Energinet, DGC, Evida, IRD Fuel Cells Fase I: Iblanding af op til 15% brint i et lukket højtryks-testsystem. Fase II: iblanding af op til 25% brint	Fase I: '17-'20 Fase II: '20-
5	eSMR-MeOH, Kgs. Lyngby · Topsøe, AU, SINTEX, Blueworld, DTU Demonstration af eSMR-MeOH-teknologi i industriel relevant størrelse og muliggørelsen af kommercialisering efter projektet.	'19, komm. efter '23
6	eFuel, Broby, Fyn · Nature Energy, DTU, SDU Metanisering af CO <sub>2</sub> i biogassen i en reaktor via en risefilterreaktion. Mikroorganismer omdanner CO <sub>2</sub> og brint til metan. Fjernvarmelevering muligt. Planlagt brintforbrug til metanisering på 16 Nm <sup>3</sup> /h	'20
PLANLAGTE PROJEKTER		
#	Anlægsnavn, produktionsformål, sted og virksomhed	Planlagt
A	Injection technology for H <sub>2</sub> -meditated production of methane (InjectMe) · Landia A/S, AU, University of Queensland Projektets eksperimentelle arbejde: 1. metanproduktionskapacitet, 2. fleksibilitet; 3. prisseffektivitet. Undersøgelse af teknisk og kommercielt potentiale mht. kemisk, biologisk metanisering og kemisk power-to-ethanol.	'21-'23
B	OYSTER-Project, Offshore brintproduktion på Nordsøen · ITM Power, Ørsted, Siemens Gamesa, m.fl. Offshore-brintproduktion i MW-skala. Udvikling af kompakt og pålideligt design. Undersøge omkostnings- og performanceniveau for at sikre en billig brintproduktion	'21-'24
C	Kunstig energiø i Nordsøen, i direkte omgivelser af 3-10 GW havvindparker; udlandsforbindelser · Den danske stat Ifølge klimaaftalen besluttede et bredt flertal af Folketinget i klimaaftalen bygning af energiøen, som består i fase I af 200 og i fase II af 600 vindmøller	3 GW i '30 10 GW på sigt
D	Exowave, vand, elektricitet og PtX · Exowave ApS, AAU, MDT A/S, DanWEC Bestemmelse af den optimale skalerbare konfiguration og enhedsomkostning (LCOE) for elektrolyse ved kombination af vind- og bølgekraft	'21-'22
E	Vindstrøm til CO <sub>2</sub> -fri gødning og brændstof · Copenhagen Infrastructure Partners, Arla, Danish Crown, DLG, Mærsk, DFDS · CO <sub>2</sub> -fri produktion af ammoniak til gødning eller brændsel. Produktion af brint via 1 GW elektrolyse. Reduktion af op til 1,5 mio. tons CO <sub>2</sub> -varme til Esbjerg	Beslutning: '22/'23 I drift: 2026
F	Storskala-P2X i Københavns Kommune · Ørsted, CPH Lufthavne, Mærsk, DSV, SAS Fase I: 10 MW demonstrationsanlæg, Fase II: 250 MW, Fase III: 1,3 GW	Fase I: '23, Fase II: '27, Fase III: '30
G	H2RES, Brintprod. til transport, Avedøre · Ørsted, Everfuel, Nel, Green Hydrogen, DSV, Energinet 2 MW brintelektrolyse til prod. af 600 kg. H <sub>2</sub> /dag. Strømmen kommer fra 2 havvindsanlæg ved Avedøre på hver 3,6 MW	Ca. '22
H	HySynergy, grøn brintfabrik til at erstatte sort brint i raffinaderiet, Fredericia · Shell, Everfuel · Fase I: 20 MW-elektrolyse, 10 tons lagerkapacitet (500 MWh), Fase II: 1 GW fleksibel grøn brintproduktion, overskudsvarme til fjernvarme	Fase I: '22 Fase II: '30
I	Grøn P2-ammoniakfabrik, Ramme · Skovgaard Invest, Haldor Topsøe, Vestas · Produktion af 5.000 ton grøn ammoniak. Brintelektrolyseanlæg med en kapacitet på 10 MW og efterfølgende ammoniakproduktion. Derudover opføres et 50 MW solcelleanlæg	'22
J	Energiø Bornholm Havvindpark i størrelsesorden på 3-5 GW, overskudsel bruges til brint- og e-fuel production	'28
K	LH2 Vessel, Hobro · Ballard, DGC, AAU, MAN, OMT, FMT Flydende brint til opskalerede brændselscellesystemer til fremdrift af skibe - batteri/brændselscelle-hybridløsninger	Efter '23
L	DREAME, Kgs. Lyngby · DTU, GHS, Danish Power Systems Udvikling af ny elektrolytmembran for at øge effektiviteten af alkalisk elektrolyse til et niveau sammenligneligt med PEM-teknologien	Ca. '22
M	Green Hydrogen Hub, Hobro/Viborg · Eurowind, Corre Energy, Energinet Etablering af 350 MW elektrolyseanlæg og 0,2 MWh brintlager som langtidslager. Derudover kombineres det med et højtryks luftlager, kapacitet 320 MW	Ca. '25
N	GreenLab Skive P2X, brint- og e-brændsel Greenlab, EuroWind, Everfuel, Eniig, E.ON, Energinet, GHS, DGC, Re:Integrate 12 MW elektrolyseanlæg; 1,6 MWh batterilager, 75 MW el fra vindmøller og solceller, CO <sub>2</sub> fra Greenlab Skive Biogas.	'22
O	P2X-partnerskab i Trekantsområdet	Ca. '26

Figur 4. Oversigt for realiserede og planlagte PtX projekter i Danmark fra marts 2021. Med tilladelse baseret på kort fra Dansk Gasteknisk Center, se <https://www.gasfakta.dk/p2x-kort>

Der afgrænses i denne analyse til elektrolyse og dermed brint som produkt, da elektrolyse er en del af alle PtX-kæder, og da der dannes meget overskudsvarmen i dette led. Andelen af mulig fjernvarme må dog forventes at stige ved videre opgradering til grønne brændstoffer. Dette afhænger væsentligt af, hvor stor indsatsen er for at sikre varmeintegration samt varmeeffektivitet mellem og internt for anlæggene.

I de følgende afsnit gennemgås først elektrolyseteknologier og den potentielle overskudsvarme, og efterfølgende opstilles cases med elektrolyseanlæg baseret på kommercielt tilgængelig teknologi, hvor der foretages analyser af den driftsmæssige og økonomiske indflydelse en kobling til et fjernvarmesystem vil have.

## 2 ØKONOMI VED INTEGRATION AF PTX OG FJERNVARME

Der er foretaget en indledende estimering af, hvilken effekt det vil have på driftsøkonomien for elektrolyseanlægget, hvis der indtænkes salg af overskudsvarme til fjernvarmenettet. Dette er gjort for forskellige cases med hhv. et mindre fjernvarmesystem med 20 MW<sub>E</sub> og et større system med 400 MW<sub>E</sub> elektrolyseanlæg.

Det bemærkes, at der generelt er mange usikkerheder og variable i beregningen af økonomi for et PtX-anlæg. Estimater er derfor udarbejdet som cases for at skildre overordnede effekter og kan ikke overføres direkte til et specifikt system. I så fald bør der foretages mere detaljerede beregninger.

De anvendte forudsætninger om udgifter og indtægter er beskrevet i Appendix B. Ud fra disse udgifter og indtægter udarbejdes driftsprofiler for elektrolyseanlægget pr. time over et år – hhv. med og uden fjernvarmeindtægt. Der er i beregninger af driftsprofiler ikke taget hensyn til selve anlægsinvesteringen og faste omkostninger, da anlægget tænkes i drift, når der er et positivt dækningsbidrag.

I det følgende gennemgås cases med 20 MW<sub>E</sub> elektrolyseanlæg i et mindre fjernvarmesystem samt et 400 MW<sub>E</sub> anlæg i et stort fjernvarmesystem.

### 2.1 Case: 20 MW<sub>E</sub> elektrolyseanlæg med mindre fjernvarmesystem

I denne case kigges på et elektrolyseanlæg med et elforbrug på 20 MW<sub>E</sub> inkl. kompressor, pumper, elektronik mv. De anvendte elpriser giver et omkostningsspænd på 1.600 – 10.000 kr./time, med et gennemsnit på 6.883 kr./time.

Fjernvarmepriser vurderes i denne case med energyPRO ud fra elektrolysens driftsprofil og leverancer af overskudsvarme ved hhv. 35 °C og 70 °C. Der er i modellen valgt en gennemsnitlig betragtning for degraderingen, hvor anlægget producerer 2 MW varme ved 70 °C. Hertil kommer varme fra hjælpeanlæg som kompressorer, der fastsættes til 3 MW ved 35 °C. For sidstnævnte er der behov for en eldrevet varmepumpe, som inkluderes på fjernvarmesiden i energyPRO.

Elektrolyseanlægget fremstiller knap 0,4 ton brint pr. time. Niveauet for den pris, der kan opnås, har stor betydning for antallet af årlige driftstimer. En illustration af dette kan ses nedenfor i Tabel 2.

Pris kr. /kg brint	Drift Timer/år	Dækningsbidrag mio. kr./år
11 (grå)	300	0,5
15 (blå)	1.050	1,0
20 anvendt	4.150	6,0
26 break-even	8.650	20,5

Tabel 2. Illustration af følsomhed af brintprisniveau. Der er ikke indregnet en indtægt fra fjernvarmesalg.

Hvorvidt aftagere (B2B) er villige til at indkøbe elektrolysebrint til en højere pris end grå brint, er ikke vurderet. I denne analyse er der valgt en pris på 20 kr./kg, hvilket er en konservativ betragtning i den lave ende af IEA's prisestimater for grøn brint.

CAPEX for et elektrolyseanlæg anslås at være omkring 10 mio. kr. pr. MW<sub>E</sub>, hvilket for 20 MW<sub>E</sub> giver 200 mio. kr. Med 20 års levetid og 3,5% rente bliver den årlige CAPEX ca. 14 mio. kr./år. Desuden må der forventes en fast omkostning til drift og vedligehold på 3 % af CAPEX svarende til 6 mio. kr./år. Uden fjernvarmeindtægterne skal prisen på brint som minimum være ca. 26 kr./kg for at de faste omkostninger også dækkes i dette overordnede estimat for business casen.



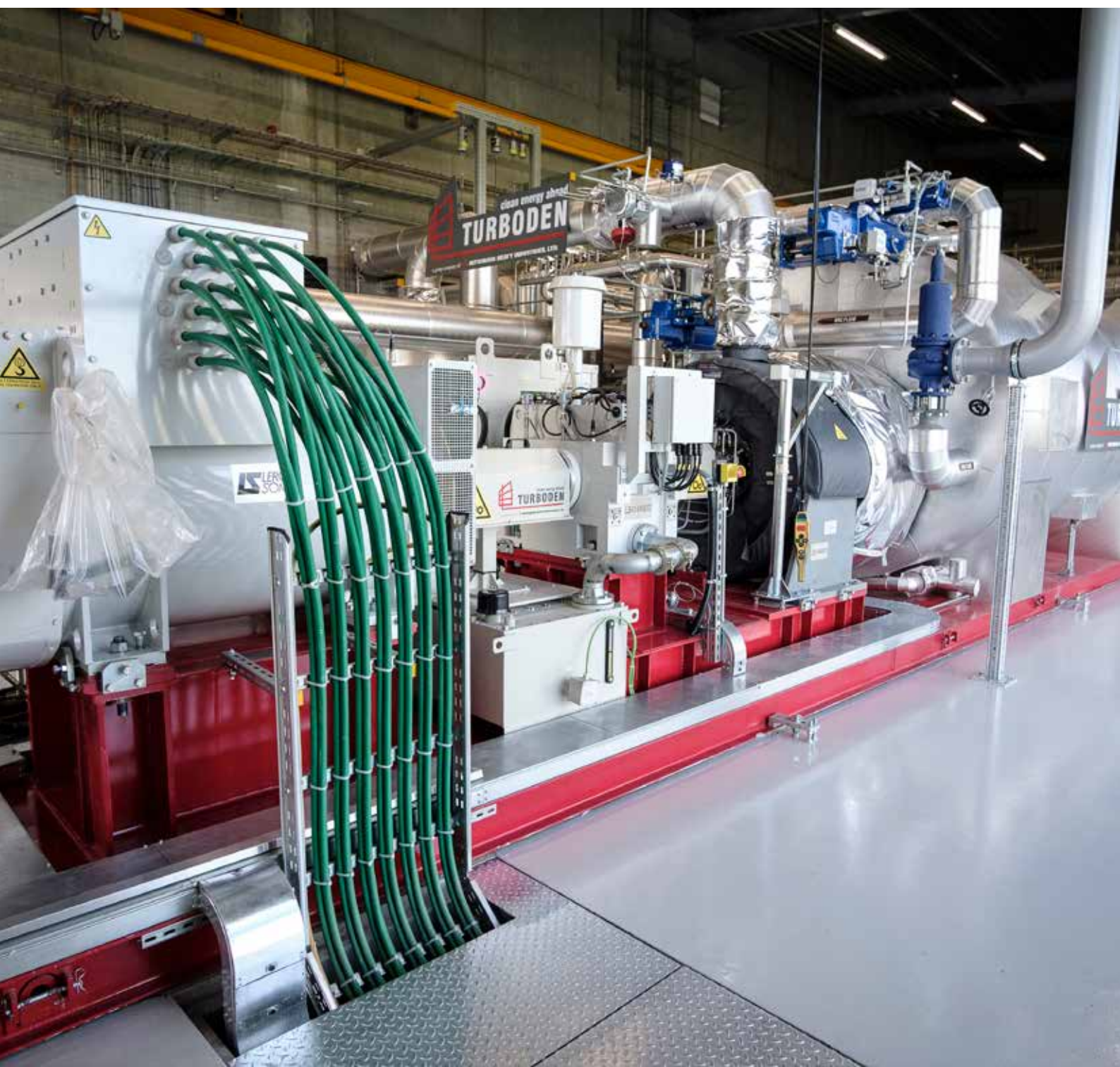
Udover diverse tariffer og tilslutninger til hhv. el- og fjernvarmenet, kan der være forskellige etableringsomkostninger som grundpriser, der influerer på en aktual business case og optimal placering af elektrolyseanlægget. Dette detaljeringsniveau ligger dog uden for denne rapport.

### 2.1.1 Værdien af overskudsvarme

Fjernvarmen skal levere den billigste varme og til enhver tid vælge den varmeproduktion, der giver den laveste varme-regning til forbrugerne. For at vurdere hvad overskudsvarme fra PtX vil være værd for et fjernvarmeselskab, er der foretaget beregninger af årlige driftsomkostninger for fjernvarmesystemet i energyPRO.

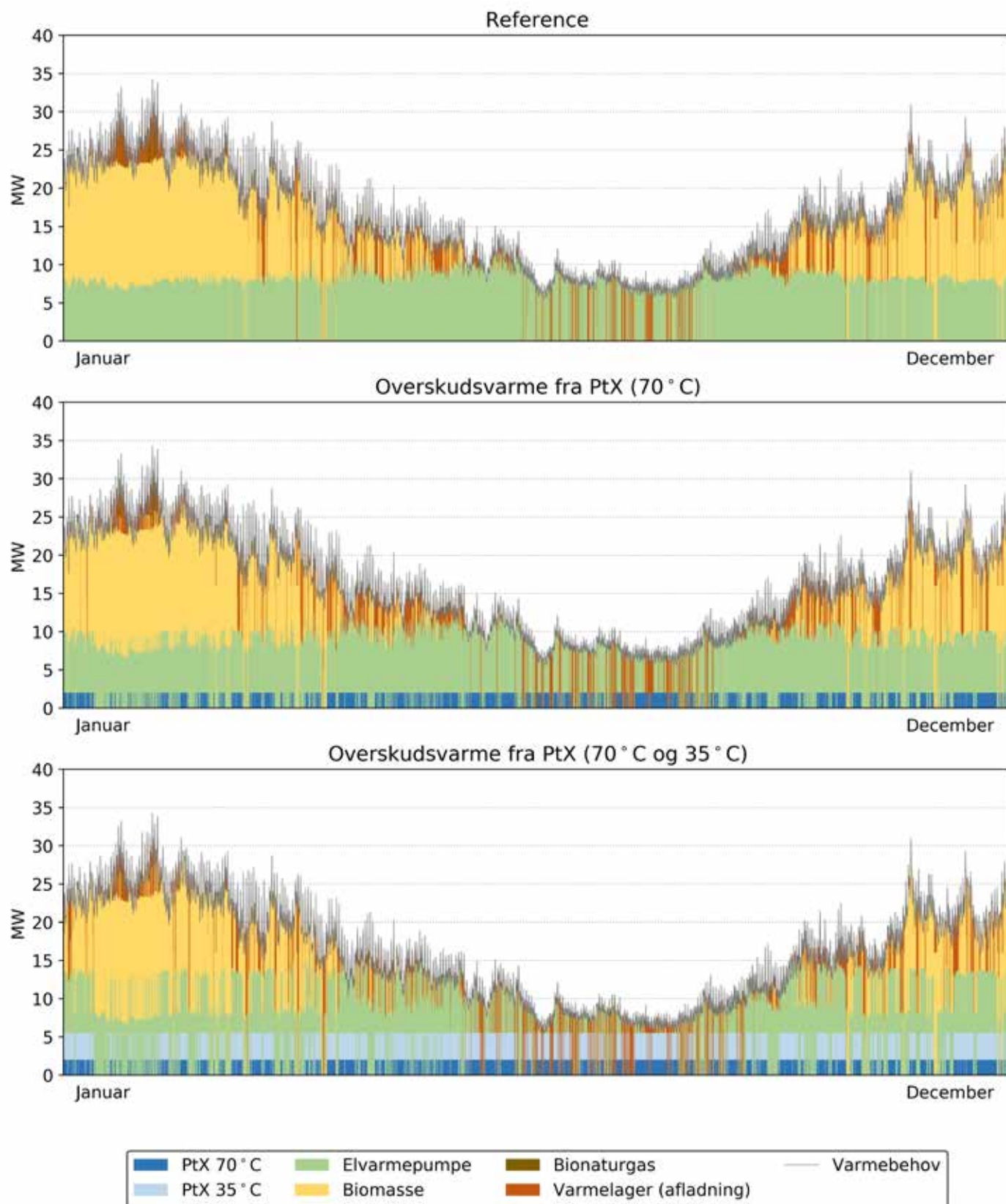
Der er undersøgt tre forskellige typer af fjernvarmesystemer:

1. Udelukkende naturgas
2. Biomasse og bionaturgas til spidslast
3. En kombination af biomasse og en elvarmepumpe, samt bionaturgas til spidslast



Figur 5 viser et eksempel på, hvordan sammensætningen af varmeproduktionen ændrer sig, når først varmen fra elektrolysen (70 °C) og dernæst varmen fra hjælpesystemerne (35 °C) integreres i fjernvarmesystemet.

Værdien af varmen er meget afhængig af temperaturen, og værdien er forskellig for de tre systemer og varierer også hen over året. Det er illustreret med figurer og tabeller i Appendix C, hvor også metode og forudsætninger er beskrevet.



Figur 5: Sammensætning af varmeproduktionen hen over året for scenarie 3, hvor varmen primært produceres på en biomassekedel og en eldrevet varmepumpe på udeluft. Øverst ses fjernvarmesystemets driftsprofil hen over et år uden overskudsvarme fra PtX. I midten udnyttes overskudsvarmen ved 70 °C, hvilket fortrænger produktion på biomassekedlen og elvarmepumpen. Nederst udnyttes overskudsvarmen ved både 70 °C og 35 °C, og den udgør knap 20 % af den årlige varmeproduktion.





## 2.1.2 Fjernvarmens indflydelse på drift og økonomi

Ud fra energyPRO-scenarierne i Appendix C er der fastsat følgende varmepriser for 35 °C og 70 °C:

- For 70 °C overskudsvarme anvendes hhv. 150 kr./MWh i sommerhalvåret og 200 kr./MWh om vinteren for scenarierne med biomasse og kombinationen af varmepumpe og biomasse.
- For 35 °C fastsættes én fast pris for hele året, der i biomassescenariet er 35 kr./MWh, og i scenariet med en kombination af varmepumpe og biomasse 15 kr./MWh.

Elforbruget til varmepumpen, der skal bringe 35 °C bidraget op i temperatur, er inkluderet i analysen af fjernvarmesystemerne og derfor udeladt på elektrolyse-omkostningssiden af casen.

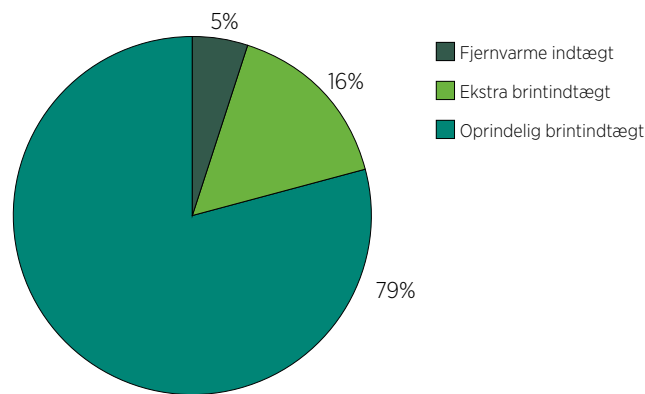
Det ekstra dækningsbidrag pga. fjernvarmesalget øger antallet af driftstimer for elektrolyseanlægget og resulterer dermed i en ny driftsprofil og øget varmeleverance til fjernvarmesystemet. Dette vil igen påvirke den maksimale betalingsvillighed og muligvis de valgte niveauer for fjernvarmepriserne. For at tjekke om dette ændrer baggrunden for beregningerne signifikant, er der udført en ekstra iteration i energyPRO med den nye driftsprofil, som har bekræftet, at prisniveauerne kan bibeholdes.

