

Leverance nr.: 2.7.4.a

Opskaleringsanalyse af store varmepumper til fjernvarme



HOFOR A/S

Peter U. Kaarup, Tore G. Kjeld, Sannah Grüner & Kristian Honoré

Dato 2022-04-20

Offentlig leverance



Fortrolig leverance



Introduktion

SVAF-projektet (Store elvarmepumper til fjernvarme) har et budget på 110 mDKK, hvoraf 22 mDKK er finansieret af EUDP (Energiteknologisk Udviklings og Demonstrations Program).

SVAF-projektet løber fra 2015 og frem til udgangen af 2022.

Partnerne i SVAF-projektet er:

Innoterm, DME, Alfa Laval, COWI, TI, DTU, CTR, VEKS & HOFOR.

SVAF-projektet vil udvikle, etablere og demonstrere en storskala 5 MW varmepumpe, der bruger havvand og rensede spildevand som varmekilder.

Det forventes endvidere at der opnås værdifuld læring om hele varmepumpesystemet, inklusive varmekilder, komponenter og instrumentering, samt at der udvikles algoritmer til automatisk optimering af drift og fejldetektion.

SVAF varmepumpen er udstyret med et moderne SRO-styringssystem samt en stor mængde ekstra instrumentering såsom forskellige energimålere, sensorer og transmittere for at kunne overvåge alle parametre i varmepumpesystemet.

I arbejdet med etablering og test af hav og spildevandsvarmepumpen, er der indhentet erfaringer som også har generel karakter, og derudover også gennemført en række analyser, som har bidraget til viden om udviklingsmuligheder og barrierer for opskalering og udbredelse af store varmepumper i danske byer.

Desuden kan erfaringerne fra SVAF-projektet også bidrage til at udvikle markedet for store varmepumper ikke bare i størrelse, men også i antal, så der i fremtiden kan erhverves og indpasses store masseproducerede varmepumper i fjernvarme- og energisystemet, som på sigt kan supplere og erstatte de store kraftvarme- og affaldsforbrændingsværker.

Projekt Information

Leverance nr.: 2.7.4.a

Leverance titel: Opskaleringsanalyse af store varmepumper til fjernvarme

WP titel: WP2.7 Business case og afrapportering

Task Leder: Kristian Honoré

WP Leder: Sannah Grüner

Kommentering: Marts, 2022

For yderligere information om denne leverance, kontakt venligst:

Kristian Honoré

HOFOR A/S

krih@hofor.dk

27 95 47 26

ELLER

Peter Ucar Kaarup

HOFOR A/S

petols@hofor.dk

27 95 44 14

For generel information om SVAF-projektet kontakt venligst:

Sannah Grüner

HOFOR A/S

sagr@hofor.dk

27 95 27 13

INDOLDSFORTEGNELSE

1. RESUMÉ	6
2. INTRODUKTION	12
3. STATUS PÅ STORE VARMEPUMPER I DANMARK OG HOVEDSTADSOMRÅDET	14
3.1 Status på store varmepumper i Danmark	14
3.2 Status på store varmepumper i hovedstadsområdet – CTR, VEKS og HOFOR´s fjernvarmeforsyningsområder	16
4. DEFINITION – FRA SMÅ TIL STORE VARMEPUMPER	19
5. STATUS PÅ LOVGIVNING – DER FREMMER VARMEPUMPER	20
6. KRITERIER FOR UDBREDELSE AF VARMEPUMPER	21
6.1 Varmekilder	21
6.1.1 Havvand	22
6.1.2 Geotermi.....	24
6.1.3 Drikkevand	25
6.1.4 Spildevand	26
6.1.5 Grundvand	27
6.1.6 Overskudsvarme.....	29
6.1.7 Udeluft.....	30
6.1.8 Andre.....	31
6.2 Potentiale for store varmepumper	32
6.2.1 Potentiale i fjernvarmedistributionsnettene	32
6.2.2 Potentielle placeringer i fjernvarmedistributionsnettene.....	35
6.2.3 Konkrete placeringer i distributionsnettene	37
6.3 Teknologi og økonomi	40
6.4 Kompressorer	41
6.4.1 Kompressortyper	41
6.5 Kølemidler	44
6.6 Marked og leverandører af varmepumper og varmepumpesystemer	47

6.7	Integration i fjernvarmesystemet.....	49
6.7.1	Fremløbs- og returtemperatur	50
6.7.2	Opblanding fra transmissionsnettet	53
6.7.3	Lokale lavtemperaturområder i fjernvarmenettet	55
6.7.4	Hydrauliske forhold i fjernvarmenettet.....	57
6.7.5	Løsninger på kunde- og/eller netniveau.....	58
6.7.6	Højtemperaturvarmepumper eller kombinationsanlæg.....	58
6.8	Integration i elsystemet og sektorkobling.....	61
6.8.1	Tilslutning til el-nettet.....	61
6.8.2	Fleksibilitetsprodukter	61
6.8.3	Effekttilstrækkelighed	62
6.8.4	Kobling mellem el- og varmemarkeder.....	63
6.8.5	Fleksible varmepumper.....	65
6.8.6	Indtjeningsmuligheder på systemydelsesmarkederne	66
6.8.7	Andre elmarkeder.....	67
7.	MILJØEFFEKTER	69
8.	KONKLUSION	70

1. Resumé

Formålet med opskaleringsanalysen af store varmepumper til fjernvarme er at bidrage med viden, erfaringer og anbefalinger fra SVAF-projektet til andre store varmepumpeprojekter.

Siden SVAF-projektet startede ud i 2015, hvor udgangspunktet var Varmeplan Hovedstaden 3¹ fra oktober 2014 og et scenarie med ca. 600 MW varmepumper i hovedstadsområdet i 2035, har potentialerne og problemstillingerne omkring både varmekilder og opskalering ændret sig væsentligt.

Fx har visionsprojektet Fremtidens Fjernvarme i Hovedstadsområdet 2050² (FFH50) fra 2021 vist at det realistiske potentiale for varmepumper frem mod 2050 er på helt op i mod ca. 1.200 MW.

Dog er der en lang række kriterier både tekniske og naturlige, som skal være opfyldt for overhovedet at tale om store varmepumper i fjernvarmen – og i særdeleshed i hovedstadsområdet.

For det første vil det i mange tilfælde og for flere varmekilder ikke være muligt at opskalere varmepumper i den udstrækning det blev antaget, fordi energiindholdet i flere varmekilder som f.eks. spildevand, overskudsvarme og grundvand sætter en naturlig grænse for den effekt, der er til rådighed på den enkelte lokalitet og dermed også for varmepumpens størrelse.

Havvandsvarmepumper er dog undtagelsen, som ser ud til at kunne opskaleres i stor skala på arealer ud til hav med store dybder såsom f.eks. på de eksisterende kraftværksarealer, men er også fortsat et område, hvor der er behov for teknisk udvikling og afprøvning af løsninger i stor skala inden en større udrulning kan finde sted i hovedstadsområdet.

En anden begrænsning for store varmepumper i fjernvarmesystemet er dels de høje temperaturer i transmissionsnettene, hvor der i dag kræves temperaturer over 100 C, og dels de fysiske begrænsninger på, hvor meget effekt, der kan afsættes i de enkelte fjernvarmedistributionsnet (typisk omkring 30 MW) som temperaturmæssigt er mere kompatible med varmepumper.

¹ <https://varmeplanhovedstaden.dk/om-projektet/materiale-fra-vph3/>

² <https://varmeplanhovedstaden.dk/>

Derudover er der sket en udvikling inden for standardiseringen af varmepumpeleverandørernes produkter mod større enheder, og kombineret med muligheden for at opbygge varmepumpeanlæg af flere enheder i serie og/eller parallelkonfigurationer, som med de større tilgængelige enhedsstørrelser gør at 50-100 MW + anlæg vil kunne etableres med storskala fordele inden for rækkevidde.

Der er dog fortsat er et stykke vej endnu i forhold til at opnå erfaringer med større anlæg på forskellige varmekilder. Så indsamling af praktiske erfaringer og videndeling på tværs af branchen er fortsat afgørende for at få optimeret teknologien og dens konkurrenceevne.

Undervejs er det også erfaret, at mange flere faktorer end teknik og skalering har betydning for store varmepumpers udbredelse og konkurrenceevne.

Derfor har analysen også fået et bredere fokus på hvad der skal til for at udbrede store varmepumper, og ikke bare med hensyn til teknologiudvikling og økonomi, men også med hensyn til håndtering af energikilder, arealer, sektorkobling m.m.

Der er i analysen taget udgangspunkt i hovedstadsområdet og CTR, VEKS og HOFOR's fjernvarmeforsyningsområder. Men alle de gennemgåede kriterier for at realisere store varmepumper er af generisk karakter og dermed også gældende for større fjernvarmebyer i resten af Danmark og i princippet også for alle andre markeder.

Potentialer og varmekilder:

I projektet FFH50, som er et samarbejde mellem CTR, VEKS, Vestforbrænding og HOFOR er der estimeret et samlet teknisk potentiale for varmepumper i hovedstadsområdet (på distributionsnetniveau) på ca. 2.100 MW i 2050.

Men på grund af overlap i varmegrundlag og konkurrence om de forskellige varmekilder, fysiske begrænsninger for placering samt det mulige optag i hovedstadsområdets fjernvarmedistributionssystem er det realistiske tekniske potentiale estimeret til ca. 1.200 MW frem mod 2050.

Den eksisterende grundlastkapacitet i fjernvarmen i hovedstadsområdet er i 2021 på ca. 2.200 MW, og dermed er der altså tale om et betragteligt potentiale for store varmepumper frem mod 2050.

Havvand og geotermi udgør klart de største potentialer for varmepumper i hovedstadsområdet, ligesom overskudsvarme fra CCS og PTX også på sigt kan vise sig at bidrage med en markant andel.

Herudover findes der en række andre varmekilder, såsom grundvand, luft, spildevand og overskudsvarme fra industri etc. som også kan give mening at udnytte i større varmepumper, men dog i mere specifikke og afgrænsede områder.

Arealer / placeringsmuligheder:

For at kunne realisere de store varmepumper er det vigtigt at der også er plads til dem og der skal derfor arbejdes med screening af arealer til varmepumper og reservation af grunde i det omfang, det er muligt.

Dette indebærer tæt dialog med kommuner og developere om byplanlægningen og ikke mindst en fælles forståelse af at afsætning af arealer også i tætte byområder, er en forudsætning for udbredelse af store varmepumper.

I den sammenhæng er det relevant at underbygge udpegning af arealer med business cases for de tilgængelige varmekilder, for at sikre at det er de mest levedygtige projekter/placeringer, der arbejdes videre med. Hvis der er flere placeringer i spil, kan business cases også bidrage til by- og varmeplanlægningen med en prioriteringsrækkefølge.