Fjernvarmesalgets indvirkning på elektrolyseanlæggets drift og dækningsbidrag ses nedenfor i Tabel 3. Antallet af driftstimer, hvor de variable omkostninger kan dækkes, øges med ca. 800 timer.

Endvidere ses det i Figur 6, at fjernvarmeindtægten vil udgøre ca. 6 % af den samlede indtægt, og at de resulterende ekstra driftstimer medfører øget brintindtægt pga. større årlig produktion.

	Uden fjernvarme	Med fjernvarme
Driftstimer pr. år	4.150	4.950
Dækningsbidrag mio. kr./år	6,0	8,0
Indtægt brint mio. kr./år	30	36
Indtægt fjernvarme mio. kr. år	0	2,0

Tabel 3. Fjernvarmesalg indvirkning på drift af elektrolyseanlæg.



Figur 6. Fordeling af indtægter 20 MW<sub>e</sub> elektrolyseanlæg med fjernvarmekobling.

Indvirkningen af fjernvarmesalg kan ligeledes vurderes ud fra, hvor mange køretøjer, der kan produceres brændstof (brint) til samt antal husstande, der kan opvarmes. Herunder fås i runde tal at:

- Overskudsvarmen fra hele elektrolyseanlægget kan forsyne ca. 1.350 standardhuse. Det svarer til at ca. 20% af husene i det analyserede fjernvarmesystem opvarmes med overskudsvarme fra PtX-anlægget.
- Antal brintdrevne personbiler (0,8 kg/100 km, 20k km årligt) der kan forsynes, går fra ca. 9.300 til ca. 11.100 pga. den øgede brintproduktion.
- Tilsvarende stiger antallet af brintbusser (7,5 kg/100 km, 80k km årligt), der kan forsynes med brint, fra ca. 250 til ca. 300.

## 2.2 Case: 400 MW<sub>e</sub> elektrolyseanlæg med stort fjernvarmesystem

I casen for de store fjernvarmeområder er energyPRO ikke benyttet. Der er i stedet udfærdiget en generisk varmekurve med inspiration fra faktiske efterspørgslestimer. Da varmepriserne vil variere mellem de enkelte systemer, er der antaget følgende varmepriser i tråd med de tidligere små scenarier:

- Sommerpris på 150 kr./MWh og vinterpris på 200 kr./MWh for 70 °C overskudsvarme
- 15 kr./MWh for 35 °C overskudsvarme

For brint er prisen fastholdt til 20 kr./kg, og omkostningen til elforbrug til en varmepumpe for at bringe 35 °C overskudsvarme op i temperatur er inkluderet.

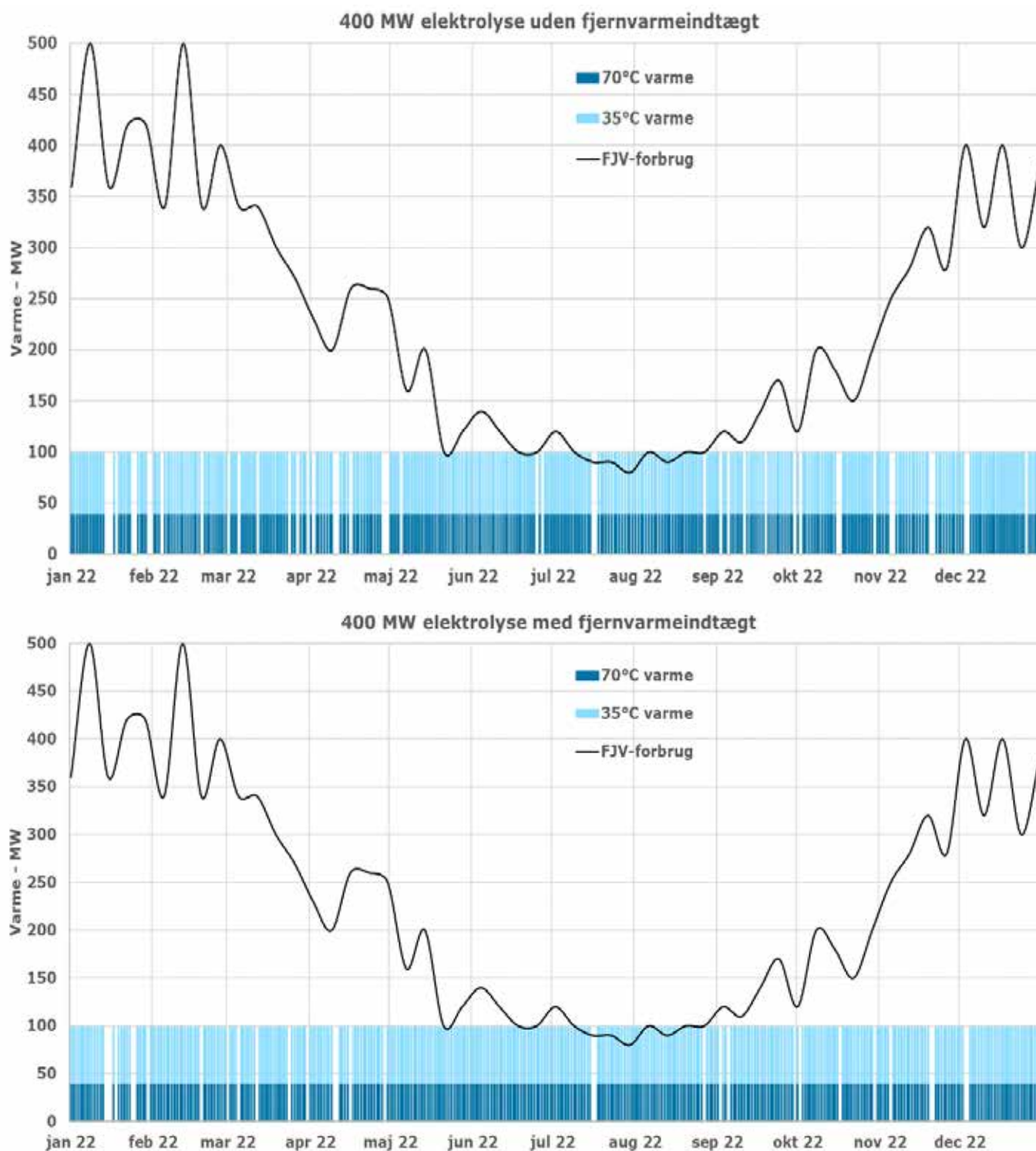


Systemet er beregnet ved drift af 400 MW<sub>e</sub> elektrolyseanlæg i et stort fjernvarmesystem<sup>6</sup>, hvilket giver nedenstående driftskurver med og uden fjernvarmeindtægt, se Figur 7.

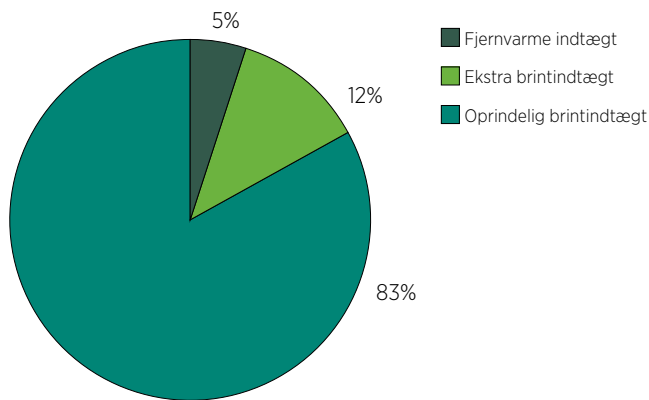
Den estimerede varmeprofil for fjernvarmesystemet er angivet som den sorte kurve, mens driftsprofiler for overskudsvarme ved hhv. 35 °C og 70 °C er vist som lyseblå og mørkeblå søjler. Højden af søjlerne angiver tilsammen den samlede overskudsvarme for elektrolyseanlægget. Den øverste kurve viser driftsprofilen uden fjernvarmeindtægt,

mens den nederste viser profilen med fjernvarmeindtægt. De resulterende ekstra driftstimer pga. indtægten kan ses som færre huller i driftsprofilen.

Det ses, at der i sommerperioden alt efter elektrolyseanlæggets størrelse, kan være for høj varmeproduktion ift. efterspørgslen. I så fald må varmen bortkøles, hvis der ikke eksisterer andre muligheder som fx varmelagring. Denne problemstilling er dog ikke behandlet i denne undersøgelse.



Figur 7. Fjernvarmeproduktion i stort system med overskudsvarme fra elektrolyse. Øverst: Driftsprofil uden fjernvarmeindtægt. Nederst: Driftsprofil med fjernvarmeindtægt. De ekstra driftstimer pga. fjernvarmen ses som færre hvide huller i den nederste profil.



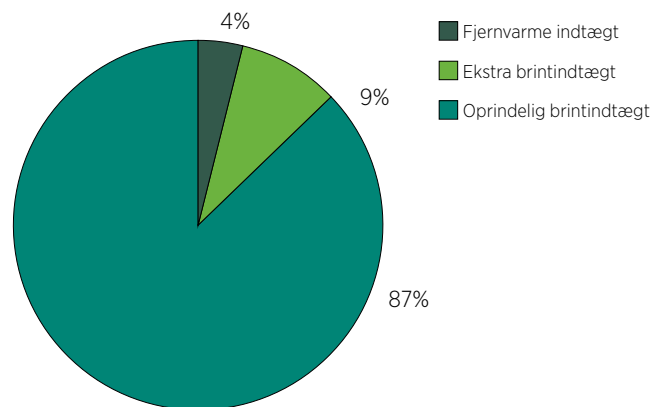
Figur 8. Fordeling i estimerede indtægter for hhv. brint og fjernvarme. 70 °C overskudsvarme aftages i sommerhalvåret til en værdi af 150 og i vinterhalvåret til 200 kr./MWh, mens 35 °C aftages til 15 kr./MWh helårligt. Den ekstra brintindtægt skyldes flere driftstimer pga. fjernvarmeindtægterne.

Fordelingen af de estimerede indtægter er vist i Figur 8. Salget af fjernvarme vil udgøre 5% af de samlede indtægter og herunder medføre en betydelig forskel i driftstimer, fra ca. 4.150 til ca. 4.750 timer, hvor der kan opnås et dækningsbidrag. Den oprindelige brintindtægt uden fjernvarmesalg udgør 83% og suppleres nu af en ekstra indtægt på grund af det øgede antal driftstimer.

Med den producerede brint kan der i udgangspunktet uden fjernvarme produceres tilstrækkeligt til at dække, hvad der svarer til brændstof til 5.000 brintbusser. Med den yderligere fjernvarmeindtægt stiger dette til 5.700 busser. Tilsvarende stiger antal af brintdrevne personbiler fra 186.000 til 212.000. Fjernvarmen vil desuden dække behovet i ca. 26.000 standardhuse om året med 400 MW<sub>E</sub> elektrolyse.

Det ses, at fjernvarmen vil have en væsentlig rolle i at bidrage til business casen for elektrolyseanlægget. Det er dog usikkert, hvorvidt overskudsvarmen kan afsættes til de angivne priser. Det har stor betydning, hvilken varmeproduktion der allerede findes i området, og om det pågældende geografiske område har mangel eller overskud af varme.

I en anden situation med lavere værdi af varmen (hhv. 110 og 180 kr./MWh for 70 °C, mens 35 °C aftages til 0 kr./MWh) vil indflydelsen af fjernvarmen være tilsvarende mindre. Med disse priser ville antallet af driftstimer kun stige med godt 400 om året, og fjernvarmeindtægterne udgøre ca. 4% af de samlede indtægter, se Figur 9.



Figur 9. Følsomhedsanalyse: Fordeling i estimerede indtægter for hhv. brint og fjernvarme ved en værdi af varmen på hhv. 110 kr./MWh om sommeren og 180 kr./MWh om vinteren for 70 °C. Værdien af varmen ved 35 °C aftages til 0 kr./MWh.

## 2.3 Sammenfatning og konklusioner

Disse overordnede cases for integration af fjernvarme ift. PtX er sammensat med det formål at anskueliggøre de potentielle fordele, der kan opnås ved at indtænke fjernvarme tidligt. Specifikt ses, at:

- Salg af overskudsvarme til fjernvarmenettet vil bidrage med en indtægt til elektrolyseanlægget, der gør det muligt at opnå flere driftstimer med et positivt dækningsbidrag.
- De ekstra driftstimer øger den samlede årlige brintproduktion, der ligeledes bidrager til en samlet højere indtægt.

Herunder bemærkes det dog også:

- At indtægtssiden kun er en del af den samlede økonomiske betragtning.
- Der bør ikke på baggrund af disse cases drages konklusioner vedrørende den overordnede økonomi for et PtX-anlæg samt den forbedring af økonomien, som integration med fjernvarme medfører. Dette kræver en specifik analyse af de enkelte projekter, da en række forudsætninger har høj usikkerhed.

### 3 PTX OG FJERNVARME – DEL AF EN STØRRE, GRØN SEKTORINTEGRATION

Det forrige kapitel illustrerede, hvordan integration med fjernvarme understøtter økonomi og drift af selve PtX-anlægget. I dette kapitel ligger fokus på sammenhænge til den generelle omstilling af samfundet med udgangspunkt i koblingen af fjernvarme og PtX. Kapitlet kan ses som én lang argumentation for, hvorfor sektorintegration og fjernvarme er afgørende for en dansk PtX-strategi.

#### 3.1 Fjernvarmens interesse for PtX

Fjernvarmen er i gang med en ambitiøs grøn omstilling - væk fra kul, væk fra naturgas og gradvist på vej væk fra biomasse. Samtidigt vokser fjernvarmen, da flere og flere boliger, offentlige bygninger og virksomheder kobler sig på fjernvarmesystemerne. Det kræver nye teknologier og samarbejder at erstatte de traditionelle typer af varmeproduktion.

Fjernvarmeselskaberne er allerede i gang med etablering og udvikling af nye, grønne varmekilder som henter energien fra grøn strøm, udeluft, spildevand, havvand, industriel overskudsvarme, solvarme og geotermi. For at sikre en lav varmepris, fleksibilitet og forsyningsikkerhed kombineres de nye typer anlæg også med forskellige typer af varmelagring.

Overskudsvarme fra PtX er interessant for fjernvarmeselskaberne af flere grunde:

- CO<sub>2</sub>-neutral varmekilde, som ikke er baseret på afbrænding.
- Forventes tilgængelig i store mængder, også tæt på de store byer. Der er potentiale til både at forsyne eksisterende fjernvarmeområder og samtænke placering af PtX-anlæg med nye fjernvarmeområder, fx i forbindelse med konvertering af naturgasområder.
- Forventning om mange driftstimer på PtX-anlæg, og dermed en stabil varmekilde.
- Overskudsvarme med høj kvalitet (høj temperatur og høj energitæthed)
- Synergi med CO<sub>2</sub>-fangst på eksisterende fjernvarme- og kraftvarmeanlæg.

Den interesse kan også ses af, at mange fjernvarmeselskaber aktivt søger med i samarbejder omkring udvikling af PtX. Der er en tro på, at PtX har en plads i fremtidens grønne fjernvarme.

*Der er en tro på, at PtX har en plads i fremtidens grønne fjernvarme.*



### 3.1.1 CO<sub>2</sub>-fangst med eksisterende fjernvarmeanlæg

Anvendelse af overskudsvarmen fra elektrolyse i fjernvarmesystemerne er ikke den eneste relevante kobling mellem PtX og fjernvarme. De affalds- og biomasseanlæg, som leverer varme til fjernvarmesystemerne, er også egnede til indfangning af CO<sub>2</sub>, såkaldt carbon capture (CC). Dermed har fjernvarmeproducerende anlæg potentiale til at blive CO<sub>2</sub>-negative, og kan ved CO<sub>2</sub>-fangstprocessen genhøste overskudsvarmen og sende denne ud i fjernvarmenettet.

Ifølge C4-partnerskabet, Carbon Capture Cluster Copenhagen, er der alene i hovedstadsområdet potentiale for at indfange omkring 3 mio. ton CO<sub>2</sub> om året. Det svarer til ca. 15% af de reduktioner, som Danmark skal gennemføre inden 2030<sup>7</sup>.

Første trin på vejen er at opbygge erfaring med effektivt at indfange CO<sub>2</sub>, og dernæst at gøre noget fornuftigt med den. En mulighed er at lagre CO<sub>2</sub> og dermed helt fjerne den fra atmosfæren. En anden mulighed er at genbruge det grønne (biogene) kulstof i PtX-produktion af grønne brændstoffer.

Der vil sandsynligvis blive tale om både lagring (CCS) og anvendelse (CCU) af CO<sub>2</sub> fra en del af de anlæg, som allerede findes, og som leverer fjernvarme i Danmark.

I hovedstadsområdet forventer C4 som nævnt et potentiale på 3 mio. ton CO<sub>2</sub> om året. Til sammenligning viser beregninger<sup>8</sup>, at det vil kræve 8 mio. ton grøn CO<sub>2</sub> om året, hvis Danmarks forventede behov (50 PJ) for flybrændstof skal være grønt i 2030. Med 36 TWh grøn el og 8 mio. ton grønt CO<sub>2</sub>, vil man kunne producere 85 PJ grønne Fischer-Tropsch produkter, hvoraf 50 PJ er grønt flybrændstof.

En bekymring – som næsten lyder ulogisk – er, at Danmark kan komme til at mangle CO<sub>2</sub>. Forstået på den måde, at nemme CO<sub>2</sub>-kilder kan blive en mangelvare og dermed en begrænsning for, hvor meget CCU (PtX) der kan laves i Danmark.



### 3.1.2 Affalds- og biomasseanlægs roller i den grønne omstilling

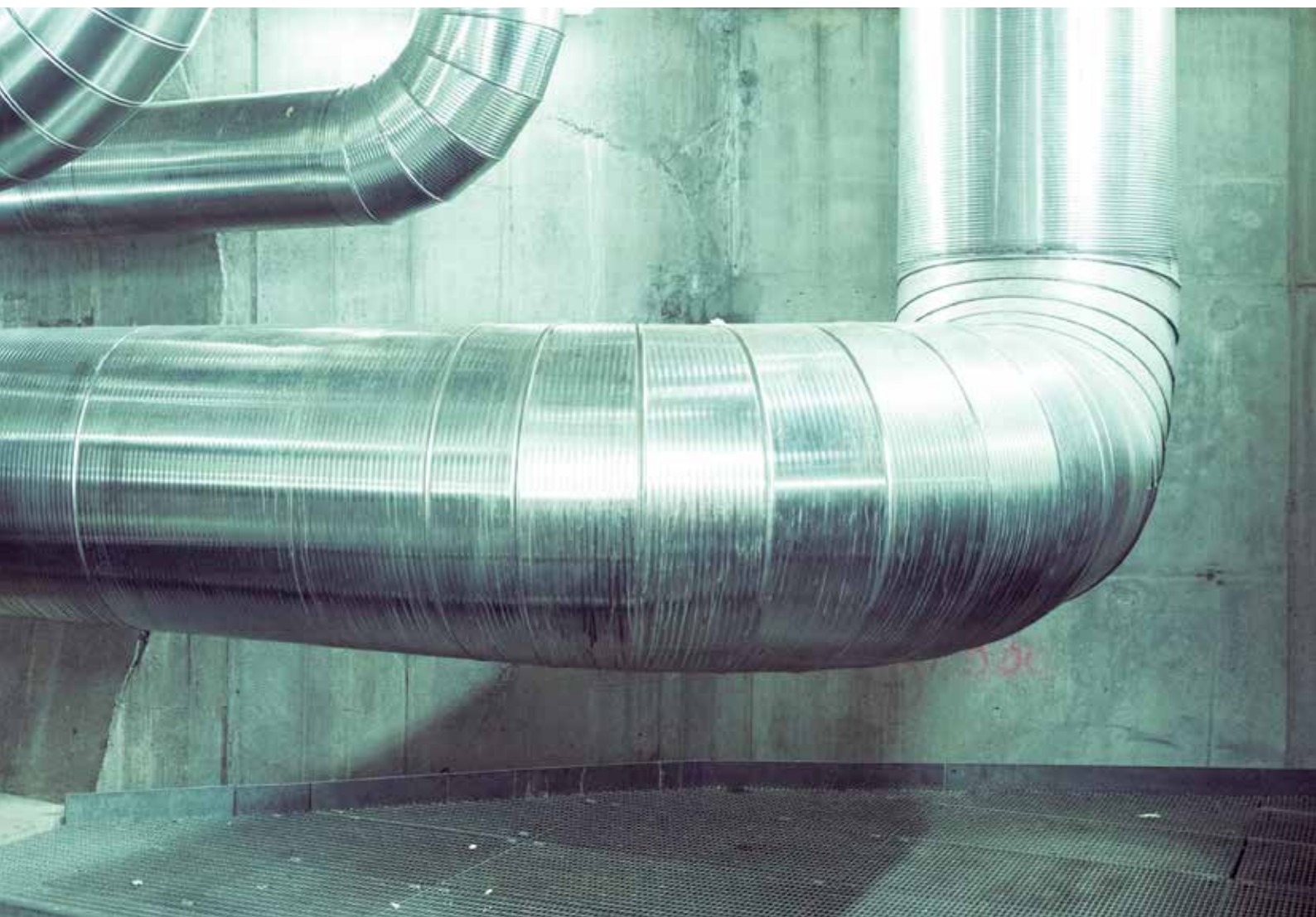
Der er politiske diskussioner om, hvilke roller biomasse og affald skal spille i den grønne omstilling. Fx er en række eksisterende fjernvarmeanlæg baserede på forskellige typer af biomasse og fjernvarme. Teknisk og økonomisk giver det mening af fortsætte driften af anlæggene, men der er usikkerhed om de politiske ønsker.