Varmepumpeteknologi og -marked

Markedet for varmepumper, og herunder kompressorer til de forskellige typer varmekilder, kølemidler samt deres afledte miljøeffekter for opskalering til meget store anlæg er stadig i en udviklings- og demonstrationsfase, selvom der i det seneste år er truffet beslutning om et par meget store havvandsvarmepumper f.eks. 50 MW i Esbjerg og 20 MW i København, men de er endnu ikke opført.

Derfor er det relevant for fjernvarmebranchen og andre selskaber, der arbejder med at etablere varmepumper at der fortsat føres en tæt dialog og vidensdeling f.eks. via Varmepumpeforum under Dansk Fjernvarme samt med de leverandører der er på markedet via netværksmøder, workshops og udbud af projekter. Ved at bruge hinandens viden og erfaringer vil det være muligt at efterspørge mere standardiserede og effektive løsninger. Også hos udenlandske fjernvarmeselskaber særligt i Skandinavien, der har fjernvarmesystemer, der minder om de danske, er der relevante erfaringer at hente.

Integration i fjernvarmesystemet:

Sænkning af temperaturerne i fjernvarmenettene – både i fremløb og i returløb – kan være en forudsætning, både teknisk og økonomisk, for at kunne indfri det fulde varmepumpepotentiale i hovedstadsområdet, og det kan være en stor udfordring at sænke temperaturerne i byområder med mange gamle og fredede bygninger og hydrauliske begrænsninger i nettet. Disse forhold gør at fjernvarmesystemet i hovedstadsområdet generelt opererer med højere fremløbstemperaturer end i resten af landet. Derudover er kun nyere kundeforbindelse indstillet til lavtemperaturfjernvarme og omstilling af kundeforbindelse vil ligesom temperatursænkning kræve en større indsats over tid.

Derfor arbejdes der også på at undersøge om der kan etableres lokale lavtemperaturnet med decentrale kollektive varmepumper eller mindre varmepumper på husstands- eller boligblokniveau i forhold til at muliggøre lavere fjernvarmetemperaturer samt afhjælpe hydrauliske begrænsninger i nettet ("flaskehalse").

Herudover er det relevant at undersøge økonomi og muligheder for højtemperaturvarmepumper som middel til at booste fremløbstemperaturen de steder i nettet, hvor det er svært at sænke den nuværende fremløbstemperatur.

Elforsyning og systemydelse:

Et andet vigtigt område der skal afdækkes, er om der kan skaffes tilstrækkelig elforsyning og elforsyningssikkerhed på de lokationer, hvor de store varmepumpeanlæg tænkes placeret, og her vil der være behov for en tæt dialog med de lokale el-selskaber, f.eks. Radius og Energinet.

Store kollektive varmepumper kan i et vist omfang levere systemydelser til elnettet, hvilket kan forbedre økonomien i de enkelte projekter og det bliver derfor også vigtigt at få analyseret og kvantificeret dette potentiale.

Forretningsmodeller og rammevilkår:

Overordnet er der behov for at udarbejde nye forretningsmodeller og business cases til de forskellige størrelser og typer af varmepumper og valgte varmekilde(r).

Desuden er det vigtigt for fjernvarmebranchen at arbejde for at forbedre rammebetingelserne for geotermi, som varmekilde til store varmepumper, f.eks. via en støtteordning, da der fortsat mangler at blive påvist en positiv business case for

konceptet. Hertil kommer også risikoen, både mht. investering og drift, hvilket gør det umuligt for fjernvarmeselskaberne at gå ind i.

Her kan det nylige eksempel fra Aarhus, hvor det Maersk ejede selskab Innargi går ind og tager risikoen mod en fast varmeafregningspris med Affald Varme Aarhus dog gå hen og vise vejen for kommende geotermi projekter med store varmepumper i Danmark.

Ydermere skal der arbejdes for, at der i elforsyningen tilbydes gunstige betingelser (betaling mv.) og tekniske vilkår for tilslutning af store kollektive varmepumper samt omkostningsægte og transparente el-tariffer for at sikre varmepumpernes konkurrenceevne i forhold til andre teknologier. Det kan bl.a. gøres via brancheorganisationerne Dansk Fjernvarme og Green Power Denmark.

Versionsstyring

Version	Dato	Navn	Ændringer
[Officielle versioner]	[år-mm-dd]		
1	2022-02-09	krih	Første udgave
2	2022-03-09	sagr, petols, tgkj	Diverse justeringer
3	2022-03-15	dcm, tbj / CTR	Diverse kommentarer
4	2022-04-19	krih	Indarbejde kommentarer

Kvalitetssikring

Forfatter	Reviewer	Godkender
Kristian Honoré	CTR, VEKS	Sannah Grüner / HOFOR

Status på leverance		
Aktion	Navn	Dato/Initialer
Sent til review	Kristian Honoré / HOFOR	15. marts, 2022
Review	CTR, VEKS	25. marts, 2022
Verificering	Kristian Honoré / HOFOR	19. april, 2022
Godkendelse	Sannah Grüner / HOFOR	25. april, 2022

2. Introduktion

Eldrevne varmepumper er et element i den grønne omstilling af fjernvarmen med henblik på at opnå en større flerstrengt forsyning ved at supplere og erstatte brugen af f.eks. biomasse, hvor det er økonomisk fordelagtigt. Dels er varmepumper en energieffektiv teknologi, der anvender el som input, som i stigende grad baseres på vedvarende energikilder. Eldrevne varmepumper gør det muligt:

- At hente energi ud af vedvarende lavtemperaturvarmekilder som f.eks. havvand, spildevand og luft.
- At hente energi ud af vedvarende højtemperaturvarmekilder som geotermi.
- At opsamle og udnytte overskudsvarme fra f.eks. industri og supermarkeder, herunder køleanlæg, procesanlæg, Power-to-X (PtX), Carbon Capture (CC), biogasanlæg, datacentre mv. Herved kombineres varmeproduktion med industriens og erhvervslivets behov for køling (synergi).
- At reducere CO₂-udledning og ressourceforbrug i varmeforsyningen
- At elektrificere varmeforsyningen, hvilket understøtter nationale strategier om øget elektrificering samt understøtter en robust og flerstrengt varmeforsyning
- At øge sektorkobling ved at udnytte fjernvarmenettet som lager for den fluktuerende elektricitet, som må forventes at stige i takt med udbygning af sol- og vindenergi, samt potentielt at kunne levere systemydelse til el-nettet.
- At øge effektiviteten på eksisterende kedler og kraftvarmeanlæg ved at opsamle energi fra restvarmen i røggas.

Varmepumper er derfor en lovende teknologi, der kan supplere og på sigt erstatte eksisterende grundlast i fjernvarmesystemet.

Danmark har desuden et mål om 70% CO₂ reduktion i 2030, og her forventes det at varmepumper får en vigtig rolle og er en del af en strategisk indsats, der i meget høj grad har fokus på udviklingen med integration af varmepumper i fjernvarmesystemet – særligt på den længere bane.

Der er gang i udbygningen med kollektive varmepumper rundt omkring i Danmark. Samlet set blev der i 2020 installeret ca. 350 MW fordelt på ca. 80 store anlæg.

I hovedstadsområdet, er der i dag en mindre grundlastproduktion med varmepumper på i alt ca. 54 MW. Overordnet set ønsker fjernvarmeselskaberne i hovedstadsområdet at øge andelen af varmepumper i fjernvarmesystemet, da de vurderes at have en god økonomi og dermed vil bidrage til at varmeprisen bevæger sig i en nedadgående retning.

Det vil desuden være med til at skabe en mere flerstrengt forsyning og muliggøre anvendelse af fjernvarmenettet som lager for fluktuerende energikilder samt i det hele taget bidrage til at udnytte de synergier, der kan være ved sektorkobling.

Analysen af opskalering af varmepumper, opsummerer og anbefaler på en række relevante udviklingsspor inden for store varmepumper, omfattende alt fra varmekilder og arealer til tekniske forhold og mulige sektorkoblinger.

Analysen af opskalering af varmepumper indeholder følgende hovedafsnit:

Resumé: Resumé af undersøgelsen inklusive beskrivelse af den overordnede tilgang og indsats som er nødvendig for at sikre en succesfuld udbygning af store varmepumper i den kollektive varmeforsyning.

Status for store varmepumper i Danmark og i København: Opsamling af hvor og hvilke varmepumper der er blevet bygget og/eller er på vej.

Definition af begrebet "store varmepumper": Afsnittet forklarer kort hvad, der menes med hhv. decentrale, centrale og individuelle varmepumper og hvordan de kan indgå i fjernvarme- og energisystemet.

Lovgivning, status: Afsnittet forklarer kort hvad der i Danmark har været af lovgivningsmæssige ændringer, som bakker op om udbredelsen af store varmepumper.

Kriterier for opskalering af varmepumper: Der gives et samlet overblik over alle de relevante opfyldeskriterier for store varmepumper såsom tilgængelige energikilder, arealer, teknologi, kølemidler etc.

Potentialer og varmepumpekapaciteten på længere sigt: Der gives et retningsgivende billede af det fremtidige tekniske potentiale for varmepumpekapaciteten i hele hovedstadsområdet.

Integration af varmepumper i fjernvarmen og energisystemet som sektorkobler: Der undersøges en række parametre og muligheder/begrænsninger for anvendelsen af store varmepumper.

Miljøeffekter: Kort gennemgang af store varmepumpers miljømæssige effekter.

Konklusion og næste skridt: Konklusion og fremtidige aktiviteter.

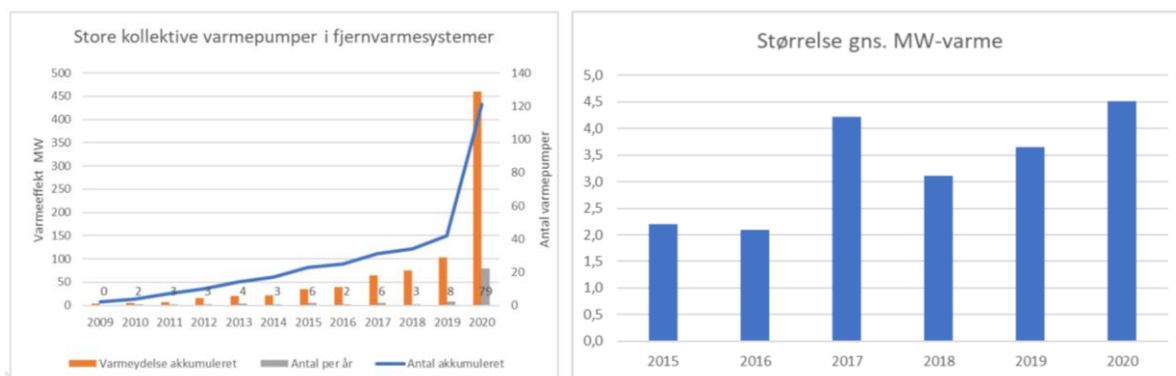
Undersøgelsen af opskalering af varmepumper er lavet på baggrund af rapporter fra DTU, TI, HOFOR's varmepumpestrategi samt rapporter og analyser fra FFH50-projektet.

Herudover er det også et resultat af de erfaringer, der er opnået i SVAF-projektet og den dialog der har været undervejs med både varmepumpe-, el- og fjernvarmebranche.

3. Status på store varmepumper i Danmark og Hovedstadsområdet

3.1 Status på store varmepumper i Danmark

I 2020 var der for alvor skub i udviklingen i Danmark med installation af store varmepumper i fjernvarmeforsyningen. I alt blev der installeret / idriftsat ca. 80 styks i 2020 med en samlet varmeydelse på ca. 350 MW. Totalt i Danmark er der en samlet varmepumpekapacitet på ca. 450 MW fordelt på 121 anlæg.



Figur 1: Store kollektive varmepumpeinstallationer i Danmark (Kilde: Dansk Fjernvarmes Projektselskab)

Type VP i 2020	I alt	2020
Luft	58	52
Røggas	18	4
Grundvand	4	1
Spildevand	6	5
Havvand	2	1
Overskudsvarme	15	8
Kombineret	10	8
Solvarme	4	0
Fjernvarme retur	1	0
Drikkevand	1	0
Fjernkøling	2	0
I alt	121	79

Tabel 1: Store kollektive varmepumpeinstallationer i Danmark (Kilde: Dansk Fjernvarmes Projektselskab)

I et nyt notat fra Dansk Fjernvarme baseret på input fra Energistyrelsens årsstatistikker er opgjort en samlet installeret varmeydelse på 258 MW for 2020:

Antal varmepumpeanlæg	82	stk.
Varmekapacitet	258	MW
Gennemsnitlig størrelse	3,1	MW-varme
Fremstillet varme	534.299	MWh
Forbrugt elektricitet	152.571	MWh
Gennemsnitlig COP	3,50	
Gennemsnitlig fuldlast drift	2.074	timer

Antal husstande (Standardhusstande med 18,1 MWh forbrug og anslået ledningstab på 17 %)	24.501	Stk.
---	--------	------

Tabel 2: Opgørelse fra Dansk Fjernvarme med input fra Energistyrelsens årsstatistikker over store varmepumpeanlæg installeret / idriftsat i 2020 i fjernvarmeforsyningen

Forskellen ift. de 350 MW skyldes umiddelbart at det ikke er alle varmeselskaber der har fået meldt deres anlæg ind til energiproducenttællingen og at nogle anlæg (røggas) indgår i andre anlæg.

Samlet kom der i 2020 82 store kollektive varmepumpeanlæg. Fem anlæg drives af naturgasmotorer evt. i kombination med elmotorer og de resterende drives udelukkende med elmotorer. Oversigten indeholder ikke absorptionsvarmepumper.

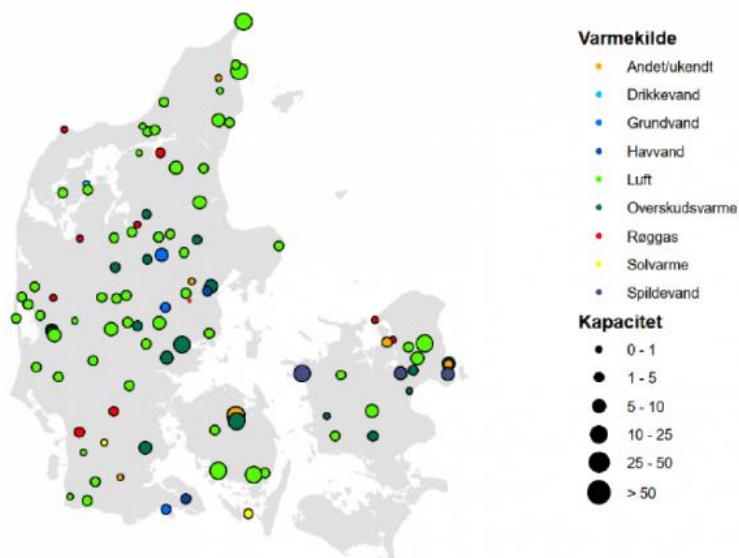
Der er 3 fjernvarmeanlæg hvor der er placeret mere end en varmepumpelinje med forskellige varmekilder og derfor er der registreret 85 linjer placeret i 82 fjernvarmeanlæg.

Den gennemsnitlige effektivitet på alle anlæg viser, at der produceres 3,5 varme for hver en energienhed elektricitet og naturgas som driver varmepumpen. Hvis de 5 gasbaserede anlæg fjernes fra statistikken stiger effektiviteten til 4,1 enheder varme for hver enhed elektricitet der forbruges. Der er tale om en gennemsnitlig årseffektivitet som dækker både kolde og varme dage for hele året.

Varmepumperne har gennemsnitligt kørt i ca. 2.074 timer. Dette tal dækker over, at mange af anlæggene er etableret i 2020 og sat i drift sidst på året. Det forventes at driftstiden vil stige betydeligt i de kommende år. Driftstiderne kan tillige være betinget af om varmekilden er til stede, om der er brug for varme på det tidspunkt hvor varmekilde er til stede samt af om elpriser og tariffer er for høje i en sammenligning med hvad der ellers er af tilgængelige varmeproduktionskilder, som f.eks. kan være biomasse, solvarme, elkedler, kraftvarme, overskudsvarme, affaldsvarme osv.

Varmepumperne fylder endnu ikke meget i varmeforsyningerne, men der forsynes dog hvad der svarer til 24.500 normale husstande. Det svarer til ca. 1,3 % af de fjernvarmeopvarmede husstande i Danmark.

Figuren herunder viser den geografiske fordeling af store kollektive varmepumper i Danmark. Som det også fremgår af *Tabel 1* er der klart flest varmepumper med luft som varmekilde.

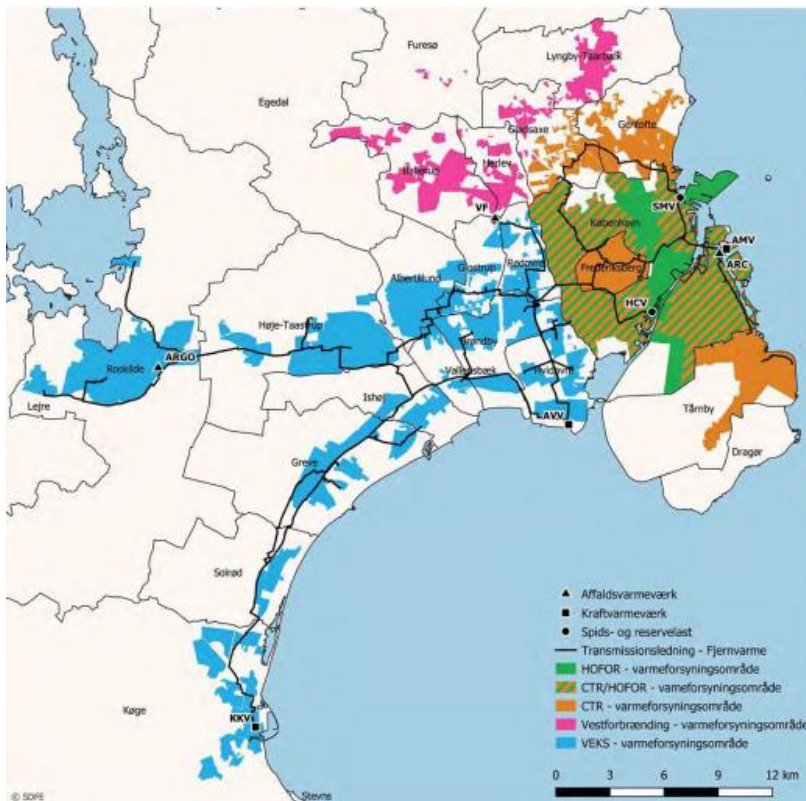


Figur 2: Installationer Store varmepumper (ca. 80 styks) installeret i 2020. Kilde: SWECO.

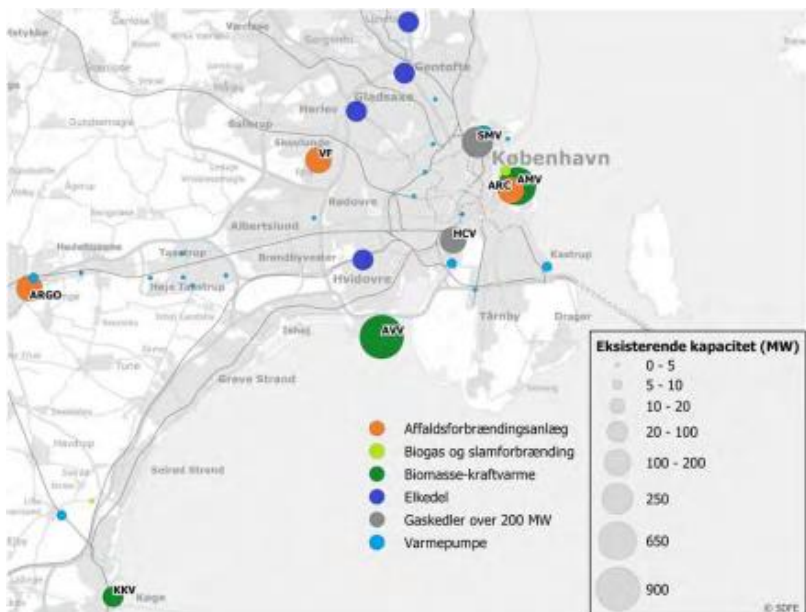
Som det fremgår af tabel 2, er den gennemsnitlige størrelse på de installerede varmepumper omkring 3,5 MW, hvilket skyldes at det er de decentrale fjernvarmeområder, der har ført an med udbredelsen af varmepumper, overordnet set som følge af at det var i de områder, varmepumperne først kunne betale sig. Den næste bølge af varmepumper er nu på vej i de større byer og i en lidt større skala.

3.2 Status på store varmepumper i hovedstadsområdet – CTR, VEKS og HOFOR's fjernvarmeforsyningsområder

I hovedstadsområdet er der i dag ca. 25 større varmepumper og kommende varmepumpeprojekter – se figur 3 nedenfor med overblik over fjernvarmen i hovedstadsområdet, samt figur 4 med placeringen af varmepumperne i København.



Figur 3: Fjernvarmesystemet i hovedstadsområdet (VEKS' område er blå, CTRs område er orange, herunder HOFOR's forsyningsområde som er grønt og skraveret og dækker Københavns Kommune)



Figur 4: Placering af eksisterende varmepumpeanlæg i hovedstadsområdets fjernvarmeforsyningsområde markeret med lyseblå prikker

Kun en del af varmepumperne er etablerede, mens andre er på vej. Samlet set er der tale om en samlet varmekapacitet på ca. 100 MW fra varmepumper i hovedstadsområdet indenfor de nærmeste år.