Analyser af fremtidens rolle for affalds- og biomasseanlæg tilføjes endnu en dimension, når overskudsvarme fra elektrolyse tages med i billedet. Figur 10 illustrerer forskelle med og uden en forceret udfasning af eksisterende biomasse- og affaldsanlæg.

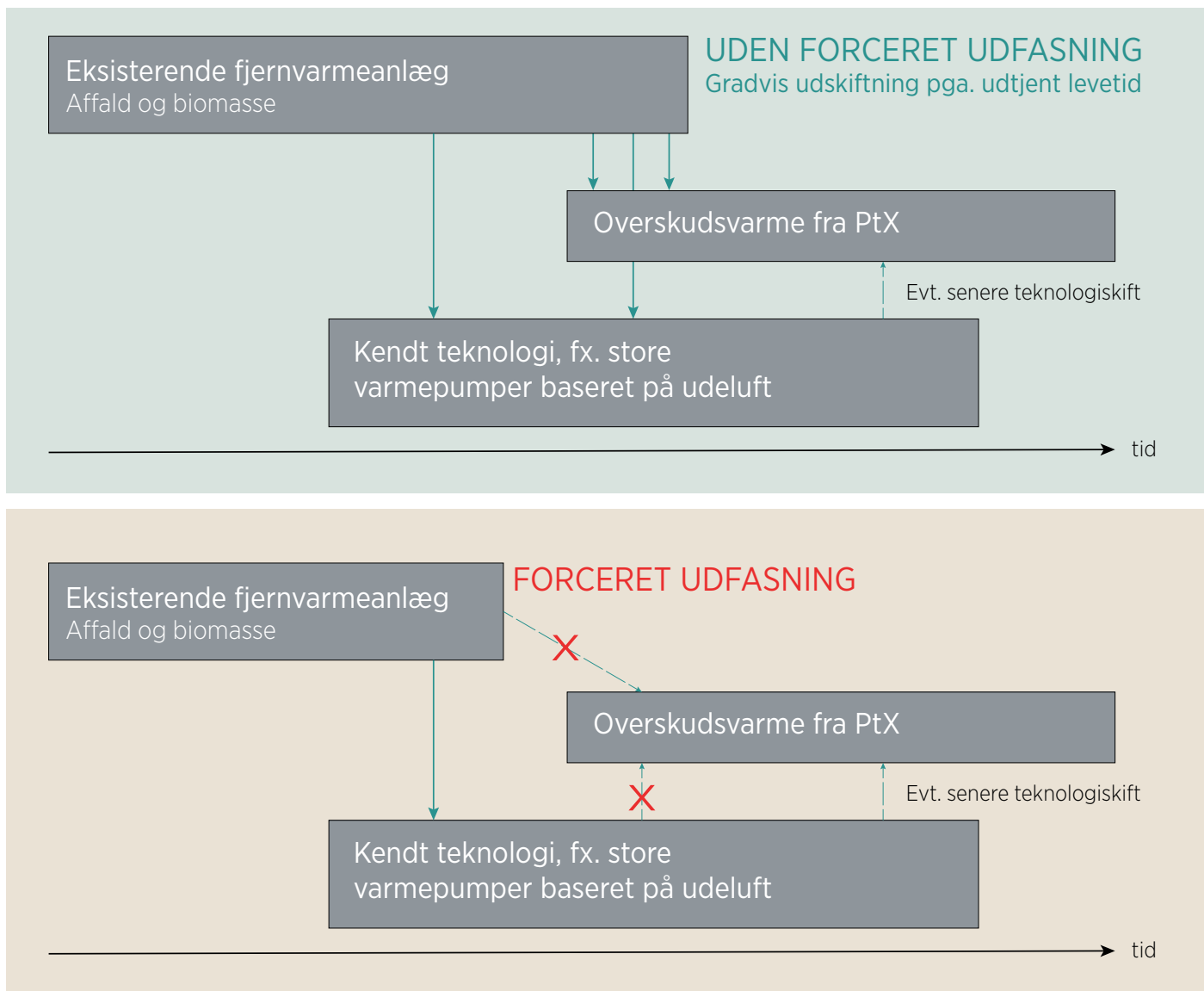
Uden en forceret udfasning udskiftes de gamle anlæg efterhånden som levetiden er udtjent og erstattes af de bedste teknologier, der er til rådighed. Hvis et anlæg er udtjent nu, så betyder det fx store, eldrevne varmepumper med udeluft som varmekilde, mens en senere udskiftning kan betyde, at overskudsvarme fra PtX er et alternativ. Det er ikke alle ste-

der, der vil komme PtX-anlæg i nærheden af fjernvarmesystemerne. Der vil det fortsat være en mulighed at skifte til eldrevne varmepumper. Man kan tænke sig situationer, hvor et fjernvarmeselskab har investeret i nye anlæg, og hvor der efterfølgende kommer mulighed for PtX til området. Her er det ikke sikkert, at det giver mening ud fra økonomiske og risikomæssige betragtninger at skifte teknologi med det samme. Et sandsynligt scenarie er så, at næste teknologiskifte måske først kommer mange år senere.

Ved en forceret udfasning er nye teknologier måske ikke tilpas modne eller tilpas udbredte til at være et reelt alternativ til de løsninger, vi kender i dag. Igen er det sandsynligt, at fjernvarmen fortsætter en årrække med de nye anlæg, og at et teknologiskifte ikke sker med det samme. Konkret kan det fx betyde, at økonomien i et eventuelt elektrolyseanlæg bliver dårligere, fordi det ikke vil være muligt at sælge varmen til fjernvarmeselskabet. Derudover er mulighederne for CO<sub>2</sub>-fangst til enten lagring eller synergi med PtX-anlæg forsvundet fra scenariet med en forceret udfasning af eksisterende fjernvarmeanlæg.







Figur 10: Uden en forceret udfasning (øverst) bliver det muligt med en direkte overgang til udnyttelse af PtX-varme, da eksisterende biomasse- og affaldsanlæg kan levere varme indtil, at PtX-anlæg er etableret og integreret med fjernvarmen. Med en forceret udfasning (nederst) risikerer man at få lukket mulighederne for integration mellem PtX og fjernvarme.

Timing og strategi er vigtig, og en forceret handling med et snævert fokus på den korte bane, kan være dyr på den lange bane. Faktisk kan en forceret udfasning af eksisterende fjernvarmeanlæg baseret på affald og bæredygtig biomasse blive dyr tre gange:

1. Investeringer i nye anlæg til at erstatte de anlæg, som skal lukkes.
2. Teknologiskift før PtX og andre varmekilder med høj effektivitet er klar til at tage over i fuld skala. Det betyder lavere energieffektivitet i mange år frem.
3. Færre, effektive CO<sub>2</sub>-kilder til CO<sub>2</sub>-lagring (CCS) og PtX i Danmark.

### 3.2 Planlægning og placering af PtX-anlæg

Som beskrevet tidligere, så afhænger en god placering og sektorintegration af et PtX-anlæg af en række fysiske forhold. Det betyder, at krydsfelterne mellem forskellige infrastrukturer og gode transportforhold er særligt interessante. Med ønsket om en hurtigt grøn omstilling, er det naturligt først at se på de krydsfelter, som allerede findes, og som måske kan udvikles til PtX-placeringer.

#### 3.2.1 Samarbejde og planlægning en nødvendighed

Fjernvarmebranchen er vant til, at værdi kommer gennem samarbejde. Fx samarbejde om elproduktion, balancering af elsystemet, affaldsforbrænding, halm fra landbruget, resttræ fra skove, overskudsvarme fra industrien, nye varmekilder til store varmepumper fra rensningsanlæg og vandforsyning, teknologiudvikling med universiteter og virksomheder, energiplanlægning med kommunerne og sidst, men ikke



mindst, samarbejdet med fjernvarmekunderne. Med PtX bliver samarbejde endnu vigtigere, og projekterne endnu større. Fjernvarmen spiller dog ikke hovedrollen, og mange beslutninger om PtX kan blive truffet, uden at fjernvarmen tænkes ind.

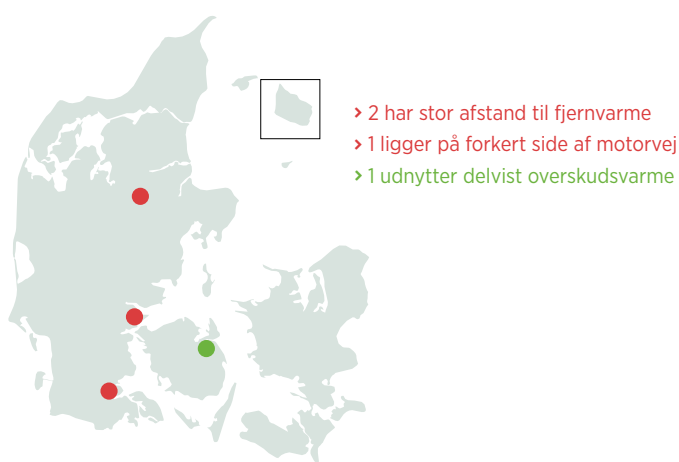
Store beslutninger kræver, at vi tænker os om og er villige til ikke kun at samarbejde, men også at planlægge. Uden planlægning bliver det mere end svært at opnå succes med energieffektivitet og synergier på tværs af sektorer. Det kommer til at stille krav ikke kun til fjernvarmeselskaberne, men alle som har hver deres rolle i et effektivt PtX-gennembrud. Fordi kompleksiteten og risiciene er udfordrende, men også fordi timingen bliver vigtig. På plussiden tæller erfaring og vilje til public-private partnerships, stærke lokale samarbejder og at bruge varme- og andre infrastrukturer til at skabe bred værdi i samfundet.

### 3.2.2 Erfaringer fra de store datacentre

Ligesom PtX er datacentre et nyt og stort elforbrug, som skaber overskudsvarme. Der har været talt meget om at genbruge varme fra datacentrene i stedet for at køle energi væk til omgivelserne. I dette afsnit sammenlignes datacentre og PtX med fokus på integration med fjernvarme. Det kan give anledning til interessante overvejelser omkring placering af anlæg, planlægning og samarbejde.

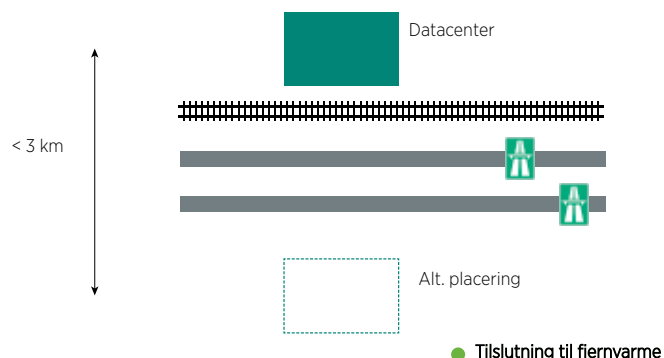
#### Bliver overskudsvarmen udnyttet?

I de fleste datacentre bliver overskudsvarmen ikke udnyttet. Figur 11 viser situationen for fire placeringer af hyperscale datacentre.



Figur 11. Det er ikke givet, at overskudsvarme fra datacentre vil blive genanvendt til fjernvarme

I to af situationerne er udnyttelse af overskudsvarme fra datacentre besværet af afstanden til fjernvarmeaftag, og i en tredje situation bliver koblingen til fjernvarmenettet for dyr, selvom afstanden er kort, se Figur 12.



Figur 12. I det viste eksempel blev fjernvarme ikke tænkt ind fra starten. Med den valgte placering ville en sammenkobling med fjernvarmenettet kræve dyre krydsninger af jernbane og to motorveje.

#### Hvad er varmen værd?

Varme fra PtX er mere værd end varme fra de datacentre, som bygges i dag. Mens overskudsvarme fra alkalisk elektrolyse er væskebåret og med temperaturer på 60-70 grader, så er varmen fra datacentre ofte luftbåret og med temperaturer omkring 25-30 grader.

Det gør en stor forskel for værdien af varmen, og salg af overskudsvarmen kan bidrage til økonomien i et PtX-anlæg. Selv hvis et fjernvarmeselskab ikke betaler penge for varmen fra et datacenter, så er der stadig omkostninger til fx vekslere, rørstrækninger og store varmepumper, som kan hæve temperaturen af vandet, så det egner sig til fjernvarme.

#### Driftsmønster

Ingen tvivl om, at PtX skal bruge meget strøm, men modsat datacentre, så kan PtX-anlæg holde pauser i deres elforbrug. Det gør PtX lettere at håndtere for elsystemet.

#### Kan design af anlægget optimeres til integration med fjernvarme?

Ja, det kan både PtX-anlæg og datacentre, men datacentre har et mindre incitament til at gøre det. Værdien er varme er ikke høj, og datacentrene kan være forsigtige med at ændre i design og processer, fordi datacentre kræver kontinuerlig drift. For PtX-anlæg er der både tekniske muligheder og økonomiske incitamenter til at effektivisere integrationen med fjernvarmesystemerne.

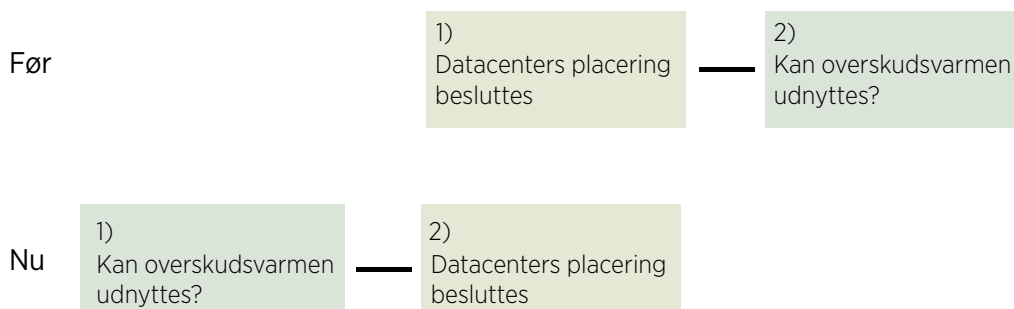
### Er der interesse i tidligt samarbejde med fjernvarmen?

Genbrug af varmen fra datacentre er kommet mere i fokus, og der er både et indre og ydre pres på at forbedre datacentrenes energieffektivitet. I takt med at datacentre ser det virke i praksis, så er fjernvarme nu en af de parametre som overvejes, før man vælger placeringen af et nyt datacenter (se Figur 13). For PtX er der også en voksende interesse for at tænke fjernvarmeintegration ind i planlægningen fra star-

ten. Fjernvarme er dog kun en blandt rigtig mange parametre, og på den måde ligner datacentre og PtX hinanden.

### Hvem betaler?

Der er klima- og samfundsfordele i at genbruge overskudsvarme til fjernvarme, men investeringsmæssigt anses det for at være en sag for fjernvarmeselskabet. For datacentre har det betydet, at overskudsvarmen kun kan udnyttes, hvis



Figur 13. Udvikling i datacentrenes fokus på fjernvarme. Interessen er vokset med de stadigt større forventninger til energieffektivitet.



det direkte regnestykke for fjernvarmeselskabet er positivt. Drejebogen for PtX er ikke skrevet endnu, og det er uklart, om man vælger et bredere samfundsperspektiv på genbrug af PtX-varme til fjernvarme.

### ***Er vi blevet klogere?***

Der er i hvert ingen tvivl om, at vi har øvet os på datacentrene, og at gevinsterne ved at samarbejde er større for PtX og fjernvarme. Der er også mere på spil for samfundet denne gang. En vigtig læring har været, at fjernvarme skal tænkes ind fra starten.

### **3.2.2 Kraftværkspladser og raffinaderier**

Der findes en række kraftværkspladser i Danmark, og mange af dem er placeret i nærheden af de større byer, hvor varmen fra kraftvarmeværkerne er en vigtig del af fjernvarmeforsyningen. I takt med den grønne omstilling reduceres værkernes rolle, og det åbner for nye muligheder på kraftværkspladserne.

Kraftværkspladser har gode koblinger til infrastrukturer og en række fordele, som gør dem egnede til placering af nogle af de første store PtX-anlæg i Danmark:

- **Stærk kobling til elsystemet:** Kraftvarmeværkerne har dækket en stor del af Danmarks elforbrug og har stærke forbindelser direkte til transmissionsnettet for el. Tilstrækkelig stor elforsyning er dog en generel udfordring for storskala PtX-anlæg, og selv om kraftværkspladserne har stærke forbindelser, så er der tale om en stor, men dog begrænset, kapacitet.
- **Stærk kobling til varmeinfrastruktur:** Kraftvarmeværkerne har stået for en stor del af Danmarks varmeproduktion, og de tilhørende fjernvarmenet kan allerede aftage store varmemængder fra kraftværkspladserne.
- **Transport:** Gode havneanlæg og nem adgang for tung trafik.
- **God plads:** PtX-anlæg kræver meget areal, og det har de fleste kraftværkspladser.

➤ **Kilder til CO<sub>2</sub>:** Koncentrerede kilder til CO<sub>2</sub> fra affalds-, halm- og flisanlæg. De kan udnyttes til enten lagring af CO<sub>2</sub> eller anvendes til produktion af grønne brændstoffer baseret på grøn brint og kulstof.

➤ **Kobling til gasnettet:** Nogle pladser ligger tæt på naturgasnettet, som i stigende grad også transporterer biogas, og måske også kan spille en rolle som kommende brintinfrastruktur<sup>9</sup>.

➤ **Har allerede mange godkendelser:** PtX-anlæg kræver en række sikkerheds- og miljøgodkendelser, hvilket begrænser placeringsmulighederne. Med de krav som kraftværkspladserne allerede opfylder, så kan det være et nemmere sted at starte.

➤ **Nærhed til store energilagere:** Fx er flere store varmelagre på vej i tilknytning til kraftværkspladser.

➤ **Synergi med andre anlæg ved kraftværkspladserne:** Muligheder for deling af værksteder, specialiseret arbejdskraft, overvågning og integreret styring.

Figur 14 viser et eksempel på, hvor tæt integreret elementerne ligger ved en kraftværksplads.

*En vigtig læring har været, at fjernvarme skal tænkes ind fra starten.*





Figur 14. Kraftværkspladsen i Odense er en af mulighederne for placering af PtX-anlæg. Luftfotoet illustrerer, hvor tæt PtX og fjernvarme kan placeres på de eksisterende kraftværkspladser. Kilde: Fjernvarme Fyn

Raffinaderier har flere af de samme fordele som kraftværkspladserne, og i særlig grad når man ser på sikkerheds- og miljøgodkendelser. Der findes to olieraffinaderier i Danmark. Det ene ligger i Fredericia og er allerede forbundet med TVIS's varmetransmissionsnet. Her er raffinaderiet en afgørende del af PtX-projektet HySynergy i Trekantområdet. Det andet ligger i Kalundborg, hvor der er overvejelser om PtX.

### 3.3 PtX-integration i de største fjernvarmesystemer i Danmark

Nyttiggørelse af varmen fra storskala PtX-anlæg er specielt interessant i de større danske byer, og i de følgende afsnit beskrives situationen i de seks største, danske fjernvarmesystemer. Der er forskel på byerne og på deres fjernvarmesystemer. Den variation er en styrke, som giver mulighed for udvikling af forskellige typer af PtX-projekter og forskellige måder at integrere overskudsvarme fra PtX.

#### 3.3.1 Hovedstadsområdet

##### **Grøn omstilling og integration af overskudsvarme fra PtX**

Planlægning og grøn omstilling af energisystemerne bliver, inden for landets grænser, nok ikke sværere end i hovedstadsområdet. Massiv byudvikling, et presset elnet, ambitiøs omstilling af varmeproduktionen og begrænsede varmekilder til store varmepumper, for at nævne nogle faktorer.

Potentialerne for PtX i hovedstadsområdet er ved at blive undersøgt. Det sker hos de enkelte selskaber, i fjernvarmesamarbejder og i bredere samarbejde på tværs af sektorer og kommuner. Et eksempel er det strategiske planlægnings-samarbejde "Fremtidens Fjernvarme i hovedstadsområdet 2050" (FFH50)<sup>10</sup>, hvor VEKS, CTR, Vestforbrænding og HOFOR er i gang med at tegne en fælles fremtidsvision for fjernvarmen i hovedstadsområdet frem mod 2050. Her indgår PtX i opstillingen af scenarier, og mulighederne for PtX analyseres.

##### **CO<sub>2</sub>-kilder**

Der er en række anlæg, hvor indfangning af CO<sub>2</sub> kan være interessant i hovedstadsområdet. Disse anlæg deler geografi, muligheder og udfordringer og har derfor indledt samarbejdet C4 - Carbon Capture Cluster Copenhagen<sup>11</sup>. I samarbejdet deltager ARC, ARGO, BIOFOS, Copenhagen Malmö Port, CTR, HOFOR, Vestforbrænding, VEKS og Ørsted, se Figur 15. I alt ser de et potentiale for indfangning af ca. 3 mio. ton CO<sub>2</sub> om året.