Tabel 3: Oversigt over store varmepumper i hovedstadsområdet

	Varmekapacitet
SVAF	5 MW
Tårnby	5 MW
Novozymes	4 MW
CP Kelco	5,5 MW
Bjergmarken	8 MW
Diverse ATES-anlæg, bl.a. Bispebjerg	16 MW
Grundvand	1,5 MW
Øvrig overskudsvarme, bl.a. datacentre og supermarkeder	9 MW
I alt	54 MW

Tabel 3: Oversigt over store varmepumper i hovedstadsområdet

Frem mod 2030 er der ifølge analyserne fra FFH50-projektet et teknisk varmepumpepotentiale på ca. 1.700 MW for varmeselskaberne CTR, VEKS, Vestforbrænding og HOFOR i hovedstadsområdet.

Ydermere er ambitionerne frem mod 2050 endnu større og helt op mod 2.100 MW og i høj grad baseret på store varmepumper i størrelsesordenen +100 MW.

4. Definition – fra små til store varmepumper

Undersøgelsen af opskalering af store varmepumper omhandler primært store eldrevne kollektive varmepumper. Disse kan enten være decentralt eller centralt placerede i fjernvarmesystemet. Størrelsesmæssigt er store varmepumper typisk fra 0,5-1 MW og op efter.

Decentrale varmepumper:

Decentrale varmepumper dimensioneres som udgangspunkt ud fra varmebehovet i de distributionsnet, hvor de er placeret eller ud fra varmekildens størrelse/potentiale. Decentrale varmepumper forventes ikke at overstige en varmeydelse på cirka 20 MW. Dette er typisk baseret på vurderinger af tilgængelige varmekilder i de enkelte forsyningsområder og bydele samt den maksimale varmeafsætning i de pågældende områdevekslerområder.

Centrale varmepumper:

Centrale varmepumper er kollektive storskalavarmepumper større end cirka 20 MW, der dimensioneres til centrale knudepunkter i fjernvarmenettet og vil typisk blive placeret på eksisterende kraftværkspladser med tilstrækkelige og tilgængelige energikilder. I hovedstadsområdet vil det f.eks. være på følgende arealer Amagerværket, Svanemølleværket, H.C. Ørstedværket, Avedøreværket, Køge Kraftvarmeværk etc.

Individuelle varmepumper:

Individuelle varmepumper er typisk på husstands- eller boligblokniveau. Det er små/mindre varmepumper i kW størrelse. Disse berøres kun kort i undersøgelsen. De kan i nogle områder være et supplement til fjernvarmen, og samtidig have relevans for fjernvarmen i form af lokale "boostere" og "afkølere" af fjernvarmetemperaturniveauer. Det kan være på bygningsniveau eller yderst i distributionsnettet for derved at muliggøre lavere fjernvarmetemperaturer, afhjælpe hydrauliske udfordringer eller sikre store varmepumper fornuftig effektivitet (COP). Små/mindre varmepumper kan desuden være relevante til forsyning af kunder, hvor fjernvarmenettet endnu ikke er udbygget, og der med fordel kan etableres en løsning, der i første omgang fungerer som en ø-løsning, og som så senere evt. kan blive en integreret del af fjernvarmenettet.

5. Status på lovgivning – der fremmer varmepumper

Inden for det seneste år er der sket markante afgifts- og lovændringer såsom "Reduktion af elafgiften til næsten nul" og "Klimaaftalen"³ og "de seneste lovforslag"⁴ som giver langt bedre vilkår for at etablere varmepumper og udnytte overskudsvarme til gavn for et mere VE-baseret energisystem.

Der er et rimeligt stort potentiale for udnyttelse af overskudsvarme fra industri og erhverv i hovedstadsområdet på mere end 100 MW. Sådanne projekter kræver positiv samfundsøkonomi, men også tæt dialog og samarbejde med overskudsvarmeproducenterne, om aftaler og forretningsmodeller.

Rammebetingelserne for geotermi er pt. ikke umiddelbart økonomisk rentable, men udviklingen følges tæt for løbende at vurdere, om geotermi kan realiseres. Såfremt risici kan afdækkes, eksempelvis gennem tredjeparts ejerskab, som i Aarhus, og der kan opnås en konkurrencedygtig pris, kan det betyde op til 100-200 MW geotermi med større el-baserede varmepumper i hovedstadsområdet efter 2025.

Varmepumper er i henhold til varmforsyningsloven i konkurrence med billig affalds- og biomassevarme. Her er situationen for varmepumper dog forbedret markant med reduktion af elvarmeafgiften til 0,4 øre/kWh. Dette kan ses som et udtryk for, fra politisk side, at fremme flere VE-baserede løsninger.

Rammevilkårene for store varmepumper er også blevet markant forenklede med den nye projektbekendtgørelse, hvori det indgår, at det ubetingede kraftvarmekrav er ophævet. Tidligere har dispensation fra kraftvarmekravet fra Energistyrelsen været nødvendig for varmepumpeprojekter på over 250 kW, hvilket tidligere har været en tidskrævende proces.

Fjernvarmen skal arbejde for, at der i elforsyningen tilbydes hhv. gunstige betingelser (betaling mv.) og tekniske vilkår for tilslutning af store kollektive varmepumper samt omkostningsægte og transparente el-tariffer for at sikre varmepumpernes konkurrenceevne i forhold til andre teknologier.

Vilkår og betingelser for elforsyning skal ses i sammenhæng med fjernvarmens omstilling til vedvarende energikilder, hvor elektricitet bliver central for at store kollektive varmepumper kan opsamle lavtemperaturkilder. Omkostningsægte

³ "Klimaaf tale for energi og industri mv. 2020" af 22. juni 2020

⁴ Her tænkes særligt på lovforslag der udmønter aftale vedr. nye overskudsvarmeregler (politisk aftale fra d. 7. september 2021).

betalinger til el-systemet for producenter, forbrugere, leverandører af kapacitet samt leverandører af lagerløsninger bliver essentiel for at Danmark kan nå sine klimamålsætninger gennem fleksibilitet og energiintegration, herunder understøttelse af egenproduktion, energifællesskaber samt direkte forbindelser, hvor dette giver mening samfundsøkonomisk. Uden omkostningsægte betalingssystemer kommer der ikke en sund konkurrence mellem de mange teknologier, hvor varmepumperne blot er en af løsningerne, og der er risiko for forvriddinger samt samfundsøkonomiske tab.

Fjernvarmebranchen skal forsat deltage aktivt i debat og lobbyarbejde i forhold til kollektive varmepumper fremfor at afvente at evt. ny lovgivning falder på plads. Afgiftsændringer og offentlig økonomisk støtte til udvikling kan være vigtige virkemidler. Forsat deltagelse i partnerskaber og netværk mv. såsom Dansk Fjernvarmes erfa-gruppe for store varmepumper er vigtig i forhold til vidensdeling samt at være med til at påvirke udviklingen.

6. Kriterier for udbredelse af varmepumper

I dette afsnit af undersøgelsen kigges der nærmere på de energikilder, arealer og teknologier der er til rådighed for at kunne realisere de store varmepumper i Danmark og i særdeleshed i hovedstadsområdet.

6.1 Varmekilder

En varmepumpe flytter varmeenergi fra et temperaturniveau til et andet og teknologien afhænger derfor af en egnet varmekilde. Når man overvejer at investere i en varmepumpe, er et af de første skridt at identificere, hvilke varmekilder, der er til rådighed i nærområdet. Umiddelbart er der følgende typer i Danmark og hovedstadsområdet:

- Havvand
- Geotermi
- Drikkevand
- Spildevand
- Grundvand
- Overskudsvarme (f.eks. industri eller synergi med fjernkøling)
- Udeluft
- Andre

Efter varmekilderne er identificeret undersøges varmekildernes potentiale. Dette gøres bl.a. ved at se på tilgængelighed, temperatur, energimængde og variation over året.

Det er en grundlæggende forudsætning for udbygningen af varmepumper, at der findes egnede varmekilder sammen med ledige grunde og i nærhed af fjernvarmenettet.

6.1.1 Havvand

Havvand som varmekilde kræver typisk en kystnær placering af anlægget, hvor havvand nemt kan pumpes ind og ud. En vis havvandsdybde er at foretrække for at sikre højest mulig vandtemperatur, når det er koldest (udetemperatur) og for at begrænse at bundmateriale hvirvles for meget op med hyppigere filterrensning til følge. Store anlæg betyder at store vandmængder skal kunne tilgås.

Fordele:

- Størst effektpotentiale af alle varmekilder
- Skalafordel. Der er mulighed for meget store anlæg. De kan bygges meget større end fx drikkevand og grundvand.
- Kraftværker har havvandsindtag, der måske kan udnyttes og hvorfra der er erfaring med havvandsveksling.

Ulemper:

- Varmekilden er koldere om vinteren end om sommeren. Særligt i februar og marts kan havvandstemperaturen være meget lav, hvilket kan reducere det mulige varmeoptag og effektiviteten. Når vandtemperaturen nærmer sig nulpunktet er drift umiddelbart ikke muligt pga. risiko for tilfrysning af anlægget. Det kan skabe behov for varme fra andre varmeproducerende anlæg i den kolde periode med mindre, der kan findes en teknisk løsning til at opretholde driften / varmeforsyningen.
- Kystplacerede varmepumper kan ligge langt fra fjernvarmenettet.
- Havvandsindtag- og afkast kan være kostbare. Der skal være en passende afstand imellem indtag og afkast for at begrænse risiko for termisk kortslutning.
- Vandet skal optimalt kunne indtages fra en vis dybde for at kunne øge fastholde drift i de koldeste perioder med risiko for tilisning.
- Begroning i havvandsindtag og af varmevekslere og andre komponenter kræver jævnlig rensning.

Fokusområder:

- Driftssikkerhed / kapacitet i særligt februar / marts, hvor havvandstemperaturen oftest er lavest. *Her er erfaringerne fra SVAF-projektet at vi allerede i slut december*

2021 har været nødt til at skifte fra havvand til spildevand som energikilde, fordi havvandstemperaturen inde ved Sjællandsbroen har været for lav. Havvandstemperaturen nåede allerede på det tidspunkt ned på de kritiske 4 grader, og da varmepumpen kører ca. 3,5 grader på havvandet var der for stor risiko for isdannelse til at varmepumpen fortsat kunne holdes i drift på havvand. Havvandsindtagets placering og i det hele taget havvandsdybden inde ved Sjællandsbroen er ikke optimale i forhold til at opretholde en effektiv produktion fra varmepumpen hen over vintermånederne.

- Der skal være filtre (i et havvandskammer) lige hvor havvandet tages ind og rørforbindelsen med havvand skal kunne renses for begroning med en "rensegris". En lang ledning ud i havet som indtag for at sikre bedst mulig vandtemperatur er måske ikke egnet uden et kammer for enden ved indløbet. I SVAF-projektet er der store problemer med tilstopning af filteret til havvandskammeret som følge af specielt ålegræs i vandet. Der er derfor etableret en midlertidig løsning med en udlagt flydespærre foran havvandsindtaget, samt installation af en filterkurv inden finfiltret. Dette tiltag løser dog kun delvist problemet, og derfor vil der løbende være behov for manuel oprensning af filteret også. I fremtidige havvandsvarmepumpeprojekter vil det være utroligt vigtigt at havvandskammeret befinder sig i den rigtige dybde og er udstyret med de rette filtre, da det ellers gør driften af varmepumpen for sårbar.
- Risiko for termisk kortslutning mellem havvandsindtag og -afkast skal altid vurderes. Jo større en varmepumpe er, jo større er risikoen. Vurderingen kan give input til placering af indtag og afkast herunder afstanden imellem disse.
- Store havvandsvarmepumpeanlæg vil medføre store vandflow særligt, når havvandet er koldt og kun en lille afkøling (delta T) er mulig. Skal der laves flere store anlæg i f.eks. København skal de placeres, så de ikke påvirker hinanden termisk. Havvandssimuleringer bør iværksættes.
- For at udnytte det store effektspotentiale kan der være behov for at levere ind på transmissionsnet og/eller koble nogle distributionsnet sammen.
- "Proof of concept" for store varmepumper forventes at finde sted i takt med at der bygges flere anlæg. I hovedstadsområdet er det muligt at drage nytte af erfaringer med netop havvand fra SVAF-projektet samt fra Amagerværkets køleprocesser og fjernkøleprojekter. Dertil kommer kommende varmepumpeprojekt i Kranparken (Sundkrogsgade Energicentral i Nordhavn 20 MW), der pt. er i designfasen. Derudover kan der høstes vigtige erfaringer fra andre forsyningselskaber i Danmark såsom:
 - 1) DIN Forsyning er ved at bygge et 50 MW anlæg i Esbjerg
 - 2) Aalborg Forsyning planlægger et 100 MW
 - 3) Affaldvarme Aarhus har et mindre anlæg på 1,5 MW i drift
- Valg af vekslere i forhold til isdannelse (varmekilden, når havvandet er koldt) bør undersøges. Generelt er det relevant, hvis der kan findes en løsning til at undgå begrænset kapacitet, nedlukning eller overdimensioneret indtag. Eksempelvis kan det være vanddampkompression i kombination med ammoniak, der kan udnytte energien i havvand tæt på nulpunktet, som det er udført på en varmepumpe i Aarhus, og hermed operere som en "is-varmepumpe".

- Hertil bør der ses nærmere på om der kan være miljømæssige udfordringer (ift. dyr og planter) ved at udnytte så store mængder havvand, som det vil kræve til anlæg i >100 MW størrelsen.

6.1.2 Geotermi

Geotermisk varme fra undergrunden kan udnyttes via dybe borer ned til reservoirs beliggende i en dybde på mellem 800 og 3000 m. Undergrundens temperatur stiger med ca. 25-30 °C/km. Derfor er geotermisk vand fordelagtigt at benytte til fjernvarme, da temperaturen er højere end de andre naturlige varmekilder. Geotermianlæg består af et eller flere sæt borer til hhv. produktion og injektion. De geologiske lag i undergrunden og deres egnethed til udvinding af geotermi afhænger af en række faktorer, der kan variere selv over mindre afstande. Her er hovedstadsområdet f.eks. generelt velegnet til geotermiudvinding fra de geologiske lag Bunter og Gassum, hvorfra der typisk kan opnås en temperatur på mellem 40-70 °C.

Fordele:

- Stort effektpotentiale
- Konstant varmekilde i løbet af året
- Varmekilden har høje temperaturer, men behøver som regel en varmepumpe. Hvor dybt det er rentabelt at bore afhænger dog af hvor meget temperaturen øges og omkostningen ved at hæve temperaturen i en varmepumpe. Jo dybere en boring er jo højere temperatur kan der typisk hentes op.

Ulemper:

- Det er forsat en dyr og risikabel teknologi, og indtil videre har det ikke været muligt at eftervise en god business case. Det skyldes især de meget høje anlægsinvesteringer til borer, herunder en høj investeringsrisiko, da flow og temperaturer i undergrunden kan vise sig at være mindre gunstige end antaget. Således kan de tekniske og økonomiske barrierer siges at være tæt forbundne. Der er også for geotermi store udfordringer med at finde grunde til placering af tekniske anlæg i tætte byområder og uden for forkastningszoner. Forkastninger i undergrunden forskyder og begrænser volumen af de vandførende lag. Derudover har placeringer nær steder i fjernvarmenettet med tilstrækkeligt effektbehov også stor betydning for økonomien.
- Kræver stort areal ved etablering.
- Risici for udfældning af jern, kalk og radioaktivt bly, der skal håndteres.

Fokusområder:

- CTR, VEKS og HOFOR indgår i et udviklingssamarbejde omkring geotermi : HGS (Hovedstadens Geotermiske Samarbejde).
- HGS har erfaringer fra GDA (Geotermisk demonstrationsanlæg) ved Margretheholm, som har oplevet en række driftsmæssige udfordringer. Samtidig er der også opnået

viden om hvordan udfordringerne ville kunne løses. Anlægget kræver renovering, hvis driften skal genoptages og er på nuværende tidspunkt sat på hold, mens det undersøges om anlægget kan indgå i et samarbejde med enten det Maersk ejede selskab Innargi eller konsortiet GEOOP, hvor bl.a. EON er medejer.

- Evaluering af relevante geotermiplaceringer er meget vigtigt. Arealer til geotermi kræver at en række kriterier er opfyldt, herunder f.eks. placering/plads/adgangsforhold for en borerig, afstand til geologisk forkastning samt tilstrækkelig afstand til andre geotermianlæg, så anlæggene ikke stjæler varme fra hinandens reservoir.
- En projektmodel for geotermi, kan være at leverandøren både står for et turnkey-anlæg og selve driften, da etableringen af geotermiske boreriger og driften af det samlede anlæg kræver særlig ekspertise. (Der er kun få gode erfaringer med geotermianlæg i Danmark).
- Undersøge muligt designs af geotermi i form af enten storskala anlæg på f.eks. 100 MW eller flere anlæg på f.eks. 10-15 MW spredt på forskellige lokationer i hovedstadsområdet.
- Overordnet afventer geotermi i Danmark en forsikrings- / støtteordning til håndtering af usikkerheden ifm. etablering af geotermi-boreriger. Det virker til at være det der skal til for rigtig at få gang i udbredelsen af teknologien. En taskforce under Energistyrelsen undersøger i øjeblikket hvad der er behov for i en fremtidig støttemodel.
- Erfaringer fra det nylige eksempel i Aarhus, hvor Innargi går ind og tager risikoen mod en fast varmeafregningspris med Affald Varme Aarhus skal følges tæt, da det kan gå hen og vise vejen for kommende geotermiprojekter med store varmepumper.

6.1.3 Drikkevand

Drikkevand som varmekilde kan etableres ifm. store vandforsyningsledninger, kildepladser (vandværker) eller vandreservoirs. Drikkevand er ofte omkring 8-9 °C varmt, når det bliver pumpet op af jorden og udgør derfor en potentiel varmekilde til varmepumper.

Fordele:

- Lav investering på varmekildesiden ved fornuftig placering (vandvær og fjernvarmerør inden for kort afstand).
- Stabil og tilstrækkelig temperatur over året
- Kan hjælpe vandselskaberne med at overholde temperaturkrav om maksimalt 12 °C for drikkevand hos kunderne (særligt i sommerperioden).

Ulemper:

- Mindre effektpotentiale og anlægsstørrelser
- Lav (system-) COP når energitab til genopvarmning af brugsvand ude hos kunderne medregnes i businesscasen (samfundsøkonomi)

- Typisk er der behov for en ekstra vekslerkreds ("mellemkreds") af hensyn til drikkevandssikkerhed, hvilket medfører en lavere COP (energitab og lidt dårligere driftsøkonomi).
- Lavere flow i drikkevandsledninger om natten, hvilket kan medføre at anlægsstørrelsen må reduceres for at skabe rentabel projektøkonomi.

Fokusområder:

- Pt. er der begrænsede erfaringer med drikkevand som varmekilde. Dog er Frederiksberg Forsyning i gang med at opføre en drikkevandsvarmepumpe. Projekter skal foregå i et tæt samarbejde med det lokale vandforsyningsselskab for at sikre deres interesser og imødekomme deres ønsker og krav.
- F.eks er der også i HOFOR Fjernvarme og HOFOR Vand er der i de sidste 1-2 år arbejdet målrettet på at vurdere mulighederne for at anvende drikkevandsvarmepumper i fjernvarmeforsyningen. Der er udpeget konkrete lokationer. Bl.a. har en række byudviklingsprojekter givet mulighed for at placere drikkevandsvarmepumperne optimalt både ift. drikkevands-transmissionsledninger og fjernvarmehovedledninger samt tæt ved nyt energirigtigt byggeri. Desuden er det relevant, fordi HOFOR Vand er i gang med et stort renoveringsprogram og nybyggeri af vandværker mv.
- De økonomiske analyser af et konkret projekt ved Fælledby / Vejlands Kvarter (Ørestad) viste, at økonomien ved at udnytte drikkevand som varmekilde ikke var så attraktiv i det konkrete projekt. Det skyldtes hovedsageligt døgnvariationerne i drikkevandsledningerne samt at vandkunderne belastes økonomisk, fordi de skal genopvarme det afkølede drikkevand.
- Potentielle lokationer skal undersøges, og økonomien skal undersøges i de enkelte projekter da dette kan variere fra lokation til lokation.

6.1.4 Spildevand

Spildevand som varmekilde er rensset spildevand fra udløbet på et renseanlæg. Urenset spildevand vil have en højere temperatur, men er ikke umiddelbart muligt at bruge, da temperaturen er nødvendig for en effektiv renseproces på spildevandsrenseanlægget.

Fordele:

- Højeste temperatur blandt lavtemperaturkilder, hvilket giver en god COP.
- Skalafordel (kan ofte bygges større end drikkevand og grundvand).

Ulemper:

- Begrænset effektpotentiale.
- Risiko for dårlig driftsøkonomi pga. tilsmudsning af veksler. Udfordringer med veksler-fouling skal løses i forhold til omkostninger og rådighed. De dele af installationen som har kontakt til spildevandet, skal designes til det miljø der er på og

omkring renseanlægget. Det skal sikres, at der ikke opstår begroning eller korrosion ved bedre veksler- og filterdesign og/eller at eventuelle begroninger kan fjernes løbende via et automatisk rensesystem (back-flush fx).