Første opgave i samarbejdet er at dele og udvikle viden om CO<sub>2</sub>-fangst og kortlægge mulighederne for at etablere fælles transport- og lagerløsninger.



Figur 15. Carbon Capture Cluster Copenhagen (C4-fællesskabet) er et samarbejde om indfangning af CO<sub>2</sub> i hovedstadsområdet. Kilde: Carbon Capture Cluster Copenhagen

## H2RES

H2RES er et demonstrationsprojekt med 2 MW elektrolyse, som skal placeres på Avedøre Holme tæt ved to 3,6 MW-havmøller ejet af Ørsted<sup>12</sup>. Ørsted står i spidsen for projektet og traf endelig investeringsbeslutning i januar 2021. Projektet forventer at producere og distribuere ca. 1 ton grøn brint om dagen til brug i vejtransport.

De øvrige partnere i projektet er Everfuel, NEL Hydrogen, DSV Panalpina, Green Hydrogen Systems, Energinet og Brintbranchen. H2RES har modtaget 34,6 mio. kr. i støtte fra EUDP, og anlægget forventes i drift ved udgangen af 2021.

## Green Fuels for Denmark

Green Fuels for Denmark er et partnerskab om grønne brændstoffer til vej-, sø- og lufttransport i tre faser<sup>13</sup>. I partnerskabet deltager Ørsted, Københavns Lufthavne, A.P. Møller – Mærsk, DSV Panalpina, DFDS, SAS, Nel, Everfuel og Haldor Topsøe for at knytte udbud og efterspørgsel af grønne brændstoffer tættere sammen.

Den første etape er 10 MW elektrolyse, hvor brinten bruges direkte i busser og lastbiler. Planerne for anden etape er en opskalering i 2027 til 250 MW, som i kombination med indfanget CO<sub>2</sub> fra Storkøbenhavn kan producere grøn metanol og flybrændstof. Tredje etape sigter mod 1,3 GW elektrolysekapacitet i 2030 og en samlet produktion af 250.000 ton grønne brændstoffer til busser, lastbiler, skibe og fly.





### 3.3.2 Århus

#### **Grøn omstilling og integration af overskudsvarme fra PtX**

Aarhus Kommune har med deres klimamål sat kursen mod klimaneutralitet i 2030. Vejen til målet bliver til i tæt samarbejde mellem kommunen og de forskellige sektorer<sup>14,15</sup>, og Figur 16 illustrerer, hvordan Aarhus ser deres grønne omstilling. Fjernvarmen spiller en central rolle med en kombination af forskellige typer varmeproduktion, herunder kollektive varmepumper, geotermi og varme fra de to energiparker ved Lisbjerg og Studstrup. Der er potentiale for PtX ved de to energiparker. Der er pt ikke konkrete projekter i gang, men Ørsted undersøger mulighederne ved Studstrup, og AffaldVarme Aarhus undersøger også andre muligheder, fx ved Lisbjerg.

AffaldVarme Aarhus arbejder på deres plan for investeringer frem til 2030, og her bliver der også set på integration af PtX. Da varmekontrakten med Studstrupværket først udløber i 2030, har Aarhus et lidt større vindue for at udvikle og integrere PtX-projekter end andre større byer, hvor investeringsbehovet ligger tidligere.

Energiparkerne er mindst lige så vigtige som energioverførerne – energiparkerne i de store byer som Aarhus, kan hjælpe med at elektrificere de store byer med vedvarende energi i alle sektorer, levere grøn konkurrencedygtig varme til borgerne, og samtidig, kan energiparkerne også være med til at spille en stor rolle i målet om CO<sub>2</sub>-reduktion via CO<sub>2</sub>-fangst. Energiparkerne er knudepunkter for det sammentænkte energisystem, der kan sikre en samfundsøkonomisk ansvarlig grøn omstilling.

#### **CO<sub>2</sub>-kilder**

Ved energiparkerne i Lisbjerg og Studstrup findes der store CO<sub>2</sub>-kilder baseret på affald og biomasse. De to energiparker er centrale i Aarhus' indsats for at blive klimaneutral, da der her er potentiale for indfangning af CO<sub>2</sub> enten til lagring eller til brug i produktion af grønne brændstoffer. I Lisbjerg er der ca. 500.000 ton CO<sub>2</sub>/år til rådighed, hvoraf ca. 150.000 ton CO<sub>2</sub>/år er fossilt, mens der ved Studstrup er ca. 1 mio. ton CO<sub>2</sub>/år til rådighed frem til 2030.

*Fjernvarmen er i gang med en ambitiøs grøn omstilling – væk fra kul, væk fra naturgas og gradvist på vej væk fra biomasse.*

*Figur 16. Grøn omstilling af Aarhus er baseret på sektorintegration og tværgående samarbejde. Her indgår fx fjernvarmesystemet, varmelagre og energiparkerne Lisbjerg og Studstrup, hvor CO<sub>2</sub>-fangst og PtX er i spil. Kilde: Aarhus Kommune.*



## Solcelleparker

Aarhus tager medansvar for grøn og billig elforsyning ved at etablere solcelleparker i det åbne land.

## Energipark Studstrup

Energiparker leverer multifunktionelle løsninger fx storskala el- og varme produktion, energilagring, CO<sub>2</sub>-fangst og produktion af grønne brændstoffer til transportformål (electrofuels).

## Biomasse

Når vinden ikke blæser, og solen ikke skinner, anvendes biomasse til at producere el og fjernvarme.

## Energipark Lisbjerg

Energiparker leverer både storskala løsninger til energisystemet og løser samfundsmæssige opgaver som fx afbrænding af affald og CO<sub>2</sub>-fangst.

## Solceller

Bygninger lægger tag og facade til arkitektonisk integrerede solceller. Strømmen bruges bl.a. til opladning af elbilsbatterier.

## Grøn fjernvarme

Havvandsvarmepumper leverer grøn fjernvarme.

## Affald

CO<sub>2</sub> udledningerne fra affaldsforbrænding reduceres ved bortsortering af plastaffald og etablering af CO<sub>2</sub>-fangst.

## Grøn transport

Personbiler omstilles til el. Der er gode lademuligheder i P-huse og centrale lynladestationer.

## Industri

Anvendelsen af fossile brændsler i industrien udfases, mens spildvarme og restprodukter udnyttes i energiforsyningen og industrielle symbioser.

## Energieffektive bygninger

Energieffektive bygninger reducerer behovet for produktion af el og varme. Intelligent opladning reducerer behovet for investeringer i elnettet.

## Varmelagre

Varmelagre fungerer som indirekte og omkostnings-effektivt lager for elsystemet.

Fleksibel opladning af elbiler reducerer behovet for opgradering af elnettet og bidrager til at balancere sol og vind.

## Ladestandere

## Geotermi

Geotermi og varmepumper leverer grøn og brændselsfri fjernvarme.

## Fjernvarme

Fjernvarme dækker stort set hele behovet for opvarmning. Energieffektivisering og optimering af varmeinstallationer i bygningerne gør det muligt at sænke temperaturen i fjernvarmenettet.





### 3.3.3 Odense

#### Grøn omstilling og integration af overskudsvarme fra PtX

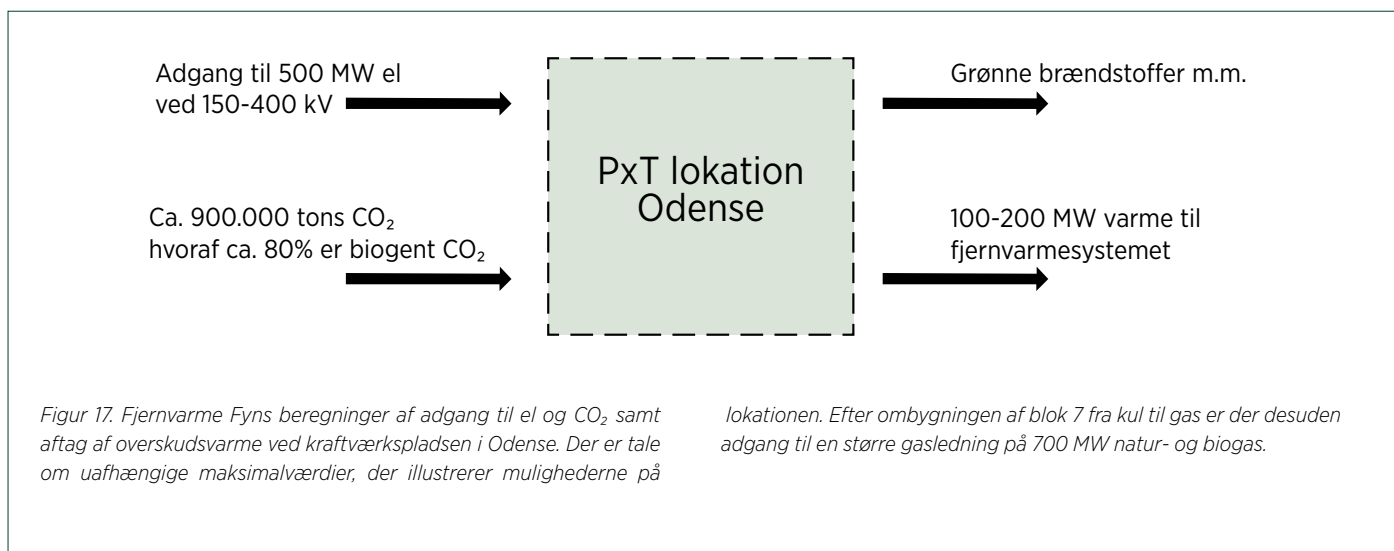
I Odense handler grøn omstilling i første omgang om udfasning af kulkraft, og omstillingen er i gang med etablering af store, kollektive varmepumper, varmelager og integration af overskudsvarme. Fjernvarme Fyn modtager overskudsvarme fra mere end ti forskellige virksomheder, inkl. Kims chips, Albani og Facebooks datacenter.

Fjernvarme Fyn er åbne for også at integrere overskudsvarme fra PtX og har analyseret mulighederne for PtX ved kraftværkspladsen i Odense. Figur 17 illustrerer adgangen til el, og dermed brint via elektrolyse, og CO<sub>2</sub> samt den mængde varme, som forventes at kunne integreres i Fjernvarme Fyns system.

#### CO<sub>2</sub>-kilder

På kraftværkspladsen i Odense er der potentiale for CO<sub>2</sub>-fangst og CO<sub>2</sub>-kilder til syntetiske brændstoffer. Lokaltiden byder på en række anlæg som har mange årlige driftstimer og som er baserede på affald, halm og flis.

Den halmfyrede blok og affaldsanlægget forventes i drift frem til ca. 2035, mens en biokedel på 150 MW sættes i drift i 2023 med en forventet levetid på 25 år. I alt forventes der adgang til ca. 900.000 ton CO<sub>2</sub>, hvoraf ca. 80 % er biogent CO<sub>2</sub>.



*Fjernvarme Fyn modtager overskudsvarme fra mere end ti forskellige virksomheder, inkl. Kims chips, Albani og Facebooks datacenter.*



### 3.3.4 Aalborg

#### **Grøn omstilling og integration af overskudsvarme fra PtX**

Udfasning af kul på Nordjyllandsværket ved udgangen af 2028 er med til at sætte rammerne for den grønne omstilling af varmeforsyningen i Aalborg. Fjernvarmen i Aalborg udnytter i forvejen store mængder overskudsvarme fra cementfabrikken Aalborg Portland, og planerne for fremtiden indeholder også et stort damvarmelager og store, kollektive varmepumper med forskellige varmekilder som fjernkøling, Limfjorden, udeluft og overskudsvarme. I alt forventes det, at 50 % af varmen kommer fra overskudsvarme. Aalborg har et mål om røgfri fjernvarme, og det betyder fx, at biomasse ikke indgår i planerne for at erstatte varmen fra Nordjyllandsværket.

Power2Met projektet har til formål at designe og opbygge et pilotanlæg til et komplet el-til-metanol-anlæg<sup>16</sup>.

Der er potentiale for etablering af PtX på kraftværkspladsen ved Nordjyllandsværket, som blandt andet byder på god plads kombineret med stærke koblinger til el- og fjernvar-

menet. Aalborg Forsyning ser desuden en synergi mellem grøn omstilling af lokale virksomheder og PtX, og vurderer de måske kan hæve varmeaftaget med 25 % om sommeren ved at få flere virksomheder på.

Aalborg Forsyning samarbejder bredt om den grønne omstilling af varmeforsyningen i Aalborg. Det sker fx gennem Green Hub Denmark<sup>17</sup>, som er et public-private partnership med stor lokal opbakning.

#### **CO<sub>2</sub>-kilder**

Affaldsforbrænding på Reno-Nords anlæg er en potentiel kilde til grøn CO<sub>2</sub>, som enten kan lagres eller genbruges til grønne brændstoffer.

Aalborg Portland udleder store mængder fossilt CO<sub>2</sub> og arbejder på at gøre produktionen bæredygtig. Deres grønne strategi har koblinger til både grøn fjernvarme, lagring af CO<sub>2</sub> og PtX.



### 3.3.5 Esbjerg

#### **Grøn omstilling og integration af overskudsvarme fra PtX**

Esbjerg er i gang med at erstatte den kulbaserede varme fra Esbjergværket, som udfases i 2023. De 350 MW erstattes i første omgang af en 50 MW varmepumpe på havvand og et fliskedelanlæg på 60 MW, hvilket betyder, at der er plads til at lave varmekontrakter baseret på fx overskudsvarme fra PtX.

DIN Forsyning leverer varme i Esbjerg og Varde, og har en strategi om at mindske både spild af ressourcer og CO<sub>2</sub>-udledning. Der er plads til overskudsvarme i fjernvarmesystemet i Esbjerg, og op til 1/3 af varmen kan på kort sigte (2025) komme fra PtX.

I perioden efter 2030 skal det undersøges, om der skal ske en hel eller delvis udfasning affaldsenergien. Den eksisterende aftale med Energinet forsøges forlænget frem til 2033 gennem en fælles overenskomst. Herunder undersøges også muligheden for Carbon Capture til fx lokal udnyttelse eller lagring, hvis de økonomiske rammevilkår tilskynder dette.

Esbjerg anser sig selv for at være det bedste sted i Danmark på nuværende tidspunkt til etablering af PtX på mellemlang sigte og argumenterer herfor med sin geografiske placering i nærheden af overskudsstrømmen fra havmølleparkerne i Nordsøen og sin optimale lokale infrastruktur. Esbjerg har allerede i dag stor udskibning af produkter via Esbjerg havn, stor offshore serviceindustri samt veludbygget vejnet til og fra havnen. Sidst men ikke mindst kan overskudsvarmen fra større PtX-anlæg aftages og integreres centralt i fjernvarmesystemet ved 70-80 °C.

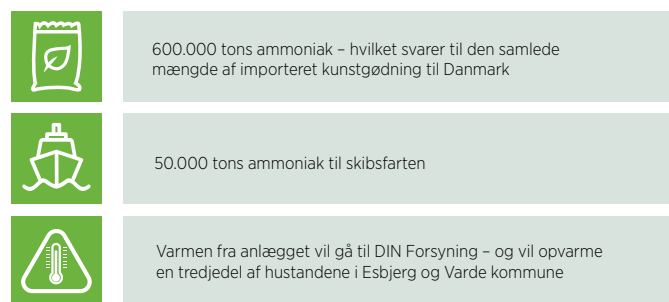
#### **CO<sub>2</sub>-kilder**

Der er potentiale for CO<sub>2</sub>-fangst på affaldsforbrændingen, og der er flere muligheder for, hvad der efterfølgende kan ske med CO<sub>2</sub>'en. Der er potentiale for CO<sub>2</sub>-fangst hos de lokale store biogasanlæg (Korskro, Ribe, Blåbjerg m.fl.), for CO<sub>2</sub>-lagring i de norske eller engelske felter i Nordsøen eller for CO<sub>2</sub>-udnyttelse i PtX-produktion af grønne brændstoffer. Det forventes ikke, at DIN Forsynings nye fliskedel får så mange driftstimer, at det kan betale sig at etablere CO<sub>2</sub>-fangst ved den. Kedelanlægget vil derimod på sigt kunne omstilles til pyrolyse af biomasse, idet infrastrukturen til bio-

massehåndtering og energi er til stede, og fordi anlægget vurderes egnet som en del af platformen for at lave fossilfrie brændstoffer og materialer uden at bruge fødevarer som kilde til biogent kulstof.

#### **Storskala PtX-projekt i Esbjerg**

Copenhagen Infrastructure Partners (CIP) vil bygge Europas største ammoniak PtX-anlæg, som skal omdanne vindenergi til CO<sub>2</sub>-fri ammoniak til gødning og skibsbrændstof<sup>18</sup>. Anlægget omfatter 1 GW elektrolyse, og DIN Forsyning forventer med overskudsvarmen fra PtX-anlægget at kunne dække ca. 1/3 af varmebehovet i Esbjerg og Varde. Anlægget forventes at kunne reducere CO<sub>2</sub>-udledningen med op til 1,5 millioner ton samt medføre 100-150 permanente arbejdspladser inden for grøn omstilling. Figur 18 viser de grønne produkter, som kommer ud af PtX-anlægget.



Figur 18. Grønne produkter fra forventet PtX-anlæg i Esbjerg. Kilde: CIP

Anlægget forventes af koste ca. 1 mia. Euro og vil stå færdigt i 2026. Den endelige investeringsbeslutning forventes taget 2022/2023.

Placeringen er ikke endeligt på plads endnu, men adgangen til landbaseret og maritime logistikkæder er tænkt ind fra starten, og anlægget vil i Esbjerg samtidig ligge godt i forhold til integration med fjernvarmesystemet.

### 3.3.6 Trekantområdet

#### Grøn omstilling og integration af overskudsvarme fra PtX

Figur 19 viser varmetransmissionsnettet i Trekantområdet. Fjernvarmen i Trekantområdet tog et stort, grønt spring, da Skærbækværket i 2018 blev omstillet til at køre på træflis. Derudover kommer varmen i dag fra overskudsvarme fra Shell-raffinaderiet og affaldsvarme fra Energnist. Forventningen er, at varmen i endnu højere grad vil være baseret på overskudsvarme i fremtiden, fx fra lokale PtX-anlæg.

I februar 2021 offentliggjorde 14 virksomheder og syv kommuner et PtX-partnerskab med det formål at gøre Trekantområdet til et fyrtårn for produktion af grønne brændstoffer og integration af PtX og fjernvarme<sup>19</sup>. Blandt partnerne er Ørsted, Billund Lufthavn, Shell, Green Hydrogen og TVIS.



Figur 19. Varmetransmission i Trekantområdet forbinder varmeproduktion og lokale fjernvarmeområder via TVIS' fjernvarmenet (røde linjer). Kilde: TVIS.net

#### CO<sub>2</sub>-kilder

Der er flere kilder til grøn CO<sub>2</sub> i Trekantområdet: Affaldsforbrændingen Energnist i Kolding, Skærbækværket som producerer el og varme på biomasse, en del biogasanlæg og fermentering på Carlsbergs bryggeri. Grønne CO<sub>2</sub>-kilder er en del af PtX-partnerskabets strategi for Trekantområdet.

#### HySynergy

Kernen i HySynergy-projektet er et 20 MW alkalisk elektrolyse anlæg, som ved 100 % kapacitet vil kunne levere ca. 8

ton grøn brint om dagen<sup>20</sup>. Den grønne brint skal erstatte fossilbaseret brint på Shell raffinaderiet i Fredericia. Anlægget forventes i drift april 2022.

Overskudsvarmen direkte fra elektrolysen vil have en temperatur på ca. 70 °C, og overskudsvarmen opsamles og integreres i fjernvarmeforsyningen via TVIS' fjernvarmenet. Mængden af overskudsvarme fra selve elektrolysen vil vokse i takt med, at enhederne degraderer. Det er en af de parametre, som projektet vil følge tæt i årene efter idriftsættelse.

I projektet deltager Everfuel, Shell-raffinaderiet i Fredericia, Aktive Energi Anlæg (AEA), TREFOR el-net, Energinet Elsystemansvar, TVIS og EWII. Projektet er støttet af EUDP med 48 mio. kr. ud af et samlet projektbudget på 104 mio. kr.

Everfuel undersøger muligheder for endnu større anlæg ved Shell-raffinaderiet. I første omgang 300 MW i de nærmeste år, og 1 GW før 2030.

#### 3.4 Decentral PtX – integration med lokale muligheder

PtX kan også kombineres med fjernvarme uden for de største byer, og her kommer integration med biogasproduktion, adgang til gasnettet og potentiale for pyrolyseanlæg i spil. Her kan varmen potentielt integreres i lokale fjernvarmesystemer, og igen er det vigtigt at tænke fjernvarme ind fra starten. Erfaringer fra samarbejde mellem fjernvarme og andre typer overskudsvarme viser, at et stærkt lokalt samarbejde kan skabe langtidsholdbare løsninger.

Som illustreret i case-analysen, så afhænger indpasning og værdien af varmen af sammensætningen af det lokale fjernvarmesystem. Det er endnu en grund til at starte dialogen mellem fjernvarmeselskab og et potentielt PtX-anlæg tidligt, så man kan få en fælles forståelse for tidsperspektiver og mulighederne for køb og salg af varme.

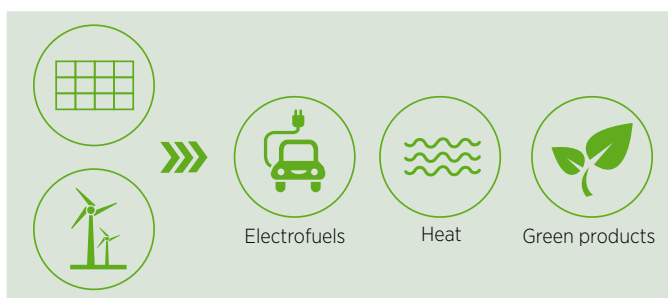
PtX-anlæg i mindre skala egner sig godt til demonstration af teknologier og integration, og kan udvikles og tilpasses de lokale muligheder, som fx et biogasanlæg. Adgang til el fra vind og sol er også her en vigtig parameter, og strømmen kan enten komme fra en stærk forbindelse til elnettet eller lokal elproduktion.



Decentrale PtX-anlæg kan se ud på mange forskellige måder, og her følger to eksempler.

### 3.4.1 GreenLab Skive

GreenLab<sup>21</sup> er en cirkulær energipark for virksomheder med fokus på bæredygtighed. Virksomhederne i energiparken er forbundet af et såkaldt SymbiosisNet, hvor energi, ressourcer og data kan deles. Blandt virksomhederne i GreenLab er Eurowind Energy, Quantafuel, NOMI 4s, Danish Marine Protein og GreenLab Skive Biogas.



Figur 20. Illustration af brug af sol og vind til at producere og dele grønne brændstoffer, varme og andre grønne produkter hos GreenLab Skive. Kilde: Klip fra introduktionsfilm om GreenLab, <https://www.youtube.com/watch?v=RyrfOZxQ2Q0>

Som en del af GreenLab etableres et 12 MW PtX anlæg, som forventes i drift i 2022. EUDP har støttet projektet GreenLab Skive PtX med 80 mio. kr. ud af et samlet projektbudget på 146 mio. kr. I projektet deltager GreenLab Skive A/S, EuroWind Energy A/S, Everfuel Europe A/S, Eniig Holding A/S, E.ON DK A/S, GreenHydrogen ApS, Re::integrate ApS, DTU, Energinet Elsystemansvar og DGC.

### 3.4.2 Ammoniakproduktion i PtX-anlæg ved Ramme nær Lemvig

I december 2020 offentliggjorde Skovgaard Invest, Haldor Topsøe og Vestas planer om et PtX-anlæg i Lemvig kommune<sup>22</sup>. Anlægget skal stå klart i 2022 og producere ammoniak med el fra vindmøller og solceller. Anlægget skal forsynes med 10 MW el, som producerer brint, der indgår i produktionen af ca. 5000 ton grøn ammoniak om året. Erfaringer fra PtX-anlægget i Lemvig kommune skal være fundamentet for flere anlæg i Vestjylland og samtidig vise vejen for hvordan PtX øger værdien af vindkraft.

## 3.5 Synergi med grøn omstilling af erhvervslivet

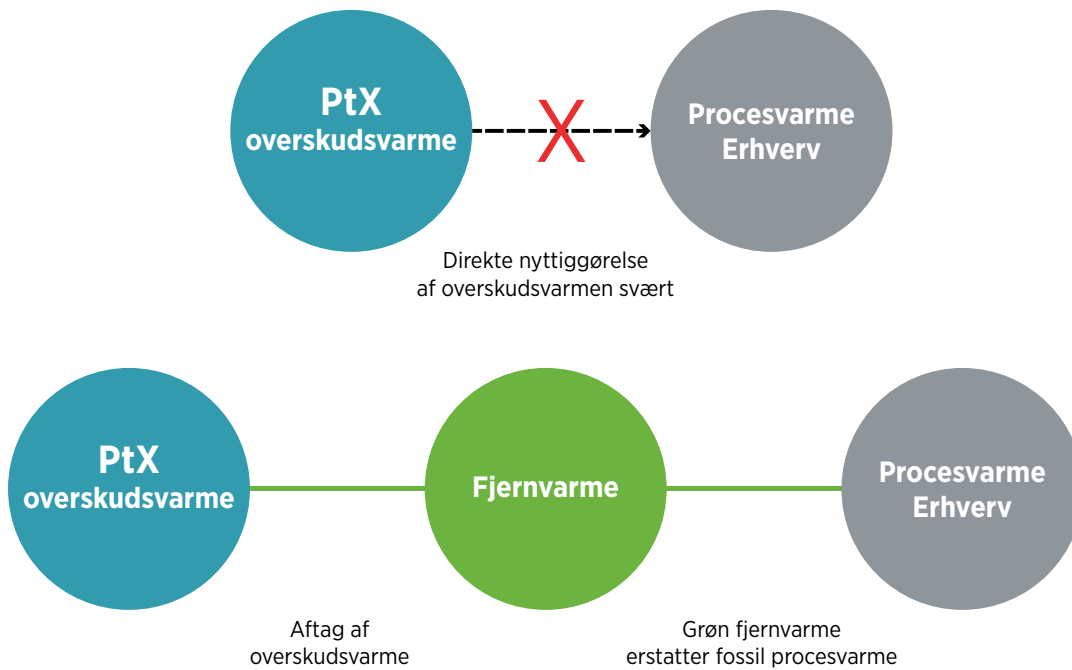
Erhvervslivet står for en væsentlig del af de danske drivhusgasemissioner. I 2018 havde fremstillingsvirksomheder, handel og service et samlet energiforbrug på 137 PJ (ekskl. transport) og en udledning på 3,2 mio. ton CO<sub>2</sub>, ekskl. procesrelaterede udledninger som fx frigivelse af CO<sub>2</sub> fra kalksten i forbindelse med produktionen af cement. Der er altså et stort potentiale for CO<sub>2</sub>-reduktioner i fremstillingsvirksomheder, handel og service. I en rapport<sup>23</sup> fra 2020 vurderes potentialet for reduktion i CO<sub>2</sub>-udledningen fra industrien ved omstilling til fjernvarme. Det konkluderes herunder, at der årligt kan reduceres med 1,5 mio. ton CO<sub>2</sub>, hvis omstillingen inkluderer rumvarmebehovet og procesvarme, som leveres ved temperaturer under 100 °C. Hvis man også kan omstille energien, som leveres mellem 100 °C og 150 °C, er der et yderligere potentiale på 1 mio. ton CO<sub>2</sub>. Det svarer i alt til 80 % af den samlede CO<sub>2</sub>-udledning fra procesenergi for industri, handel og service.

### 3.5.1 Fjernvarme er det nødvendige bindeled

PtX udvikler overskudsvarme, og virksomhederne har brug for procesvarme i industrielle processer. Det er derfor nærliggende at tænke, at de to bare skal forbindes. Der ligger dog flere udfordringer i en direkte kobling. PtX-anlæg producerer, når efterspørgsel og elpriser er til det, mens virksomhedens behov for procesvarme er styret af helt andre parametre.

Det giver en dårlig timing mellem overskudsvarme fra PtX og virksomhedens behov for varme. Kun få virksomheder vil derudover ligge tæt på PtX-anlægget, hvilket besværer og fordyrer en direkte kobling. Der skal desuden en vis mængde til, før det giver økonomisk mening at etablere aftag af overskudsvarmen. Ved at skyde fjernvarmen ind som bindeled kan behovene for både virksomheder og PtX tilgodeses, og udfordringerne ved en direkte kobling undgås. Dette er illustreret i Figur 21.

Det er i det hele taget kendetegnede ved store, effektive grønne varmekilder, at det kræver et fjernvarmesystem at udnytte dem. Det gælder ikke kun for PtX, men også for geotermi, datacentre, industriel overskudsvarme og kollektive varmepumper baseret på spildevand, grund- og havvand.

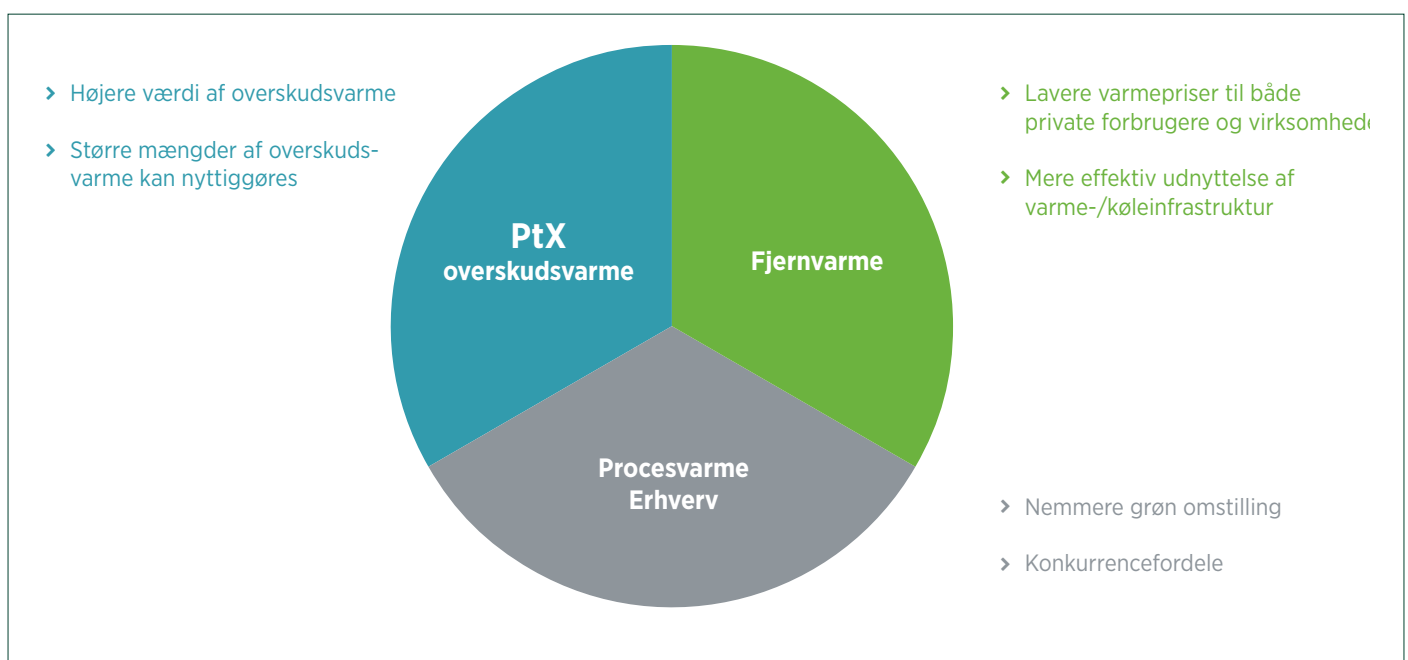


Figur 21. Erhvervslivet har brug for grønne alternativer til at erstatte fossil procesvarme. Overskudsvarmen fra PtX kan ikke udnyttes direkte i de industrielle processer (øverst), men det er muligt gennem integration med et fjernvarmesystem (nederst).

### 3.5.2 Værdiskabelse med sektorintegration

Det er nemmest at lave et samarbejde, hvis alle parter får noget ud af det, og Figur 22 illustrerer fordelene for de tre parter ved at integrere både PtX og procesvarme med fjernvarme. Virksomhederne får et alternativ til selv at etablere individuelle anlæg til bæredygtig procesvarme, fjernvarmen får et større volumen af både varmeproduktion og varme-

aftag, hvilket øger effektiviteten, og PtX-anlæggene kan afsætte mere overskudsvarme og sandsynligvis til en højere pris. En del af forklaringen på dette ligger i, at behovet for procesvarme er mere jævnt fordelt over året end varme til opvarmning af bygninger. Det øger fx sommerbehovet for varme, hvilket øger værdien af varmen og af at integrere PtX og fjernvarme.

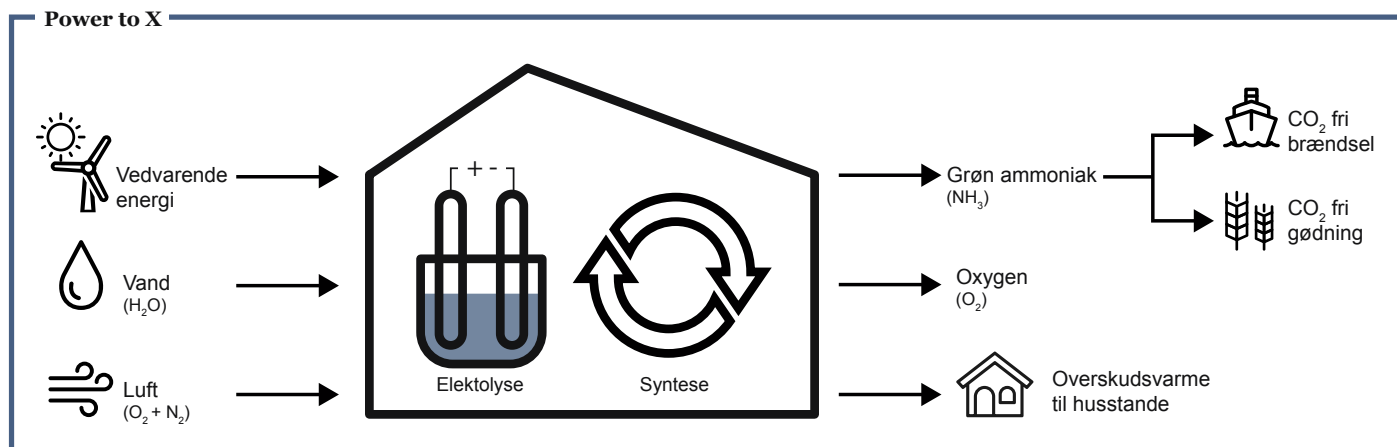


Figur 22. Sektorintegration skaber værdi for PtX, fjernvarme og procesvarme. Anden, indirekte værdiskabelse for samfundet er ikke vist i figuren.

### 3.6 Synergi med grøn omstilling af landbrug og skibsfart

Ammoniak ( $\text{NH}_3$ ) bruges i dag til gødning, og er også udset en vigtig rolle som  $\text{CO}_2$ -neutralt brændstof til skibe. Ammoniakproduktion er i dag baseret på fossile kilder og står for 1,8 % af verdens samlede  $\text{CO}_2$ -udledning. Der vil derfor være en global effekt af en ændring til grøn ammoniakproduktion.

Figur 23 viser de ressourcer, som skal ind, og de grønne produkter, som kommer ud, af det forventede Power-to-ammoniak anlæg i Esbjerg. Figuren illustrerer også den underliggende sektorintegration, hvor el, vand, landbrug, transport, ilt og fjernvarme bidrager til grøn omstilling mange steder i samfundet.



Figur 23. Illustration af storskala PtX-anlæg til produktion af ammoniak i Esbjerg. Overskudsvarmen forventes at dække ca. 1/3 af varmeforsyningen i Esbjerg og Varde. Kilde: Copenhagen Infrastructure Partners (CIP)





### 3.7 Danmark som showcase for sektorintegration

Samfundets interesse i at udnytte synergierne i sektorintegration handler ikke kun om en effektiv omstilling af Danmark. Det handler også om fremtidige arbejdspladser og indtægter fra grøn eksport. Det gælder i særlig grad for integration af PtX og fjernvarme.

#### 3.7.1 Danske styrkepositioner

Danmark har allerede vind og energieffektivitet som to styrkepositioner i grøn energiexport. Den tredje styrkeposition er fjernvarmeindustrien. Ved at kombinere de tre i designet af PtX-teknologien, kan Danmark være med til at definere, hvordan PtX og "sektorintegration" skal se ud i Europa og resten af verden. Danmark er nemlig et af de steder, hvor man søger inspiration til både PtX-anlæg og udnyttelse af overskudsvarmen.

Danmark er verdensførende på fjernvarmeteknologi og -rådgivning, og eksporten er forankret i stærke virksomheder som Danfoss, Grundfos, Kamstrup, COWI og LOGSTOR. Fjernvarmesektoren står for 0,8 % af Danmarks samlede BNP, og i 2019 omsatte fjernvarmesektoren og underleverandører for 59 mia. kr. og beskæftigede, hvad der svarer til 22.300 fuldtidsjob<sup>24</sup>. Samtidig slog fjernvarmeeksporten af varer og serviceydelser rekord med en eksport på 7,6 mia. kr.

#### 3.7.2 Udlandet er ved at opdage fjernvarme

Det er fortsat småt med et dybere kendskab til fjernvarme uden for de nordiske lande, men lande som Tyskland, Holland, USA, Storbritannien og Kina ser i stadig større grad fjernvarme som en del af deres grønne omstilling. Samtidig med dette formulerer flere og flere lande PtX- og brintstrategier. Der ligger her en mulighed for på strateginiveau at samtænke PtX og udbygning af fjernvarme i Europa, men der ligger ligeledes en udfordring i at opdage og prioritere synergien. Dog ses det flere og flere steder, at netop de meget store mængder overskudsvarme fra PtX er med til at synliggøre behovet for energieffektivitet og dermed også de muligheder, som fjernvarmesystemer giver.

Holland kan blive et sted, hvor kombinationen af PtX og fjernvarme tager fart. Holland bygger massivt ud med vind-

kraft og har samtidig ambitiøse planer for grøn omstilling, drevet blandt andet af et behov for en hurtig udfasning af naturgasproduktion. I Rotterdams havneområde er der flere planer om elektrolyseanlæg i størrelsen 100-250 MW til produktion af grøn brint<sup>25</sup>. Beregninger viser, at i 2030 vil havnen kunne levere 6,4 TWh varme, og at ca. halvdelen af varmen vil stamme fra brintproduktion. Tallet forventes at være vokset til 12,5 TWh i 2050. Det svarer til opvarmning af ca. ½ og 1 mio. husstande i hhv. 2030 og 2050, og der er planer om at bygge regional varmeinfrastruktur, som forbinder havnen med byområder og drivhuse, der har brug for varme.

#### 3.7.3 Demonstration i Danmark – næste skridt er eksport

En velkendt opskrift på succesfuld eksport lyder: Opfind og demonstrer det lokalt, vis det frem og sælg til hele verden. PtX kan blive en ny, dansk styrkeposition, men mange lande satser på at skabe beskæftigelse og eksport ved at vinde PtX-kepløbet. Derfor er der specielt behov for at udnytte de styrkepositioner, man allerede har. For Danmark er det blandt andet virksomhederne i fjernvarmeindustrien.



Figur 24. Demonstration af integration af PtX og fjernvarme i Danmark åbner for flere typer grøn eksport, herunder også grøn eksport som ikke er betinget af samtidig fjernvarmeetablering i udlandet.

Ved at demonstrere ikke bare forskellige typer af PtX i Danmark, men også succesfuld udnyttelse af overskudsvarmen, så sikrer Danmark sig et særligt potentiale for grøn eksport. I en fremtid som kommer til at handle om energieffektivitet og sektorintegration, kan partnerskab mellem den eksisterende fjernvarmebranche og den kommende PtX-branche blive afgørende.





*Danmark er verdensførende på fjernvarmeteknologi og -rådgivning, og eksporten er forankret i stærke virksomheder som Danfoss, Grundfos, Kamstrup, COWI og LOGSTOR.*









#### 4 KONKLUSIONER, UDFORDRINGER OG ANBEFALINGER

Hverken PtX, flere havvindmøller eller fjernvarme er et mål i sig selv, men ved at kombinere dem så de skaber energieffektivitet og sektorintegration, kan de tilsammen bidrage til at opnå flere mål samtidigt:

- Effektiv omstilling af det danske samfund, også inden for transport, landbrug og industri.
- Stor og CO<sub>2</sub>-neutral varmekilde, som ikke er baseret på afbrænding, til brug i boliger og virksomheder.
- Øget grøn eksport og beskæftigelse

Denne rapport har fokus på kombinationen af Power-to-X og fjernvarme. Der er beskrevet en række synergier, og der er foretaget økonomiske case-analyser af værdien ved at anvende PtX-varmen i fjernvarmen.

#### Rapporten konkluderer:

- Fjernvarme kan bidrage til PtX-succes. Omkostningen til produktion af grøn brint kan reduceres, hvis elektrolyse og fjernvarme kobles sammen. Den forbedrede økonomi for brintproducenten kan bidrage til hurtigere etablering og større PtX-anlæg i Danmark.
- Varmen fra PtX er velegnet til integration i fjernvarmen som en del af en CO<sub>2</sub>-neutral fjernvarmeforsyning.
- Udnyttelse af PtX-varme til fjernvarme forstærker integration på tværs af sektorer som el, varme, transport, affald, industri og landbrug. Integration med fjernvarme betyder øget energieffektivitet og sektorintegration.
- Øget grøn eksport, hvis dansk PtX-strategi samtænkes med danske styrkepositioner som vindkraft og fjernvarme.

Rapporten afsluttes med en sammenfatning af fire udfordringer suppleret med tilhørende anbefalinger.



#### 4.1 Udfordring #1: Værdi af integration med fjernvarme skal tydeliggøres

Der er bred enighed om, at varmen fra PtX kan udnyttes i fjernvarmen, men der har manglet et overblik og en konkretisering af fordelene ved at integrere PtX og fjernvarme. Uden konkretisering og indsigt i værdiskabelsen, vil de positive effekter af sektorintegration med fjernvarme fortsat blive overset. Risikoen er, at man laver en uhensigtsmæssig PtX-strategi, når overblik over sammenhænge og værdiskabelse er mangelfuld.

Behovet for hurtige klimaindsatser sætter et tidspres på udviklingen af PtX, og hvis Danmark vil satse på PtX som en ny, stor eksportmulighed, er der også et tidspres fra konkurrencen med udlandet. Hvis Danmark har ambitioner med PtX, er det vigtigt, at retningen bliver sat rigtigt fra starten.