- Driftssikkerheden øges hvis der etableres en ekstra vekslerkreds ("mellemkreds") med kølevand imellem varmepumpens kølemiddel og spildevandet, så spildevandet ikke afkøles direkte i varmepumpens fordamper, men COP falder (medfører temperaturtab).
- Kræver ledigt areal på eller ved renseanlæg.
- Har ikke altid nærhed til fjernvarmenet for varmeafsætning
- Afhængig af, at renseanlæg ikke lukkes / flyttes. F.eks. skal Lynetten Renseanlæg måske flyttes som følge af Lynetteholm-projektet.

Fokusområder:

- CTR, VEKS og HOFOR indsamler erfaringer med spildevand som varmekilde i SVAF-projektet. Herudover er der erfaringer at hente fra andre forsyningselskaber såsom Kalundborg Forsyning, Tårnby Forsyning og Fjernvarme Fyn.
- Omkostningsstrukturer og rådighed ved spildevandsvarmepumper i forhold til CIP-rensning skal afdækkes grundigere. D&V er væsentlige dyrere på spildevand end havvand, og udetiden for spildevand er højere. Dette skal sammenholdes med de nævnte tiltag for at minimere og løbende afhjælpe begroningerne. *Erfaringerne fra SVAF-projektet viser at der store udfordringer med tilstoppede pladevarmevekslere selv ved rensed spildevand, hvilket betyder at der skal CIP-renses ca. hver 3-4 uge med ca. 1 døgn udetid til følge. Det blev også hurtigt tydeligt, at der er behov for et lokalt placeret CIP-reseanlæg, når der er behov for så hyppige rensninger, og derfor er der også blevet efterinstalleret et sådant anlæg ved SVAF-varmepumpen. En anden (og dyrere) løsning kunne være at have 2 sæt vekslere i rotation, for at nedbringe udetiden i forbindelse med CIP-rensningen. Desuden har det også vist sig at SVAF-varmepumpen må tages ud af drift ved kraftige regnskyl, fordi spildevandsfiltrene stopper til som følge af "slam-flugt" fra rensningsanlægget.*
- Døgnvariationer kan begrænse potentiale, men optimum mellem afkøling, flow og COP er relevant at undersøge.
- Potentialet er forholdsvist begrænset i hovedstadsområdet varmforsyningsområde, men spildevand er en god varmekilde, så muligheden for udnyttelse bør følges.

6.1.5 Grundvand

Grundvand som varmekilde er vand fra borer, der ikke benyttes til drikkevand. Boringdybden kan variere mellem ca. 20 og 250 m. Der kan laves nye borer i områder uden drikkevandsinteresser. Der findes forskellige typer anlæg:

- Anlæg med indvindings- og injektionsboringer. Her pumpes det afkølede vand tilbage til grundvandet.

- Anlæg med indvindingsboringer og udløb til recipient enten hav, sø eller åløb eller et drænfelt (nedsivning af det afkølede vand tilbage til grundvandet)
- Anlæg med grundvandslagring (ATES - Aquifer Thermal Energy Storage). Her indvindes og nedpumpes vandet til det termiske lager (i grundvandsmagasinet) på skift i dipole boringer. Kan benyttes til både varme- og køleformål. Over året skal der være termisk balance i lageret.
- Anlæg ifm. afværgeboringer. Vand oppumpes fra boringer og afledes til recipient (hav, sø eller åløb) eller nedpumpes til grundvandsmagasin igen. Afværgeboringer benyttes til at sænke grundvandet ved byggeri eller til oprensning af jord- og grundvandsforurening. Ofte er der tale om et lille flow og i så fald er det ikke så relevant for store varmepumper i fjernvarmeforsyningen, men kan være det for mindre individuelle varmepumper.

Fordele:

- Ikke meget arealkrævende og kan placeres i brønde i grønne områder (parker) mv.
- Kan placeres mange steder, bare der er et vandførende grundvandsmagasin og ingen drikkevandsinteresser.
- Stabil og tilstrækkelig temperatur over året.

Ulemper:

- Lille effektpotentiale pr. anlæg. Der skal adskillige boringer til for at komme op i en passende størrelse. Det kan dermed være kostbart og kræve særlig arealdisposition. Der kan forventes, at der skal være mindst 100-150 m mellem boringer i et boringspar og der kan forventes en ydelse på fx 0,5 MW pr. boringspar.
- Større enheder kan kræve komplicerede udledningstilladelser og/eller krav til re-injektion, hvilket fordyrer investeringen.
- Tilladelse til udledning samt renskrav kan fordyre projektet

Fokusområder:

- HOFOR har f.eks. erfaringer fra testanlægget FlexHeat på 0,8 MW. Her har grundvand vist sig som en driftssikker varmekilde. Da varmepumpeydelsen ikke er større, er der opnået tilladelse til at udlede det oppumpede vand direkte i havnen. Det vil sige, at der kunne spares en boring til re-injektion. Større anlæg vil have krav om boringer til tilbagepumpning af vandet i grundvandsmagasinet. Det skyldes bl.a. vandets kemiske sammensætning (hvis der udledes til en recipient såsom havet) og uønsket hydraulisk ubalance i grundvandsmagasinet.
- Grundvandspotentialet bør kortlægges nærmere i hovedstadsområdet. Der kan være viden at hente i tidligere analyser.
- Kan et større anlæg med mange boringer give udfordringer med grundvandssænkning i et lokalområde?

6.1.6 Overskudsvarme

Overskudsvarme som varmekilde dækker over spildvarme fra industri og diverse køleanlæg (fjernkøling og erhversbyggeri) samt CCS og PtX. Ved at udnytte den varme der bortkøles, vil der samtidig være en leverance af køling.

Fordele:

- Temperaturen på varmekilden er ofte varmere end naturlige varmekilder, hvilket medfører en god COP.
- Udnyttelse af overskudsvarme kan være med til at afhjælpe andre problemstillinger fra virksomheder, blandt andet lugtgener og støjgener fra køletårne, samt medvirke til at reducere vand og kemikalieforbrug.
- Mulighed for at udnytte spildvarme fra fjernkøl og supermarkeder
- Højt besparelspotentiale, da både varme- og kuldeproduktion har en værdi.
- Bedre udnyttelse af investeringen, da varmepumpen både kan erstatte varmeproduktionsenheder og køleanlæg til fjernkøling.
- En varmepumpe i tillæg til eksisterende køleudstyr giver højere forsyningsikkerhed for fjernkøling.
- Stort effektpotentiale når PtX og CCS regnes med.

Ulemper:

- Det kan være svært at opnå et acceptabelt forrentningskrav, både for varmeselskab og for private aktører.
- Lovgivningen på området er meget kompleks, men er dog lempet per 1. januar, 2022. Dette har resulteret i at private aktører i dag har opsat overskudsvarme anlæg, som faktisk ikke er lovlige, og hvis lovgivningen skal følges, hellere ikke nødvendigvis er økonomiske rentable.
- Hvis virksomheden der producerer overskudsvarmen og leverer fjernvarme via en stor varmepumpe lukker, står fjernvarmeselskabet pludselig uden denne varmeproduktion, sammen med risikoen for at stå med en stor investering, der i praksis kan være værdiløs.
- Kølebehovet, og dermed varmekilden, er primært til rådighed i sommerperioden i f.eks. kontorbyggerier. Det gælder dog ikke for en række industrielle anvendelser, hvor der produceres stort set hele året og i døgndrift.
- Gradervandet (kølevandssiden / varmekilden) kan i nogle tilfælde være af lidt ringe kvalitet, og kilden skal derfor håndteres herefter.

Fokusområder:

- Der skal arbejdes aktivt for at få realiseret de potentialer der er inden for overskudsvarme i Danmark og hovedstadsområdet.

- Dette begrænsede tekniske potentiale er fordelt på mange små mindre virksomheder, hvilket også gøre det teknisk og økonomisk mindre attraktivt. Derudover er aftagepligten på fjernvarme fjernet så det i dag er muligt for overskudsvarmeproducenter selv at udnytte deres overskudsvarme uden at indgå en aftale med fjernvarmeselskabet, og det vil reducere potentialet for overskudsvarme som kan udnyttes.
- Fjernvarmen generelt deltager aktivt i projekter om PtX og CCS.
- Der er stor usikkerhed omkring realiseringen af overskudsvarme fra CCS og PtX både hvad angår økonomi, placeringer og temperaturniveauer.
- Håndteringen af varmekilden skal enten foregå ved at opsætte filtre inden varmepumpen, eller ved at fjernvarmeselskaber stiller højere krav til kvaliteten af gradervandet, der skal anvendes som varmekilde.
- Udviklingen for udnyttelse af overskudsvarme afhænger i høj grad af, hvordan de politiske rammer udformes i de kommende år.

6.1.7 Udeluft

Udeluft som varmekilde baserer sig på "energiabsorbere" (tørkølere/fordampere) placeret i det fri i nærhed af varmepumpen.

Fordele:

- Varmekilden er tilgængelig overalt og nem at komme til. Er oplagt at overveje, hvis der ikke er andre varmekilder til rådighed i det pågældende område.
- Forholdsvis enkel installation.
- Der opbygges en del erfaringer med denne energikilde i Danmark i disse år.
- Myndighedsbehandlingen er mere simpel end ved for eksempel grundvand.

Ulemper:

- Svært at finde større egnede arealer i hovedstadsområdet:
 - Støjer mere end andre varmepumpetyper. Bebyggelse i nærheden kan give begrænsninger. Omkostninger til støjafskærmning må påregnes, hvis det kan løse problemstillingen.
 - Kræver større areal end andre lavtemperatur varmepumpetyper. Energiabsorberne fylder meget og egner sig ikke umiddelbart til anlæg i storskala / megastørrelse.
- Kræver afrimning. Det reducerer effektiviteten, når udetemperaturen er under 7 °C -> Energital reducerer COP.
- Varmekilden har lave temperaturer om vinteren. COP er derfor i den lave ende (lav når varmebehovet er størst) sammenlignet med andre varmekilder.

Fokusområder:

- Selvom der er en støj- og arealproblematik i hovedstadsområdet ift. udnyttelse af varmekilden, er det en mulighed som fjernvarmeselskaberne også bør kigge nærmere på pga. den forholdsvis simple anlægsinstallation og lave anlægsinvestering.
- Man skal være opmærksom på risiko for termisk kortslutning. Jo større anlægget er, jo større er risikoen. Kuldepåvirkning af omgivelserne / lokalområdet skal også overvejes. CFD-simulering kan være nødvendigt for at vurdere kortslutningsrisiko og kuldepåvirkningen.