EU vil gerne energieffektivitet og sektorintegration, men kæmper samtidig med at få det konkretiseret og demonstreret i praksis. Det samme gælder for PtX og konvertering

af boligopvarmning. Det giver et stærkt udgangspunkt for, at danske løsninger med PtX, vindkraft og fjernvarme kan slå igennem i udlandet.

Fjernvarme bidrager til bedre økonomi, højere energieffektivitet og øget hastighed i etableringen af PtX i Danmark. Disse fordele er en del af fundamentet for en succesfuld, dansk PtX-strategi.

#### Anbefalinger:

- En gennemtænkt, dansk PtX-strategi med fokus på sektorintegration, energieffektivitet og hastighed. Fjernvarme er en vigtig del af en dansk PtX-strategi.
- Værdier fra integration mellem PtX og fjernvarme bør indgå i det faglige fundament for en dansk PtX-strategi og planlægningen af konkrete projekter.
- Indtænk fjernvarme i PtX-eksportstrategi





#### 4.1.1 Sådan skaber fjernvarme værdi for udviklingen af PtX

Følgende liste er en oversigt over, hvordan fjernvarme understøtter udvikling af PtX i Danmark:

##### ► Nødvendig varmeinfrastruktur

- ▶ Mulighed for højere energieffektivitet. Alle PtX-processer har energitab i form af varme. For alkalisk elektrolyse er der fx potentiale for at fjernvarme kan nyttiggøre både overskudsvarmen direkte fra de brintproducerende celler og fra hjælpesystemerne. Ca. 10-25 % af den el, som føres ind i anlægget, kan potentielt anvendes til fjernvarme fremfor at gå tabt.
- ▶ Varmeinfrastruktur er fx fjernvarmerør, varmelagring og intelligent styring, som forbinder fjernvarmebrugere med CO<sub>2</sub>-neutrale varmekilder. Fjernvarmens infrastruktur er fundamentet for, at PtX-varme kan genbruges til boligopvarmning og til grøn procesvarme i industrien. Store PtX-anlæg har potentiale til at indgå i forsyningen af ikke kun én by, men et større område med flere byer, hvis de er forbundne med fjernvarme.

##### ► Bedre økonomi i PtX-anlæg

- ▶ Forbedret konkurrenceevne for PtX-anlæg ved salg af varme til genbrug i fjernvarmen.
  - › Case-analysen af 20 MW elektrolyseanlæg estimerer den direkte fjernvarmeindtægt til at udgøre ca. 5 % af den samlede indtægt ved fuld udnyttelse af overskudsvarmen (høj- og lav-temperatur).
  - › Brintproducenterne kan spare omkostninger til køling, hvis fjernvarmen kan løse opgaven ved at føre varmen væk fra PtX-anlægget.
- ▶ Flere driftstimer på samme PtX-anlæg
  - › Case-analyser viser flere økonomisk rentable driftstimer på samme elektrolyseanlæg, hvis det integreres med fjernvarme.
  - › I beregninger på et 20 MW elektrolyseanlæg øges

antallet af årlige driftstimer med ca. 800 timer, hvilket gør, at brintproduktionen øges. I eksemplet fra casen giver det en ekstra brintindtægt, der udgør 16 % af de samlede indtægter inkl. fjernvarmen. Sådanne tal er følsomme over for de underliggende antagelser, og det vigtige er derfor her, at fjernvarmen bidrager til øget brintproduktion og forbedret økonomi.

- ▶ Et mere grønt brintprodukt. Nogle kunder vil måske være villige til at betale mere for brint fra et PtX-anlæg, hvor en stor del af energitabet undgås og i stedet genbruges til fjernvarme.

##### ► PtX-forspring til Danmark

- ▶ Faglige vurderinger indikerer, at brintprisen kan reduceres med 5-10 % ved integration med fjernvarmen, og at det vil være tilstrækkeligt til at give et konkurrencemæssigt forspring til etablering af flere brintanlæg i Danmark.
  - ▶ Danmark har allerede vindkraft og energieffektivitet som to styrkepositioner i grøn energieksport. Den tredje styrkeposition er fjernvarmeindustrien. Ved at kombinere de tre i designet af PtX-teknologien, kan Danmark være med til at definere, hvordan PtX og "sektorintegration" skal se ud i Europa og resten af verden.
  - ▶ Danmark som showcase. Demonstration af energieffektive PtX-løsninger med udnyttelse af overskudsvarmen er fundamentet for øget, grøn eksport indenfor vindkraft, elektrolyse, anden PtX-teknologi og fjernvarme.
- ##### ► CO<sub>2</sub>-kilder til PtX-produktion
- af kulstofbaserede grønne brændstoffer. Nemme CO<sub>2</sub>-kilder er en konkurrencefordel, som fjernvarmens affalds- og biomasseanlæg kan bidrage til at levere. Det er relevant, fordi koncentrerede CO<sub>2</sub>-kilder kan blive en begrænsende faktor for PtX.
- ▶ I hovedstadsområdet forventer C4-partnerskabet, Carbon Capture Cluster Copenhagen et potentiale for CO<sub>2</sub> fangst på 3 mio. ton CO<sub>2</sub> om året. Til sammenlig-

ning viser beregninger, at det vil kræve 8 mio. ton grøn CO<sub>2</sub> om året, hvis Danmarks forventede behov (50 PJ) for flybrændstof skal være grønt i 2030<sup>26</sup>.

➤ **Placeringen af et PtX-anlæg** kan være udfordrende, fordi mange behov til infrastrukturer og logistik skal opfyldes. Kraftværkspladser har ofte adgang til fjernvarmesystemer og kan være attraktive for placering af PtX.

▶ Alle de seks største fjernvarmesystemer i Danmark har attraktive placeringer til PtX med potentiel tilknytning af overskudsvarmen i deres område.

➤ **Sektorintegration og energieffektivitet.**

▶ Varme er en del af rigtig mange processer på tværs af sektorer, og fjernvarmen er det nødvendige bindeled

mellem steder med overskud og steder med underskud af varme.

➤ Fjernvarmen leverer sektorintegration på grund af dens mange koblinger til andre sektorer, varmelagring på time-/dags-/sæsonskala, diversitet inkl. ikke-elbaseret varmeproduktion, CO<sub>2</sub>-kilder, procesvarme til virksomheder, aftag af store mængder overskudsvarme og erfaring med intelligent styring på tværs af sektorer.

▶ Et energisystem domineret af vindkraft, solceller og PtX vil blive udfordret på omkostninger og forsyningssikkerhed. Specielt hvis ikke det lykkes at skabe tilstrækkelig robusthed gennem sektorintegration og energieffektivitet.









## 4.2 UDFORDRING #2: INVESTERINGER I ENERGIINFRASTRUKTURER

Danmark har allerede en udbygget energiinfrastruktur til el, varme og naturgas, og de eksisterende strukturer danner udgangspunktet for de ændringer, som energiinfrastrukturene kommer til at gennemgå. Ingen har det præcise overblik over, hvordan energisystemerne skal udvikle sig. Der er mange åbne spørgsmål om forstærkning af eltransmissionsnettet, fjernvarmeinfrastruktur, fremtidens gas/brint-systemer samt hastighed og retning af den teknologiske udvikling. Fx er temperatur af PtX-varme og fjernvarmevand vigtig for både energieffektivitet, synergi med fjernkøling og for, hvor PtX-varme bedst fødes ind i det lokale fjernvarmenet. Et andet eksempel er, at brinttransmission er billigere end eltransmission ifølge Energinet<sup>27</sup>. Det kunne gøre det vigtigere at vælge placering efter god elforsyning og egnet varmegrundlag, og at tænke det ind i planlægningen af logistikken omkring brint.

Der er mange ubekendte i udviklingen af PtX-teknologier og energiinfrastrukturene for el, varme, gas og brint. Uanset hvilken vej udviklingen ender med at gå, så er varmeinfrastruktur fundamentet for sektorintegration og for at kunne genbruge og skabe værdi ud af varmen fra PtX.

### Anbefalinger:

- PtX-strategien skal understøtte effektiv planlægning og placering af PtX-anlæg, og integration med fjernvarme bør altid overvejes.
- Prioritering af midler til infrastruktur, inkl. varmetransmission, varmelagre og forbedret PtX-integration i eksisterende fjernvarmesystemer.
- Lær af erfaringerne fra at genbruge overskudsvarme fra store datacentre.
- Fokus på nødvendige forstærkninger af elnettet, så for langsom udbygning af specielt transmissionsnettet ikke bliver en barriere for hverken etablering af PtX-lokationer med adgang til fjernvarmesystemer eller elektrificering af fjernvarmen.

## 4.3 UDFORDRING #3: DET SKAL AFPRØVES I VIRKELIGHEDEN

Grundlæggende er PtX-teknologierne på plads, og de primære udfordringer ligger i gennemførelse af projekter i stor skala, integrationen med fjernvarmen, rammevilkår og business case for grønne alternativer til fossile brændstoffer.

Det er endnu uklart hvilke teknologier og typer af grønne brændstoffer, som ender med at blive de dominerende løsninger. Det vigtige er at løse de primære udfordringer og samtidig understøtte udvikling af forskellige tekniske løsninger.

En del af de primære udfordringer skal løses med økonomiske incitament, subsidier, afgifter, tilstrækkeligt med aftagere til grønne brændstoffer og tilgængelighed af billig, grøn el. Andre udfordringer skal løses med investeringer i forskning, udvikling og demonstration (FUD). Det er ikke nok at forsøge at udtænke de bedste løsninger. Det er i udvikling en af konkrete designs og afprøvning i virkeligheden, at udviklingen tager fart. Det hænger direkte sammen med en prioritering af penge til demonstration, udvikling og forskning med fokus sektorintegration og energieffektivitet.

### Anbefalinger:

- Prioritering af midler til demonstration af anlæg med integration til grøn elproduktion, fjernvarme og afsætning af grønne produkter. Både i mellem og stor skala.
- Flere midler til forskning, udvikling og demonstration med fokus på integration af PtX og fjernvarme.

*Uanset hvilken vej udviklingen ender med at gå, så er varmeinfrastruktur fundamentet for sektorintegration og for at kunne genbruge og skabe værdi ud af varmen fra PtX.*

### 4.3.1 Konkrete anbefalinger til forskning, udvikling og demonstration

Følgende er en liste over identificerede behov for demonstration, udvikling og forskning, som vil understøtte PtX-udvikling og værdiskabelsen fra integration af PtX og fjernvarme.

- Demonstrationsprojekter med fokus på integration mellem PtX-anlæg og fjernvarmens infrastrukturer med rør-systemer, varmelagre og CO<sub>2</sub>-kilder.
- Plads til variation, så der er mulighed for at teste flere udviklingsspor.
- Udvikling af teknisk og markedsfølsom integration og optimering af el-brint-varme-X. Fx optimering og fleksibilitet af elektrolysetemperaturen, så der både optimeres efter effektiviteten af brintproduktionen og energieffektiviteten i udnyttelse af varmen.
- Kombinationen af infrastruktur og lagre – i fjernvarmen og på tværs af forskellige energisystemer.
- Data, digitalisering og intelligent styring af integrationen mellem PtX og fjernvarme, og hvordan denne integration bedst optimeres til at understøtte el- og varmesystemer og produktion af grønne produkter i PtX-anlæg.
- Degradering af elektrolysecellestak, som har betydning for både effektiviteten af brintproduktionen og mængden af overskudsvarme. Udviklingen i tid og forskelle mellem forskellige typer af elektrolyse.
- Fjernvarme som erstatning for traditionelle køleanlæg. Dvs. at fjernvarmen sælger en stabil køleløsning fremfor at aftage overskudsvarme. Det vil kunne betyde, at PtX-anlæg kunne spare omkostninger til køleanlæg. Udover perspektiverne for PtX-anlæg, så kan demonstration i PtX-anlæg bane vejen for, at fjernvarme også i højere grad kan integreres med datacentre.
- Integration mellem PtX, fjernkøling og fjernvarme. Udvikling og demonstration af integrerede tekniske og økonomiske løsninger baseret på synergi og øget energieffektivitet mellem PtX, fjernkøling og fjernvarme.
- Udvikling af forskellige typer af varmeflow mellem PtX og fjernvarme. Fx overskudsvarme fra brintceller og hjælpesystemer, men også varme den modsatte vej til standby-varme med fjernvarme som alternativ til elbaseret standby-varme.
- Reduktion af energitab og udnyttelse af overskudsvarme fra PtX-anlæg. Ikke kun til fjernvarme, men også nye forretningsmuligheder.
- Synergi og nye muligheder baseret på ilten, som produceres sammen med brint i elektrolyse.
- Vidensdeling og generel styrkelse af samarbejdet på tværs af projekter. Etablering af stærke klynger.



#### 4.4 Udfordring #4: Timing og rammevilkår

Timing er en af de vigtigste udfordringer, hvis det skal lykkes af udnytte potentialet for integration af PtX og fjernvarmen. Fjernvarmeselskaberne er allerede godt i gang med at omstille til 100 % CO<sub>2</sub>-neutral fjernvarme senest i 2030. Den udskiftning i varmeproduktion kommer til at ske løbende og i takt med, at levetiden på eksisterende anlæg udløber. Her er varme fra PtX én af mulighederne, men det kommer til at kræve samarbejde og politisk vilje at sikre, at kabalen med PtX-anlæg, udbygning af elnettet og grøn omstilling af fjernvarmen kommer til at gå op.

Rammer, regulering, støtteordninger og bureaukrati kommer til at have stor betydning for hastigheden og retningen af PtX-udviklingen i Danmark. Herunder også fjernvarmens muligheder for at indgå i sektorintegrationen af PtX.

Integration mellem PtX og fjernvarme giver samfundsværdi, og derfor er det relevant at sikre, at overskudsvarmen kan optages i fjernvarmen. Der er flere tiltag, som i sig selv er gode for en effektiv, grøn omstilling, og hvor behovet for tiltagene forstærkes af en prioritering af PtX i Danmark.

##### Anbefalinger:

- Planlægning for at sikre den nødvendige timing mellem udvikling af PtX-anlæg, elnet, fjernvarme og aftagere til de grønne produkter. Herunder samarbejde omkring placering af PtX-anlæg.

- Rammer og regulering af fjernvarme som understøtter grøn omstilling og synergi med PtX.
- Prioritering af CO<sub>2</sub>-kilder fra affald og biomasse som del af den danske PtX-strategi.
- Klare rammer for CO<sub>2</sub>, som understøtter klimamålsætningerne. Fx håndtering af negativ CO<sub>2</sub>-udledning og certifikater.
- Sikring og udvikling af varmegrundlaget for fjernvarme, så varme fra PtX kan udnyttes i størst muligt omfang.
- Ny tilgang til eltariffer, så de ikke modarbejder integration af PtX og fjernvarme og elektrificering af fjernvarmen.
- Garantimuligheder til innovative projekter, som kan have en forhøjet risikoprofil.

*Der er flere tiltag, som i sig selv er gode for en effektiv, grøn omstilling, og hvor behovet for tiltagene forstærkes af en prioritering af PtX i Danmark.*





#### 4.4.1 Fjernvarmens primære opgave er varmforsyning – risici skal håndteres

Samtidig med at fjernvarmeselskaberne ser potentialerne i at genbruge varme fra PtX, så lukker de ikke øjnene for de risici, som følger med.

Fjernvarmeselskaberne skal levere sikker, billig og grøn varme. Den opgave løses gennem en gradvis udvikling, det ene forbedrende skridt efter det andet. Og før hvert skridt ligger der en velovervejet beslutning, for konsekvenserne af en beslutning kan række lang tid frem, når man har med infrastruktur og store anlægsinvesteringer at gøre.

Derfor er det ikke kun vigtigt, hvor vi gerne vil hen med den grønne omstilling, men også om vi her og nu har de rigtige rammer og har sat vejskiltene mod fremtiden på den rigtige måde. Her er nogle af de overvejelser, som fjernvarmeselskaber gør sig i forhold til beslutninger om PtX og den grønne omstilling generelt:

- Hvor sikker kan vi være på, at det PtX-anlæg, der er planlagt om, faktisk bliver til noget? Og hvor lang tid ville det blive ved med at producere, og dermed levere varme til os? Hvor meget varme kommer der? Hvordan bliver PtX-anlæggets driftsmønster, som bestemmer hvornår overskudsvarmen kommer?
- Hvordan passer timingen? Kan puslespillet gå op med etablering af PtX-anlæg, evt. udbygning af elnettet, integration med lokalt biogasanlæg og levetiden af fjernvarmens eksisterende anlæg? Kan konvertering af et nærliggende naturgasområde tænkes sammen med et samarbejde om overskudsvarme fra PtX?

- Et alternativ kan være et anlæg, som fjernvarmeselskab selv ejer og bestemmer over, men er det den rigtige løsning lidt længere ude i fremtiden? Hvilke andre alternativer er der til varmeproduktion nu og i fremtiden?
- Hvordan skabes der værdi for både PtX-anlægget og fjernvarmen? Hvilke begrænsninger er der på de aftaler, som kan indgås om varmen? Der er risici for begge parter, som skal håndteres i aftalerne. Fx kan PtX-ejerne ønske sikkerhed for, at fjernvarmeselskabet kan aftage og betale for varmen mange år ud i fremtiden.
- Hvordan sætter vi fjernvarmesystemet robust sammen, så man ikke er afhængig af en enkelt varmelieferandør, og så man begrænser sårbarheden overfor ændringer i fx regler, afgifter, elpriser, PtX-teknologi, eltariffer, lånemuligheder og flaskehalse i elnettet?
- Hvordan ser de fremtidige rammer ud for fjernvarmesystemerne?
- Hvordan håndterer man, at for et PtX-anlæg er fjernvarme kun en mindre del af ligningerne. Det kan betyde, at fjernvarmeselskabet får lille indflydelse på beslutninger, som kan have store konsekvenser.
- Skal vi tage beslutningen nu eller vente?

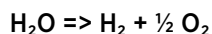
Fjernvarmeselskaberne er vant til at træffe langsigtede beslutninger uden at kende fremtiden, men kompleksiteten og tidspresset omkring PtX ligger i den tungere ende. Derfor er det vigtigt med de rigtige rammer for fjernvarme og for integrationen af PtX og fjernvarme.





## APPENDIX A: ELEKTROLYSETEKNOLOGIER

Begrebet elektrolyse dækker over spaltningen af et stof ved hjælp af elektricitet. Fx spaltes vand til brint og ilt via reaktionen:



En elektrolysecelle består af to elektroder (anode og katode) samt et elektrisk ledende medie (væske, oxid, membran). Molekylerne spaltes i processen til elektrisk ladede partikler (ioner), og den elektriske energi omdannes til kemisk bundet energi. En samling af elektrolyseceller kaldes en cellestak. Ofte anvendes dog den engelske betegnelse "stack".

Der findes tre gængse teknologier inden for elektrolyse, der kan opdeles efter temperaturområdet for drift:

- Lav-temperatur (alkalisk og polymer-membran elektrolyse)
- Høj-temperatur (keramisk/oxid)

Alkalisk og polymer elektrolyse er begge kommercialiserede teknologier, mens den keramiske er under udvikling. Sidstnævnte forventes dog at få de laveste omkostninger og højeste effektivitet i fremtiden.

De enkelte teknologier gennemgås nedenfor, hvorefter der gives en kort sammenfatning, hvor forudsætninger og ydeevne for de enkelte teknologier sammenholdes i en tabel.

De anvendte tal stammer dels fra afsnittet om elektrolyse i Energistyrelsens teknologikatalog "Technology Data - Renewable fuels"<sup>28</sup>, dels fra interviews med parter i danske PtX-projekter.

### OVERORDNEDE BEGREBER

Der er i det følgende behov for kendskab til en række begreber for at vurdere effektiviteten og overskudsvarmen:

#### Øvre brændværdi – Higher heating value (HHV)

HHV angiver et brændsels samlede kemiske energiindhold, hvor forbrændingen starter ved 25 °C og slutter ved 25 °C. HHV for brint er 286 kJ/mol eller 141,88 MJ/kg.

#### Nedre brændværdi – Lower heating value (LHV)

Ved forbrænding af brint dannes vanddamp. Kondenseringsenergien i denne vanddamp udnyttes ikke altid, men ledes til omgivelserne som tab. Man vælger derfor at se bort fra den energimængde, som vanddampen repræsenterer. Den nedre brændværdi beregnes således kun på grundlag af nyttevarmen - dvs. det som ikke tabes i vanddampen. LHV for brint er 119,96 MJ/kg, hvor forbrændingen starter ved 25 °C og slutter ved 150 °C.

#### Effektivitet

Effektiviteten skal forstås som energien ved forbrænding af den producerede brint i forhold til den anvendte elektriske energi til selve elektrolyseprocessen, dvs. uden at medregne elforbruget til hjælpesystemer som fx kompressorer.

Specielt for oxid-teknologien (SOEC) skal den producerede brint sammenholdes med både elektriciteten til selve elektrolysen samt energien til at generere vanddamp til elektrolyseprocessen.

Der vil under drift generelt ske en gradvis degradering af cellerne, som vil få effektiviteten til at falde hen over stakens levetid.

#### Overskudsvarme fra elektrolyse og hjælpesystemer

Overskudsvarme kan ses som den andel af energien tilført selve elektrolyseprocessen uden hjælpesystemer, der ikke direkte frigøres ved afbrænding af den producerede brint. Størrelsen af overskudsvarmen afhænger som udgangspunkt af effektiviteten. Jo lavere effektivitet, jo mere overskudsvarme.

En andel af overskudsvarmen vil kunne anvendes til fjernvarme, og andelen afhænger af elektrolyseteknologien. Som temperaturniveau angives i "Technology Data - Renewable fuels" 60 °C, mens der er oplyst forventninger om 70 °C under interviews. På grund af degradering af elektrolysecellerne, vil bidraget fra overskudsvarmen stige over tid ved fastholdt brintproduktion. Det antages i det følgende, at der ikke behøves en varmepumpe for at kunne benytte 70 °C overskudsvarmen i fjernvarmesystemet. Der vil dog ikke være alle fjernvarmeselskaber, der kan undgå dette.

Der vil desuden være et varmebidrag fra hjælpesystemerne, som er konstant over tid. Temperaturniveauet forventes at være på ca. 35 °C, hvilket vil stille krav om en varmepumpe, såfremt varmen skal udnyttes i fjernvarmesystemet.

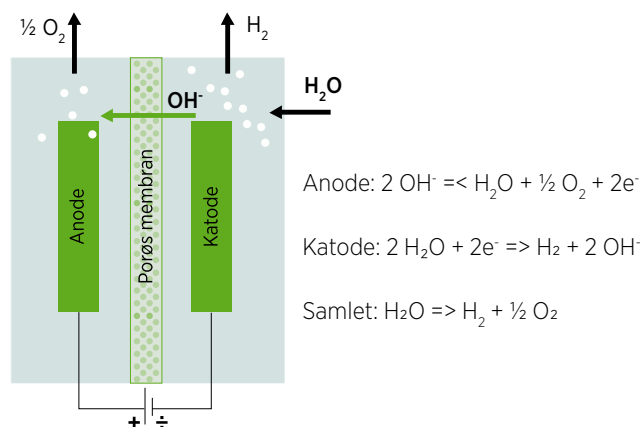
Der er i de følgende afsnit anvendt følgende betegnelser for at skelne mellem de to bidrag:

- Overskudsvarme fra elektrolyseproces ved høj temperatur (60 - 70 °C)
- Varme fra hjælpesystemer ved lav temperatur (35 °C)

### Alkalisk – Alkaline Electrolysis (AEL)

Det alkaliske princip er det mest modne både kommercielt og teknologisk, og på teknologimodenhedsskalaen (Technology Readiness Level, TRL, 1-9) bedømmes den for anlæg på MW-niveau til 9, som er det højeste mulige. Anlæg på GW-niveau ligger lavere.

Princippet samt elektrodereaktioner er vist i Figur A1. Der benyttes en vandig opløsning af basen kalium- eller natriumhydroxid (KOH, NaOH) på 20-30 vægt% for at gøre vandet ledende. De to elektrodesider adskilles af en membran, som gasserne ikke kan passere.



Figur A1. Alkalisk elektrolyse – princip og reaktioner

Driftstrykket kan alt efter typen variere fra atmosfærisk tryk op til 35 bar, og der forskes desuden i at komme højere op. Fordelen ved at arbejde ved højt tryk er, at den producerede brint kan lagres direkte komprimeret.

Nedregulering af produktionen kan ske inden for millisekunder ned til 10 % af kapaciteten, mens opregulering kan ske inden for sekunder. Ved en koldstart må der til gengæld

forventes ca. 30 minutter, hvilket gør det interessant med mulighed for standby-varme via fjernvarmesystemet, så anlægget holdes varmt og dermed kan startes hurtigere op.

Driftstemperaturen kan ligge vidt forskelligt, da der berettes om alt mellem 30 og 90 °C i litteraturen. I "Technology Data – Renewable fuels" angives dog 65 – 90 °C.

Anlægsstørrelser på ~20 MW<sub>E</sub> forventes i nær fremtid, mens der på sigt er planer om op til 1,3 GWE anlæg i projektet "Storskala P2X i Københavns Kommune", se punkt F under planlagte projekter, Figur 4. Her er elektrolyseteknologien dog endnu ikke fastlagt.

Baseret på den nedre brændværdi, haves p.t. en effektivitet på op til 65 % for AEL, hvilket vil sige, at 65 % af den grønne el ind i elektrolysecellen genfindes i brinten. Der er her ikke taget hensyn til elforbruget til hjælpesystemer, som fx kompressorer, ensrettere, pumper mv.

10 % af energiforbruget til selve elektrolysen omdannes til overskudsvarme ved høj temperatur, der vurderes at kunne anvendes til fjernvarme. Det resterende regnes for tab i form af varme til omgivelserne, vanddamp i den producerede ilt, og kondenseringsenergien i vanddampen, der opstår ved forbrænding af brinten. Effektiviteten på baggrund af HHV er tilsvarende ~77 %.

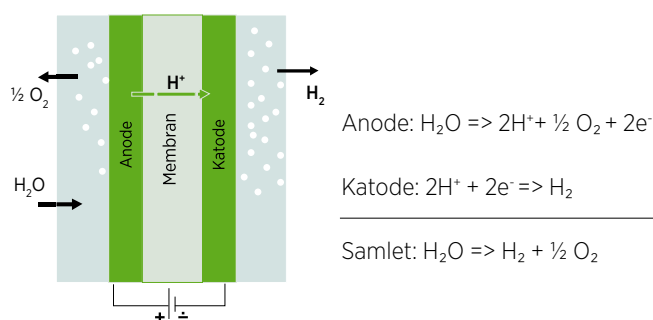
De angivne tal bliver senere opsummeret og suppleret i Tabel 2. Med tiden forventes en forbedring af teknologiens effektivitet baseret på nedre brændværdi til 75 % i 2050.

Der er ikke meget tilgængelig information om, hvordan degraderingen af cellerne vil forløbe over tid, og dermed hvordan udviklingen af højtemperatur overskudsvarme ved 70 °C vil udvikle sig. På grund af degradering må der forventes stigning i overskudsvarme i løbet af anlæggets levetid. Der angives i "Technology Data – Renewable fuels" en forventes teknisk levetid på 25 år for et AEL-anlæg, med levetid for selve stakken på over 100.000 timer.



## Polymer-membran (PEM)

Denne teknologi kaldes både "proton exchange membrane" og "polymer electrolyte membrane" - dog i daglig tale PEM. Her tillader membranen mellem elektroderne, at protoner ( $H^+$ ) passerer fra anoden til katoden, se Figur A2.



Figur A2. PEM elektrolyse - princip og reaktioner.

PEM er en mindre moden og dyrere teknologi end alkalisk elektrolyse, men muliggør umiddelbart et mere kompakt design samt større driftsfleksibilitet. TRL ligger på 8-9 for celler på MW-niveau.

Driftstemperaturen er typisk 50-80 °C, mens driftstrykket er set angivet op til 30 bar. En koldstart angives at kræve under 20 minutter, hvor standby-varme igen kunne være relevant at kigge på alt efter driftsmønster. Op- hhv. nedregulering kan ske på under ét sekund.

Baseret på den nedre brændværdi, opgives i teknologikataloget p.t. en effektivitet på op til 64 % for PEM, og tilsvarende knap 76 % på HHV-basis. Igen vurderes 10 % at kunne anvendes til fjernvarme.

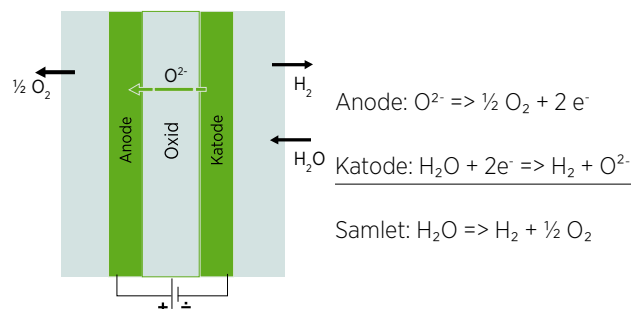
Der er i 2021 anlæg i drift med en størrelse på knap 4 MW<sub>E</sub> i Energiepark Mainz, Tyskland, mens Air Liquide netop har indviet et 20 MW<sub>E</sub> anlæg i Canada<sup>29</sup>. Den tekniske levetid bedømmes i "Technology Data - Renewable fuels" til 20 år, mens stakkens levetid angives til mere end 25.000 driftstimer. Mht. degradering af PEM-celler, er der rapporteret et tab på 50 % i ydeevne efter 3 år i tomgang i Helle I projektet om brintinjektion i gasnettet<sup>30</sup>.

## Keramisk - Solid oxide electrolysis cell (SOEC)

Opbygningen af og princippet bag SOEC er væsentligt anderledes end for AEL og PEM. Her omdannes ikke flydende vand, men i stedet vanddamp, og elektrolytten består af en fast oxid/keramik, der kan lede  $O_2^-$  ioner. Princippet

er skildret i Figur A3. P.t. er prototyper på knap én MW i demonstrationsfasen, se "Technology Data - Renewable fuels", hvilket giver TRL-6-7. Der eksisterer p.t. et anlæg på 750 kWE i Salzgitte.

Det er også muligt at omdanne  $CO_2$  til CO vha. SOEC, hvilket sammen med ovenstående giver syngas, og derfor vil være en fordel videre i PtX-værdikæden.



Figur A3. Elektrolyse med SOEC-teknologi - princip og reaktioner.

Udover elektriciteten til selve elektrolysen af vand kræver SOEC ligeledes energi til fordampning af vandet før processen. Dette kan ske ved at tilføre mere elektricitet eller føde vandet som damp til systemet fra andre anlæg.

Driftstemperaturen (over 600 °C) er væsentligt højere end for AEL og PEM. Alt efter hvordan cellen driftes (spændingsniveau), kan der enten være behov for opvarmning eller køling, da reaktionen alt afhængigt af temperaturen er endoterm eller exoterm. Dog vil temperaturniveauet gøre, at standby-varme fra fjernvarme ikke er interessant.

Selve elektrolysecellen kan drives stort set uden energitab, men for systemet vil effektiviteten forringes pga. varmetab til omgivelserne.

Effektivitet forventes at være i størrelsesordenen 75 % målt ved LHV, hvilket svarer til -89 % effektivitet ved HHV. I "Technology Data - Renewable fuels" vurderes det, at 7 %-point ud af det totale tab på 25 % af den tilførte energi til selve elektrolyseprocessen vil være høj-temperatur overskudsvarme. Dermed vil det kunne anvendes til fjernvarme, mens de resterende 18 %-point tabes.

Såfremt cellerne holdes på driftstemperaturen, kan der reguleres mellem 0 % og 100 % inden for få sekunder. Er den kold i inaktiv tilstand, kan opstartstiden være flere timer afhængigt af designet og fabrikat af cellen og stakken. Dog

kan man ved en god driftsstrategi samt isolering holde systemet tæt på driftstemperaturen - også når det er inaktivt.

køre ved højere spænding, og dermed bliver der større tilbøjelighed til dannelse af varme fra cellen.

Den tekniske levetid bedømmes i "Technology Data - Renewable fuels" p.t. til 10 år, mens selve levetiden af cellen vurderes til 3 år. Over tid vil degradering gøre, at man skal

Tabel A1 indeholder en oversigt og en sammenligning af de tre elektrolyseteknologier.

Teknologi	Teknologi-niveau (TRL)	Drift	Ind	Ud	Effektivitet **	Reguleringsevne	Forventet teknisk levetid	Fjernvarme relevant
AEL	9	65-90°C 1-35 bar	El Vand	Brint Ilt Varme	65 % H <sub>2</sub> (LHV) 10 % FJV 25 % varmetab	<u>Koldstart:</u> ca 30min <u>Varm:</u> op: -sek ned: ~ mS (10-100 %)	25 år	Ja
PEM	8-9	50-80°C 1-50 bar	El Vand	Brint Ilt Varme	64 % H <sub>2</sub> (LHV) 10 % FJV 26% varmetab	<u>Koldstart:</u> <20min <u>Varm:</u> op/ned: < 1 sek (5-100 %)	20 år	Ja
SOEC	7	>600°C 1-10 bar	El Vand Varme (til for-dampning)	Brint Ilt (Varme)*	75 % H <sub>2</sub> (LHV) 7 % FJV 18 % varmetab	<u>Koldstart:</u> 12 timer <u>Varm:</u> op/ned: -sek (0-100 %)	10 år	I mindre grad

Tabel A1. Opsummering af elektrolyseteknologier

\* Afhænger af driftstemperatur

\*\* Effektivitet af selve elektrolyseprocessen, dvs ekskl. hjælpesystemer. Det må forventes, at effektiviteten stiger de kommende år ved forbedringer af materialer.





## APPENDIX B: ANVENDTE FORUDSÆTNINGER I CASEANALYSER

### Følgende forudsætninger er anvendt for de enkelte business cases:

➤ Elektrolyseanlæg baseret på alkalisk teknologi med elforbrug inkl. hjælpesystemer som kompressor, pumper, elektronik mv. Der er antaget en indledende effektivitet på 70 % for selve brintproduktionen ud fra en forventning om, at teknologien udvikles. Der er dog ligeledes anvendt et vist niveau af degradering, der er fastsat ud fra interview-oplysninger. De anvendte tal vil derfor ikke være helt i overensstemmelse med "Technology Data - Renewable fuels".

### ➤ Variable omkostninger:

- ▶ Variabel OPEX antages at indeholde el- og vandomkostninger. Variabelt vedligehold medtages ikke.
- ▶ Elpriser i form af timeestimer fra Energistyrelsens hjemmeside<sup>31</sup>. Der er taget udgangspunkt i timeestimer for elpriser i DK1 i 2022. Prisen ligger på et gennemsnit på 344 kr./MWh med minimum på 80 og maksimum på 500 kr./MWh.
- ▶ Vandpriser - Der er taget udgangspunkt i priser fra Vandcenter Syd. Det antages, at koncentrat fra vandbehandling umiddelbart kan udledes til kloak. Des-

uden betales ikke afledningsafgift for vand, der forbruges i elektrolysen. Omkostningen på ca. 150 kr./time for vand og 102 kr./time for udledning<sup>32</sup> er væsentlig mindre end elforbruget.

### ➤ Indtægter

- ▶ Brintpriser. Det internationale energiagentur, IEA<sup>33</sup> har vurderet prisen for grøn brint til at ligge mellem 2,5 og 5,5 euro pr. kg, svarende til 18,6 - 41 kr./kg. Da grøn brint endnu ikke produceres i stor skala, ses der generelt en stor variation i estimerne for produktionsomkostninger. Tilsvarende vurderes blå brint<sup>34</sup> til 2 euro/kg eller ca. 15 kr./kg, og konventionel grå brint endnu lavere, 1,5 euro/kg svarende til ca. 11 kr./kg regionalt for Europa.
- ▶ Leverancer af overskudsvarme ved hhv. 35 °C og 70 °C. Der vil ske en degradering af elektrolyseenheden over levetiden, hvorved mængden af overskudsvarmen ved 70 °C stiger ved fastholdt brintproduktion. Dette betyder endvidere et større elforbrug. I den enkelte case er der anvendt et simpelt, fast gennemsnit.
- ▶ Salg af ilt er ikke inkluderet, men der må formodes mulighed for en vis afsætning. Ved større anlæg kan der opstå produktionsoverskud ift. markedet.





## APPENDIX C: VÆRDIEN AF OVERSKUDSVARME

### Værdien af varmen - metode

Fjernvarmen skal levere den billigste varme og til enhver tid vælge den varmeproduktion, der giver den laveste varmeregning til forbrugerne. For at vurdere hvad overskudsvarme fra PtX vil være værd for et fjernvarmeselskab, er der foretaget beregninger af årlige driftsomkostninger for fjernvarmesystemet i energyPRO. Beregningerne er opdelt i sommer- og vinterhalvår.

Der er valgt en metode, hvor fjernvarmeselskabet ud over den eksisterende varmeproduktion også modtager overskudsvarme fra PtX. Forskellen på de beregnede, årlige driftsomkostninger med og uden overskudsvarme fra PtX giver en maksimal betalingsvillighed for fjernvarmen.

Det skyldes, at fjernvarmeselskabet aldrig vil betale mere for overskudsvarmen end, hvad de allerede kan producere varmen til. Maksimal betalingsvillighed skal dog ikke forstås som den pris, fjernvarmen er villig til at betale for overskudsvarmen. Uden risikobetragtninger ville den maksimale betalingsvillighed være den pris, hvor fjernvarmeselskabet ville være indifferent mellem at vælge at producere varmen selv eller købe overskudsvarmen.

I en konkret situation skal PtX-anlæg og fjernvarmeselskab blive enige om en aftale, herunder prisen på overskudsvarmen. En sådan aftale er en forhandling, og indholdet vil være påvirket af fx temperaturer og mængder af varmen, alternativ varmeproduktion for fjernvarmeselskabet og en række risikovurderinger.

### Værdien af varmen - resultater

Værdien af overskudsvarmen fra PtX afhænger af en række faktorer. Der er undersøgt tre forskellige typer af fjernvarmesystemer, som er vist i Tabel C1.

### De tre systemer er baseret på:

1. Udelukkende naturgas
2. Biomasse og bionaturgas til spidslast
3. En kombination af biomasse og en elvarmepumpe, samt bionaturgas til spidslast

Tabel C1 viser, hvordan varmeproduktionen fordeles på de forskellige anlæg i referencesituationen, altså inden udnyttelse af overskudsvarme fra PtX. De tre fjernvarmesystemer er ellers ens og har en årlig varmeproduktion på 140.000 MWh. Det svarer til opvarmning af ca. 6.500 standardhuse ved et ledningstab på 20 % og et årligt varmeforbrug per standardhus på 18,1 MWh.

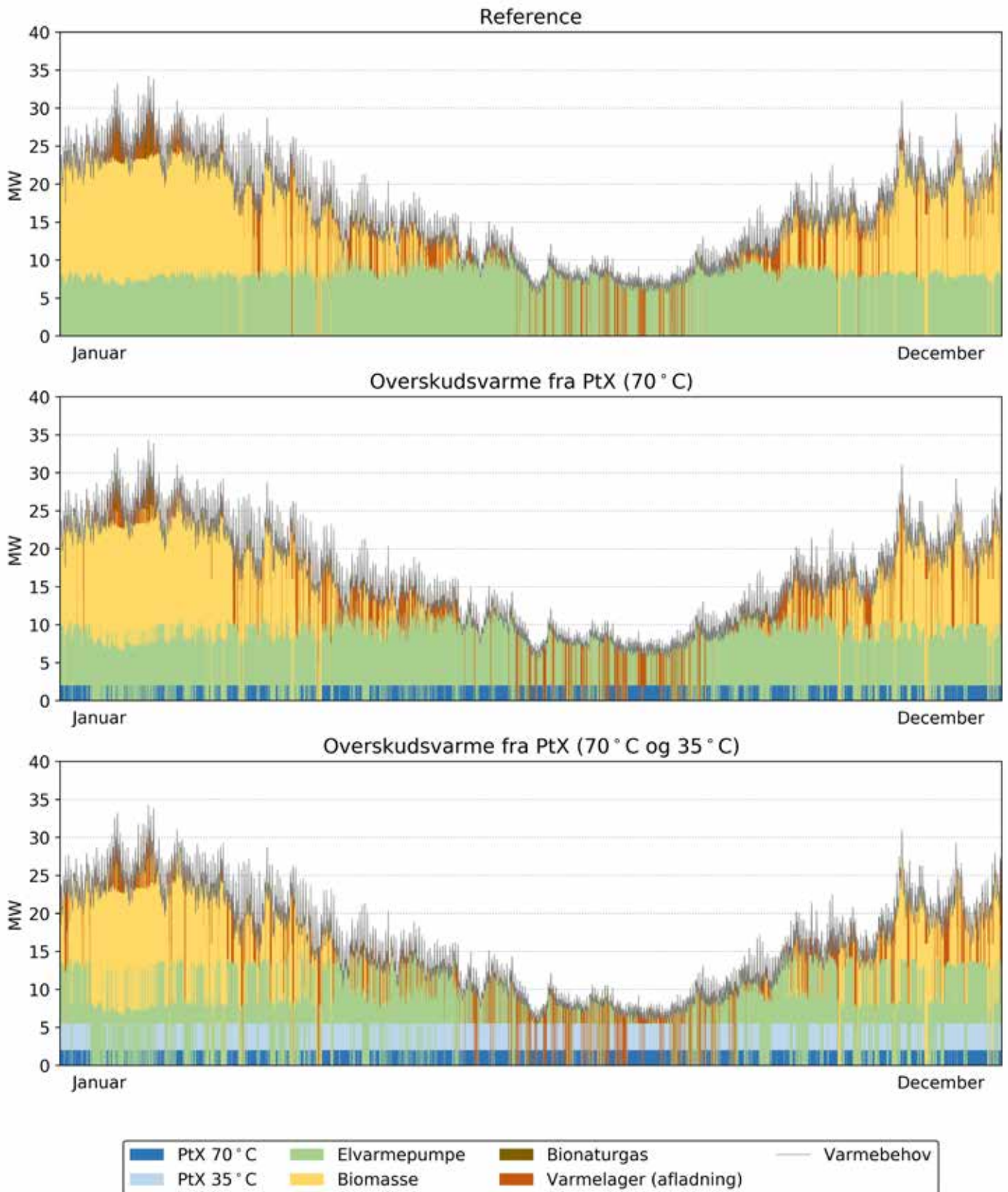
Når fjernvarmesystemet også får adgang til overskudsvarme fra PtX, så ændrer sammensætningen af varmeproduktionen sig. Dette er illustreret for scenarie 3 i Figur C1, hvor varmen produceres på både en biomassekedel og en udeluft varmepumpe. Øverst ses referencesituationen, hvor varmen produceres ca. 50/50 af elvarmepumpen og fliskedlen.