6.1.8 Andre

Potentialet for andre varmekilder vurderes at være ganske begrænset, så de er derfor kun beskrevet kort nedenstående.

Røggas

Røggas som varmekilde forudsætter samproduktion på brændselsbaserede enheder. En varmepumpe vil typisk kun kunne udvinde omkring 5-10% yderligere energi fra røggassen. Varmepumpen som anvendes, kan være af enten absorptionstypen (hvor der anvendes varme) eller kompressionstypen (hvor der anvendes el). Valget afhænger af de specifikke lokale forhold, men de senere års driftserfaringer har vist, at absorptionsvarmepumpen oftest giver den bedste driftsøkonomi. CTR, VEKS og HOFOR har umiddelbart få muligheder og et begrænset potentiale for varmepumper til udnyttelse af røggas som varmekilde.

Sø- og åvand

Sø- og åvand som varmekilde kan udnyttes ved at vandet afkøles i varmepumpen og udledes nedstrøms i forhold til indtaget i et vandløb eller i en passende afstand, hvis der er tale om en stillestående sø. Der kræves et vist vandvolumen, hvilket betyder at der ses meget begrænsede muligheder for denne varmekilde.

Jordvarme

Jordvarme som varmekilde er primært egnet til villaanlæg. Typisk laves det med vandrette jordslanger. Ved anvendelse til fjernvarmeforsyning ville det kræve et kæmpe areal. For en 1 MW varmepumpe med 6.000 årlige driftstimer og en COP på 3, kræves der et areal på ca. 10 ha og ca. 100 km jordslanger. Det vil være en alt for dyr løsning og det er ikke muligt at finde arealer til det. Lodrette jordvarmeboringer er en anden mulighed som også primært udnyttes ved private boliger. Løsningen er ikke så udbredt i Danmark som vandrette slanger, da etableringsomkostningerne på nuværende tidspunkt er væsentligt højere og varmeledningsevnen (og dermed kapaciteten) kan svinge meget afhængigt af de sedimenter jorden består af.

Varmelagre

En varmepumpe kan tilkobles et varmelager / en varmeakkumulator (VAK). Hermed kan man:

- Øge lagerets kapacitet ved at øge temperaturforskellen mellem "kold" og "varm".
- Udnytte varme ved lavere temperaturer end returtemperaturen.
- Reducere varmetabet fra lageret.

Der kan være følgende typer varmelagre:

- Ståltanke
- Damvarmelagre
- Borehulslagre

Lagrene etableres ofte i kombination med store solvarmeanlæg eller et kraftvarmeanlæg. I hovedstadsområdet arbejdes der på at udbygge lagerkapaciteten markant over de kommende år.

6.2 Potentiale for store varmepumper

Fra analyserne i FFH50-samarbejdet er det samlede tekniske potentiale i distributionsnettene i hovedstadsområdet opgjort til ca. 1.700 MW i 2030.

Efter udvidelsen af hovedstadsområdet med Lynetteholmen og Avedøre Holme øges havvandspotentialet, så det samlede tekniske potentiale stiger til 2.100 MW i 2050.

Det samlede tekniske potentiale fordelt på de relevante energikilder, eksklusive geotermi, CCS og PtX kan ses af figur 5 nedenfor.

Geotermi, CCS og PtX som også på sigt indeholder væsentlige tekniske fremtidige potentialer for etablering af store varmepumper, er behæftet med for store usikkerheder til at de er blevet kvantificerede.

6.2.1 Potentiale i fjernvarmedistributionsnettene

Det samlede potentiale i hovedstadsområdet kan dog ikke udnyttes fuldt ud i praksis, blandt andet på grund af begrænsninger i forbruget i de enkelte distributionsnet, hvor varmepumper baseret på forskellige varmekilder ofte "konkurrerer" om det samme varmegrundlag. Derfor skal der også mere fokus på drift- og lastfordelingsprocedurer og erfaringer hermed samt forsyningssikkerhed.

En anden stor usikkerhed på længere sigt er også konkurrencedygtighed de forskellige varmepumpeprojekter og energikilder imellem f.eks. i forhold til potentiel overskudsvarme fra store PtX- og CCS-anlæg.

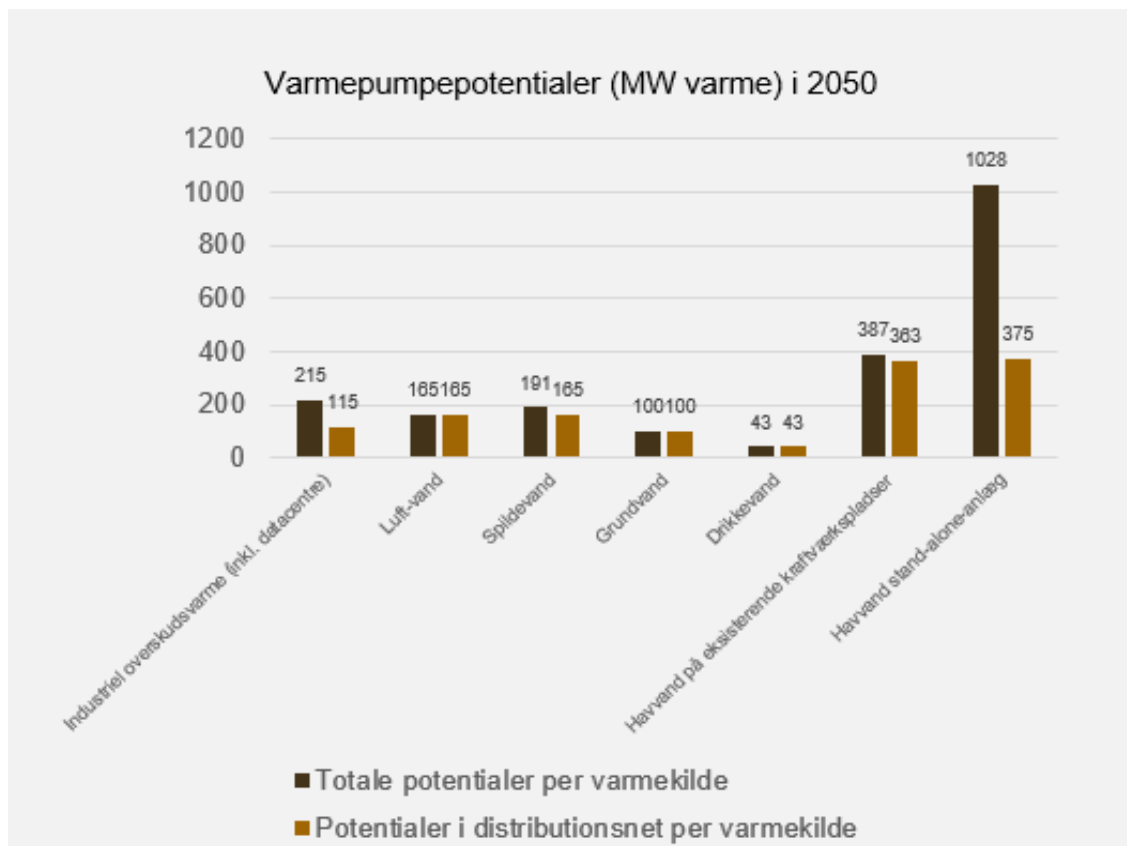
Når der tages højde for dette overlap og konkurrencen mellem varmekilderne, er det samlede potentiale for store varmepumper i distributionsnettene uanset varmekilde op til ca. 1.200 MW frem mod 2050, og kan ses af figuren nedenfor.

Med tanke på at den eksisterende grundlastkapacitet i hovedstadsområdet i 2021 er på ca. 2.200 MW er der altså tale om, et betragteligt teknisk potentiale for store varmepumper frem mod 2050.

Dog er der fortsat en række forudsætninger for realisering af potentialet, herunder bl.a.:

- Grunde (arealer) – er de til rådighed
- Økonomi – positiv business case
- Tekniske løsninger ift. varmekilder inkl. driftssikkerhed over året
- Afstand til og tilstrækkelig kapacitet i både elnet og fjernvarmenet
- Tryk- og temperaturkrav i fjernvarmenettet og eventuelt muligheder for opblanding (temperatur)
- Myndighedstilladelser ift. varmekilder, støj mv.

Langt det største varmepumpepotentiale er for havvand, men som udover SVAF-varmepumpen, fortsat er en stort set ikke-afprøvet teknologi i Danmark, der skal modnes og testes for sin realiserbarhed. Også spildevand og luft-til-vand har store tekniske potentialer. For sidstnævnte er der særligt store udfordringer med arealkrav samt udfordringer med støj. For alle typer varmepumper kræver det, at der er tilgængelige arealer nær fjernvarmedistributionsnettet og nær varmekilderne, hvis de skal kunne udnyttes.



Figur 5: Varmepumpepotentialer for hovedstadsområdet i 2050 (Kilde: FFH50)

Potentialerne for nogle varmekilder kan variere over året. Fx kan kapaciteten på havvand reduceres under en kold vinterperiode. Der skal arbejdes med at finde de rette tekniske løsninger, der kan sikre så stabile kapaciteter som muligt, der bedst muligt matcher et varierende varmebehov.

Havvand og geotermi er de to varmekilder med det største tilgængelige energipotential og dermed også den største mulighed for opskalering, forudsat at udfordringerne løses vedrørende hhv. stabilt flow og ydeevne fra undergrunden og håndtering af lave havvandstemperaturer om vinteren.

Realisering af havvandspotentialer kræver desuden, at der afsættes nogle arealer langs med kysten (Øresund) med tilstrækkelig nærhed til fjernvarmenettet. Det kan eksempelvis være fire arealer til store anlæg i 100 MW størrelsen.

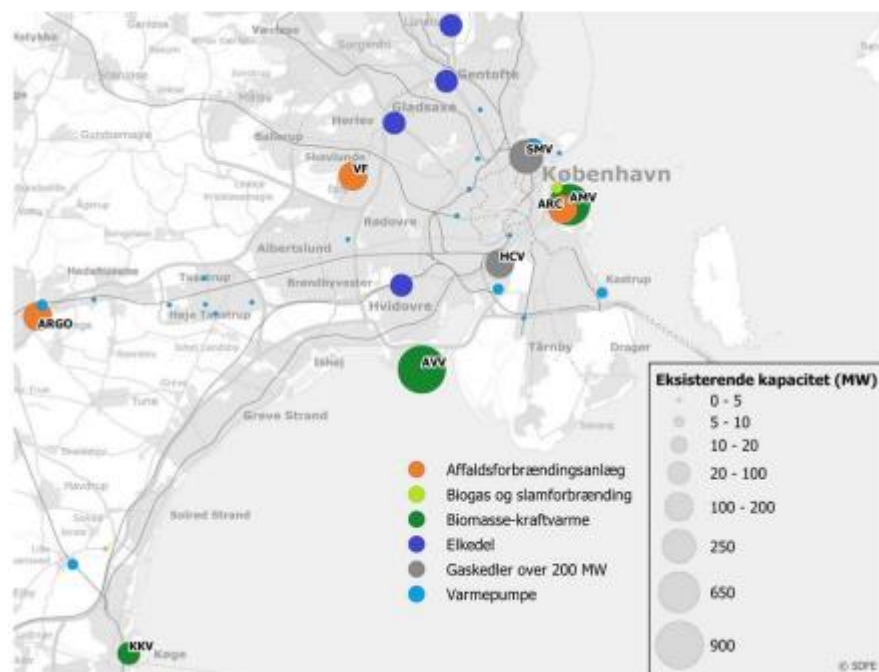
Geotermipotentialet inden for hovedstadsområdet påvirkes af geologiske forhold såsom Amagerforkastningen og behov for afstand mellem borer for at undgå kortslutninger af varmereservoaret i undergrunden. Dette begrænser placeringsmuligheder, der i forvejen er svære at finde i tættere bebyggede områder.