Grundlasten leveres af varmepumpen, som også er den primære varmeproducent i sommerhalvåret. Herudover udnyttes lagerkapaciteten til at dække spidslast samt undgå timer med høje elpriser. Når PtX-anlægget er i drift kan det levere 2 MW overskudsvarme ved 70 °C og 3 MW overskudsvarme ved 35 °C.

Overskudsvarmen fortrænger varmeproduktion fra varmepumpe og biomasse og kan levere varme som grundlast, da et PtX-anlæg forventes at have mange årlige driftstimer. Dette ses i midten og nederst på Figur C1, hvor udnyttelse af henholdsvis 70 °C overskudsvarme og 35 °C overskudsvarme er illustreret. Der er udregnet driftsprofiler for PtX-anlægget med udgangspunkt i de beskrevne, timebaserede elpriser fra 2022.

	Varmeleverance i reference	Bio (naturgaskedel)	Fliskedel	Elvarmepumpe (udeluft)
1	Naturgas	100%		
2	Biomasse	2,0%	98,0%	
3	Varmepumpe og biomasse	1,2%	47,3%	51,4%

Tabel C1: Tre scenarier for fjernvarmesystemer med forskellige varmeproduktioner for referencen.



Figur C1: Sammensætning af varmeproduktionen hen over året for scenarie 3, hvor varmen primært produceres på en biomassekedel og en eldrevet varmepumpe på udeluft. Øverst ses fjernvarmesystemets driftsprofil hen over et år uden overskudsvarme fra PtX. I midten udnyttes overskudsvar-

men ved 70 °C, hvilket fortrænger produktion på biomassekedlen og elvarmepumpen. Nederst udnyttes overskudsvarmen ved både 70 °C og 35 °C, og den udgør knap 20 % af den årlige varmeproduktion. Denne figur er identisk med Figur 5.

Værdien af overskudsvarmen afhænger af den situation, hvori varmen leveres. Figur C2 illustrerer den maksimale betalingsvillighed for de tre scenarier fordelt på både sommer og vinter. Det ses, at der både er forskel på værdien af varmen i sommer- og vinterhalvåret, og at værdien af varmen afhænger af fjernvarmesystemets alternative varmeproduktion.

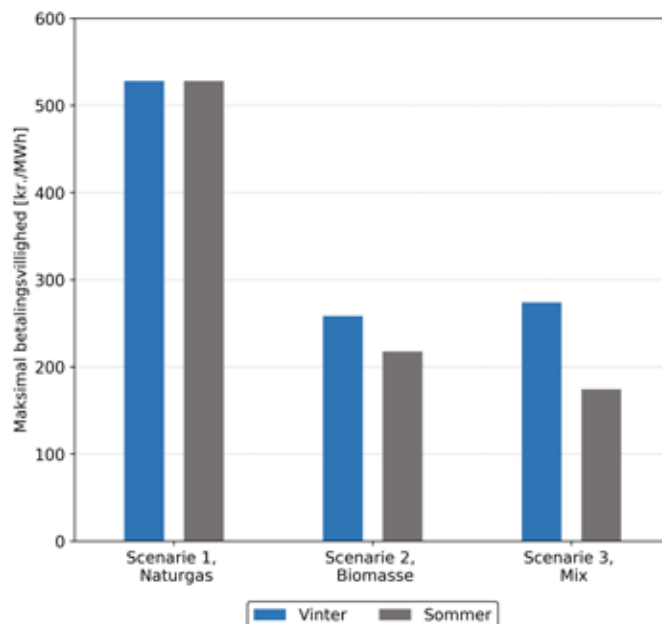
Den maksimale betalingsvillighed er i Scenarie 1 over 500 kr./MWh, fordi den alternative varme produceres på naturgas. Den maksimale betalingsvillighed er som tidligere nævnt ikke lig med den pris, som PtX-anlægget kan få for varmen.

Fjernvarmesystemet i Scenarie 1 står foran en grøn omstilling og bør afveje betalingsvilligheden for overskudsvarme fra PtX med en investering i alternativ grøn varmeproduktion. Det kan fx være store varmepumper på udeluft. I sådan en vurdering vil betalingsvilligheden på overskudsvarmen falde betydeligt og i højere grad ligne betalingsvilligheden for de to øvrige scenarier.

Resultater for Scenarie 1 indgår derfor ikke i de videre analyser, da den beregnede, maksimale betalingsvillighed ligger væsentligt over de alternativer, som fjernvarmeselskabet har. PtX-varme kunne med stor sandsynlighed blive en del af omstillingen for fjernvarmeselskabet i Scenarie 1, men betalingen til PtX-anlægget ville komme til at ligge væsentligt under 500 kr./MWh.

For Scenarie 2 og 3 fås forskellig værdi af PtX-varmen sommer og vinter. Det skyldes, at overskudsvarmen fortrænger dyr spidslastproduktion om vinteren, og at COP-faktoren på udeluft-varmepumpen er lavere om vinteren. Jo dyrere varmeproduktion der fortrænges, jo mere er fjernvarmeselskabet villig til at betale for overskudsvarmen – og omvendt.

Baseret på resultaterne for Scenarie 2 og 3 benyttes der i de videre analyser af PtX-økonomien en pris på 200 kr./MWh om vinteren og 150 kr./MWh om sommeren for overskudsvarmen ved 70 °C fra PtX. Dette er et estimat i forhold til den maksimale betalingsvillighed vist for Scenarie 2 og 3 i Figur C2.



Figur C2: Den maksimale betalingsvillighed for udnyttelse af 70 °C overskudsvarme fra PtX for de tre fjernvarmesystemer. Scenarie 2 og 3 har forskellig betalingsvillighed sommer og vinter, da der fortrænges dyrere varmeproduktion om vinteren end om sommeren. Scenarie 1 har en høj, beregnet maksimale betalingsvillighed, som ikke svarer til den pris, som PtX-anlægget kan sælge varmen til. Det indikerer derimod, at fjernvarmesystemet står over for en omstilling, hvor varmeprisen kan reduceres gennem investeringer i billigere varmeproduktion. En af disse muligheder er overskudsvarme fra PtX.

Temperaturerne er direkte afhængig af flowet fra PtX-anlægget og selv små forskelle på temperaturen af overskudsvarmen kan påvirke det samlede fjernvarmesystem. Flowet er derfor en vigtig parameter til at optimere temperaturen på overskudsvarmen fra PtX-anlægget.

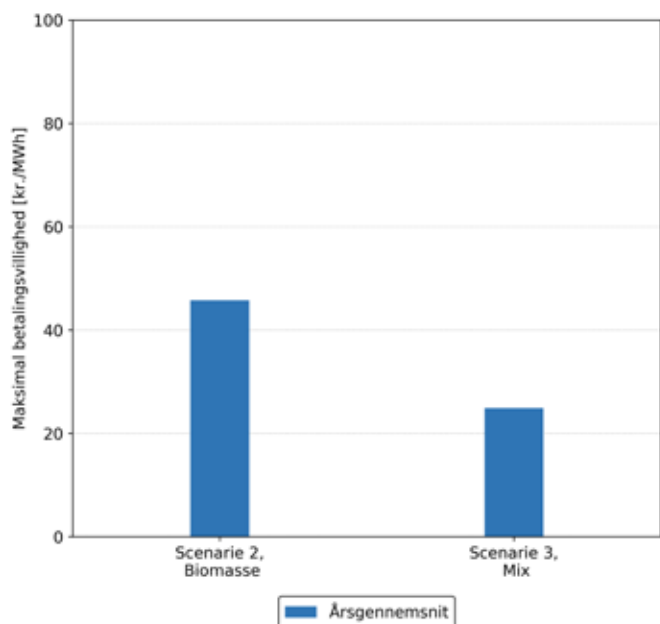
Den primære PtX-varme er 70 °C og antages at kunne integreres direkte i fjernvarmenettet uden etablering af en varmepumpe. Dette afhænger dog i høj grad af fremløbstemperaturen, som vil være forskelligt fra fjernvarmeselskab til fjernvarmeselskab. Det vil derfor ikke være muligt for alle fjernvarmeselskaber at kunne udnytte PtX-varmen direkte. Generelt kan det siges, at jo højere temperaturen på overskudsvarmen er, jo billigere bliver det for fjernvarmen at udnytte den.

Overskudsvarmen ved 35 °C har en værdi, men den er lavere end værdien for overskudsvarme ved 70 °C. En temperatur på 35 °C er for lav til en direkte indføddning i fjernvarmesystemet, og der er behov for investering i en varmepumpe til at hæve temperaturen. På grund af de ekstra investeringsomkostninger, bliver betalingsvilligheden reduceret betydeligt i forhold til udnyttelse af overskudsvarme ved 70 °C.



Figur C3 viser den maksimale betalingsvillighed for udnyttelse af overskudsvarme ved 35°C for Scenarie 2 og 3. Her er forskellen på sommer og vinter mindre, hvorfor der anvendes en samlet årlig betalingsvillighed.

Baseret på resultaterne fra Figur C3 benyttes der i de videre analyser af PtX-økonomien en pris på 35 kr./MWh for Scenarie 2 (Biomasse) og 15 kr./MWh for Scenarie 3 (mix af varmepumpe og biomasse) for overskudsvarmen ved 35 °C fra PtX. Dette er igen en vurdering i forhold til den maksimale betalingsvillighed.



Figur C3: Maksimal betalingsvillighed for 35 °C overskudsvarme på årsbasis. Betalingsvilligheden inkluderer investering i en elvarmepumpe til at hæve temperaturen på PtX-varmen til fremløbstemperaturen på fjernvarmeværket.

Tabel C2 viser, hvad overskudsvarmen fra PtX fortrænger i de tre fjernvarmescenarier. I Scenarie 3 fortrænger overskudsvarmen primært biomasse, mens den eldrevne varmepumpe kun fortrænges i mindre grad. Overskudsvarme ved 70 °C udgør samlet 7,0 % af den årlige varmeleverance, mens overskudsvarmen ved 35 °C udgør knap 12,5 %. Hvis begge typer overskudsvarme udnyttes, kan fjernvarmesystemet årligt få leveret knap 20 % af deres årlige varmebehov fra PtX-varme.



	Varmeleverance i reference	Bio (naturgaskedel)	Fliskedel	Elvarmepumpe (udeluft)		
1	Naturgas	100%				
2	Biomasse	2,0%	98%			
3	Varmepumpe og biomasse	1,2%	47,3%	51, 4%		
	Varmeleverance ved 70°C	Bio (naturgaskedel)	Fliskedel	Elvarmepumpe (udeluft)	PtX 70	PtX 35
1	Naturgas	93,0%			7,0%	
2	Biomasse	1,3%	91,7%		7,0%	
3	Varmepumpe og biomasse	0,8%	42,7%	49,7%	7,0%	
	Varmeleverance ved 70°C + 35°C	Bio (naturgaskedel)	Fliskedel	Elvarmepumpe (udeluft)	PtX 70	PtX 35
1	Naturgas	80,5%			7,0%	12,4%
2	Biomasse	0,6%	79,9%		7,0%	2,4%
3	Varmepumpe og biomasse	0,4%	34,8%	45,3%	7,0%	2,4%

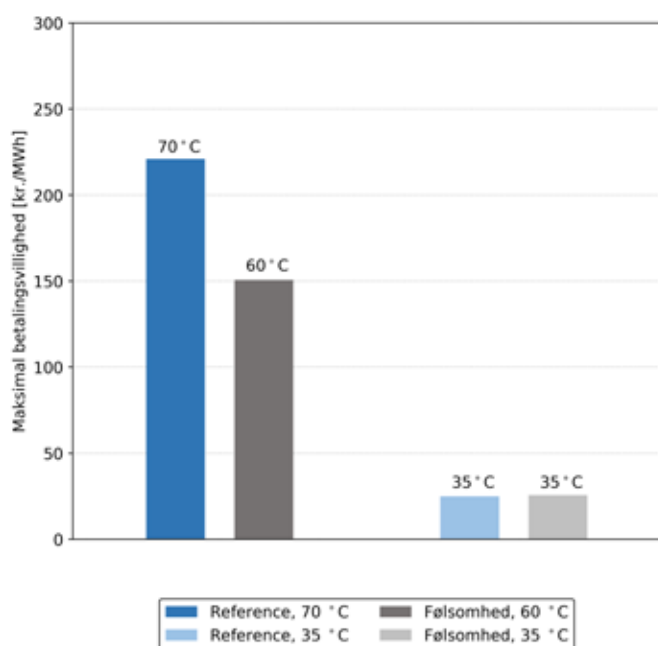
Tabel C2: Varmeleverancer for de tre scenarier i referencen, ved udnyttelse af 70 °C samt ved udnyttelse af både 70 °C og 35 °C.

## Følsomhed: Temperaturen af overskudsvarmen

For at illustrere betydningen af temperaturen på overskudsvarmen fra PtX er der foretaget en følsomhedsanalyse, hvor PtX-varmen er 2 MW ved 60 °C i stedet for 2 MW ved 70 °C og fortsat 3 MW ved 35 °C. Figur C4 viser, at værdien af varmen reduceres betydeligt, hvis overskudsvarmen er 60 °C i stedet for 70 °C i Scenarie 3. Samme effekt ses i mindre grad i Scenarie 2.

Forklaringen skal findes i, at når overskudsvarmen leveres ved 60 °C i stedet for 70 °C har det betydning for resten af fjernvarmesystemet. Selv ved 60 °C er det stadig muligt at integrere PtX-varmen uden investering i en ekstra varmepumpe til at løfte temperaturen.

Det kræver dog, at de øvrige enheder yder noget ekstra. Fx vil det lavere temperatursæt betyde lavere effektivitet (COP-værdi) på udeluft-varmepumpen. Dette øger driftsomkostningerne for det samlede system og reducerer derfor betalingsvilligheden for overskudsvarmen fra PtX. Her er især fremløbstemperaturen i fjernvarmesystemet en vigtig parameter.



Figur C4: Maksimal betalingsvillighed for henholdsvis 70 °C overskudsvarme og 60 °C på årsbasis for scenarie 3, samt den maksimale betalingsvillighed for 35 °C overskudsvarme. Betalingsvilligheden er lavere for 60 °C overskudsvarme fordi de øvrige enheder skal yde ekstra.

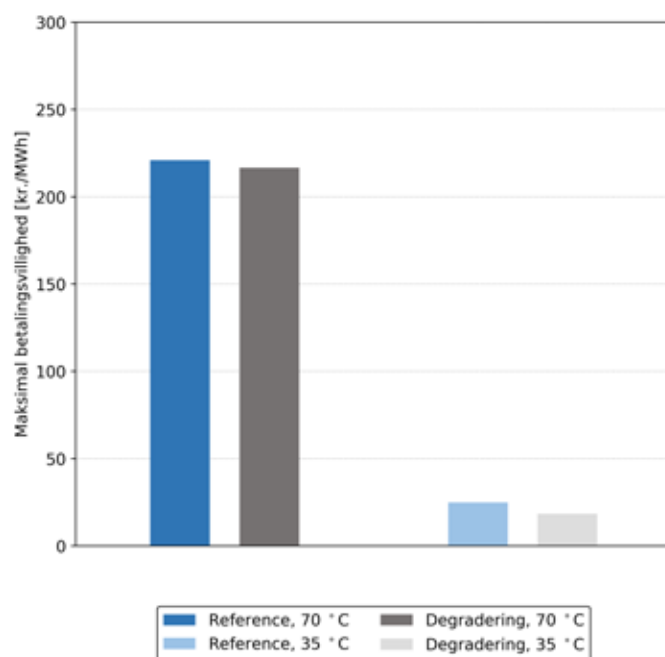
## Følsomhed: Degradation af stakkene i PtX-anlægget

I takt med, at cellestakken degraderer, stiger varmeudviklingen fra PtX-anlægget og dermed mængden af overskudsvarme ved 70 °C. I denne følsomhedsberegning betyder det 3 MW varme ved 70 °C i stedet for de 2 MW varme i referencen.

Figur C5 viser en lidt lavere maksimal betalingsvillighed på overskudsvarmen ved 70 °C. Dette skyldes primært, at der efter degradation skal bruges mere el til at fastholde produktionen af brint, og derfor kommer der færre driftstimer med et dækningsbidrag til elektrolyseanlægget. Det betyder færre timer, hvor dyrere varmeproduktion kan erstattes.

Effekten på overskudsvarmen ved 35 °C er den samme, men betalingsvilligheden reduceres mere. Det skyldes igen de færre driftstimer, som gør det sværere at forrente investeringen i varmepumpen.

Figur C5 viser resultater for Scenarie 3, og effekten er tilsvarende i Scenarie 2.



Figur C5: Maksimal betalingsvillighed for henholdsvis 70 °C overskudsvarme og 70 °C overskudsvarme ved en degraderet stak i scenarie 3. Betalingsvilligheden er lavere ved den degraderede stak, fordi elektrolyseanlægget har færre driftstimer og dermed ikke erstatter så meget dyr varmeproduktion.

## NOTER

- 1 Der er tale om et estimat. Hvor meget varme der kan udnyttes i den konkrete situation afhænger fx af teknologivalg, tilstand for anlægget (degradering) og mulighed for integration i fjernvarmesystemet
- 2 <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/analyseforudsætninger-til-energinet>
- 3 Der er tale om et estimat. Hvor meget varme der kan udnyttes i den konkrete situation afhænger fx af teknologivalg, tilstand for anlægget (degradering) og mulighed for integration i fjernvarmesystemet.
- 4 <https://ing.dk/artikel/milliardinvesteringer-stoebeskeen-her-danmarks-ptx-planer-244204>
- 5 <https://brintbranchen.dk/wp-content/uploads/2020/10/VE-2.0-Brint-og-PtX-strategi-2.pdf>
- 6 Da der er antaget proportionalitet i alle tal angående anlægsdrift undtagen vandforbrug og udledning, vil resultaterne for andre størrelser end 400 MW<sub>E</sub> være proportionelle. Fx vil driftskurver for 200 MW<sub>E</sub> være tilsvarende bortset fra, at overskudsvarmen halveres.
- 7 [www.carboncapturecluster.dk](http://www.carboncapturecluster.dk)
- 8 Winther Mortensen et. al, SDU, 2019, A pre-feasibility study on sustainable aviation fuel from biogas, hydrogen and MW<sub>E</sub>
- 9 <https://en.energinet.dk/Gas/Gas-news/2021/04/15/Vision-European-Hydrogen-Backbone>
- 10 <https://varmeplanhovedstaden.dk/>
- 11 <http://carbonclusterdcph.dk/>
- 12 Ørsted takes final investment decision on first renewable hydrogen project (orsted.com)
- 13 <https://orsted.com/da/media/newsroom/news/2020/05/485023045545315>
- 14 <https://gogreenwithaarhus.dk/klimaplan/energi/>
- 15 <https://gogreenwithaarhus.dk/projekter/energi/strategisk-energiplanlaegning/>
- 16 <http://hydrogenvalley.dk/power2met/>
- 17 <https://greenhubdenmark.dk/>
- 18 [https://dinforsyning.dk/da-dk/nyheder?itemId=News\\_Item:3143](https://dinforsyning.dk/da-dk/nyheder?itemId=News_Item:3143)



- 19 <https://www.danskfjernvarme.dk/nyheder/nyt-fra-dansk-fjernvarme/210212-tvis-ser-stort-varmepotentiale-i-nyt-ptx-partnerskab>
- 20 <https://www.everfuel.com/projects-archive/hysynergy/>
- 21 <https://www.greenlabskive.dk/>
- 22 <https://winddenmark.dk/nyheder/skovgaard-invest-indleder-ptx-projekt-med-vestas-haldor-topsoee> + <https://ing.dk/artikel/nyt-dansk-ptx-anlaeg-ammoniak-lemvig-241665>
- 23 <https://www.danskfjernvarme.dk/groen-energi/nyheder/200525-fjernvarme-kan-g%C3%B8re-industriprocesser-gr%C3%B8nnere>
- 24 <https://www.danskfjernvarme.dk/viden/statistik-subsection/branche-og-eksportstatistik/2020>
- 25 <https://www.portofrotterdam.com/en/news-and-press-releases/hydrogen-plants-to-provide-new-source-of-renewable-heat-for-south-holland>
- 26 Winther Mortensen et. al, SDU, 2019, A pre-feasibility study on sustainable aviation fuel from biogas, hydrogen and CO<sub>2</sub>
- 27 Energinet, NYE VINDE TIL BRINT - PtX strategisk handlingsplan, Januar 2020, Dok. 19/07995-21 Offentlig/Public
- 28 Udkast til erstatning af afsnit fra 2018, se [https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technology\\_data\\_for\\_renewable\\_fuels.pdf](https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technology_data_for_renewable_fuels.pdf)
- 29 <https://www.airliquide.ca/en/air-liquide-inaugurates-the-worlds-largest-low-carbon-hydrogen-membrane-based-production-unit-in-canada/product/News-2021-01-26>
- 30 <https://energinet.dk/Om-publikationer/Publikationer/Brint-paa-gasnettet>
- 31 <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/analyseforudsætninger-til-energinet>, opdateret 14.10.2020
- 32 Vægtet efter trappemodel for prissætning
- 33 <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>
- 34 Brinten kaldes "blå", når CO<sub>2</sub> dannet ved produktionen af brinten fra fossile brændsler lagres eller genbruges. Tilsvarende kaldes den "grå", hvis CO<sub>2</sub> udledes.