Et bud på størrelsesorden af et fuldskala CCS anlæg på ARC er omkring 100 MW. Mængder af overskudsvarme fra PtX afhænger af hvilket brændstof, der produceres. I nogle tilfælde, fx for metanol, er der ikke noget overskudsvarmeprodukt, som kan udnyttes. Generelt er der stor usikkerhed om hvor stor en kapacitet, der kan forventes realiseret, og derfor er det ikke medtaget i opskaleringsanalysen.

6.2.2 Potentielle placeringer i fjernvarmedistributionsnettene

Potentialerne angivet for de enkelte forsyningsområder (distributionsnet) tilhørende hhv. CTR, VEKS, Vestforbrænding og HOFOR, kræver tæt samarbejde, strategisk fornuftig placering ift. varmekilder, varmebehov, infrastruktur m.m. for at det kan lade sig gøre at få det optimale udbytte af store varmepumper i hovedstadsområdet.

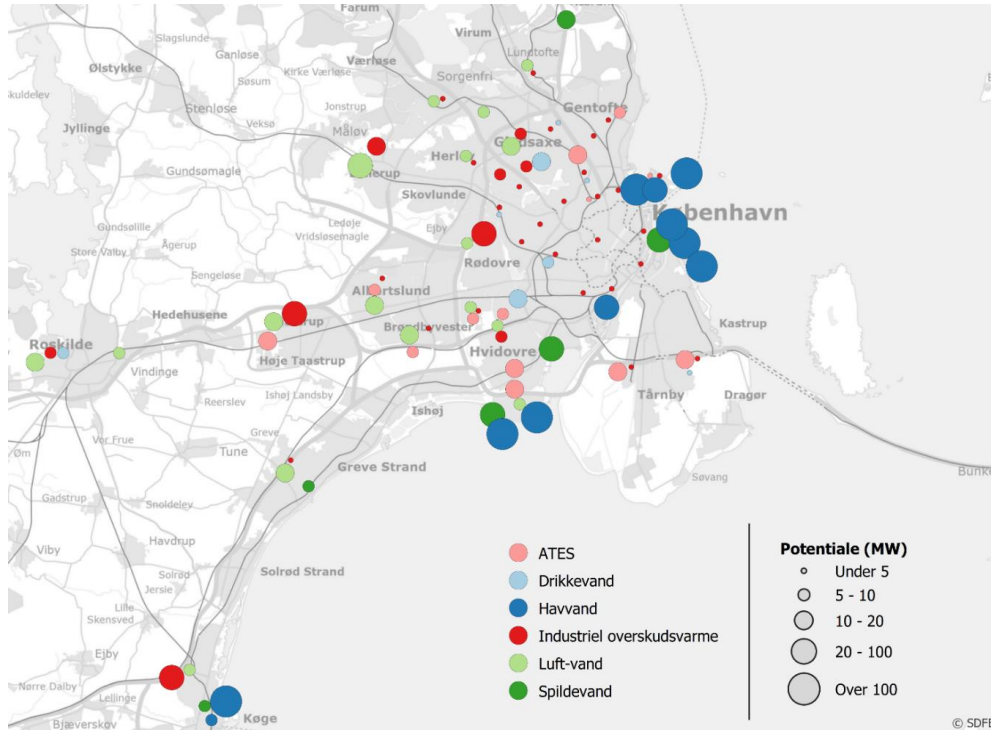
Nedenfor er illustreret, hvordan hovedstadsområdets fjernvarme produceres i dag, primært på de store kraftvarme- og affaldsforbrændingsanlæg.



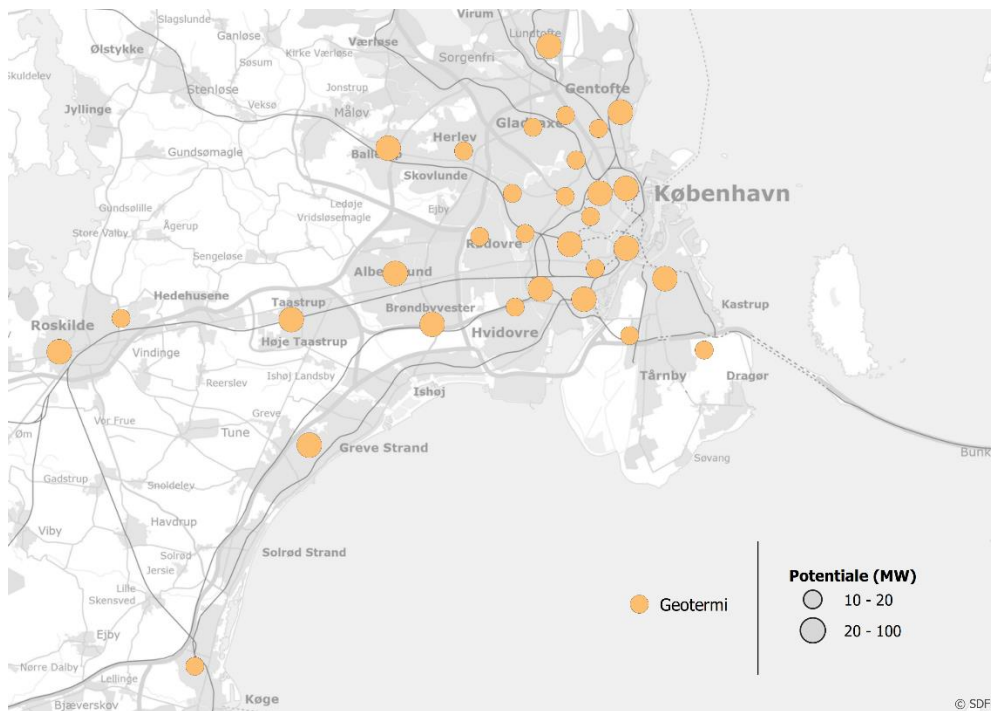
Figur 6: Geografisk illustration af eksisterende varmeproduktion i Hovedstadsområdet (FFH50)

Fremtidens fjernvarmesystem bliver langt mere de-centralt og vil som det er indikeret af tallene ovenfor i høj grad få varmeleverancer fra en række store varmepumper i hovedstadsområdet. I figur 7 og 8 nedenfor kan man se potentielle geografiske placeringer af store varmepumper inklusive de respektive varmekilder der er bedst egnede på de respektive placeringer. Der er også lavet en konkret vurdering for geotermi som er vist i figur 8, dog skal man være opmærksom på at placeringerne ikke umiddelbart kan lægges ovenpå hinanden, da der opstår konkurrence om varmeleverancen og arealerne, hvilket gør at der på baggrund af nærmere tekniske

og økonomiske vurderinger skal vælges den bedste egnede løsning på det pågældende areal.



Figur 7: Geografisk illustration af varmepumpepotentialer ekskl. geotermi i Hovedstadsområdet (FFH50)



Figur 8: Geografisk illustration af geotermipotentiale i Hovedstadsområdet (FFH50)

6.2.3 Konkrete placeringer i distributionsnettene

I København er der "kamp" om pladsen. Der er relativt begrænset adgang til egnede og ledige grunde for placering af tekniske anlæg i de tætte byområder. Der skal være nærhed til både varmekilder og fjernvarmenet (med relativ lav temperatur). Ligeledes skal der være adgang til den nødvendige elforsyning. Høje grundpriser kan også være et problem, hvilket kan komme til udtryk ved "dyr placering" eller "ingen placering". Det kan være en udfordring, hvis en grund opgives, fordi der nu og her endnu ikke kan fremvises en (positiv) businesscase for et større varmepumpeanlæg. Problemet er her, at muligheden ikke kommer igen på det givne sted, når grunden bliver givet videre til anden byudvikling.

Der er et stort behov for politisk opbakning i byplanlægningen, så de bæredygtige forsyningsløsninger og dermed tekniske anlæg bliver tænkt ind. Det har kommunerne og byudviklingsselskaberne en vigtig rolle i. Dette er helt afgørende for, at det bliver muligt at realisere den størst mulige andel af det tekniske potentiale for store varmepumper i hovedstadsområdet. Der skal altså afsættes tilstrækkelige arealer på de rette steder.

Tillige skal varmepumper tænkes ind i et endnu større og bredere perspektiv i varmeselskabernes varmforsyning med henblik på en langt større kapacitet, der på sigt kan supplere / erstatte kraftværksblokke.

Varmeselskaberne skal forsætte arbejdet med screening af arealer til varmepumper og reservation af grunde i det omfang, at det er muligt. Dette indebærer tæt dialog med kommuner og udviklingsselskaber. Som et konkret eksempel kan nævnes at HOFOR løbende udveksler en liste med Københavns Kommune over ønskede arealer til store varmepumper. Listen over ønskede arealer skal underbygges med businesscases, der kan være med til at udpege de bedste projekter og/eller en prioritetsrækkefølge.

Produktionskapaciteten er også relevant at tage i betragtning således, at der ikke bare er tale om mindre kollektive varmepumper, som samlet set ikke fylder væsentligt i varmforsyningens produktionsmix.

Varmeselskaberne skal løbende udføre screening af arealer til varmepumper for at sikre integration af disse i hovedstadsområdet både på kort og på langt sigt og sikre at det bliver så omkostningseffektivt som muligt. Arbejdet udføres med henblik på at opnå arealreservationer. Følgende parametre er relevante ifm. screeningen:

- Nærhed til varmekilde
- Varmeforbrugspotentiale

- Placering i forhold til afstand til fjernvarmenettet og afsætning (kapacitet)
- Temperaturkrav i krav i fjernvarmenettet
- Tilgængelige arealer
- Planmæssige begrænsninger (fx fredninger)
- Byudvikling der kræver udvidelse af fjernvarmenettet (potentiale for lavtemperaturnet)
- Afstand til støjfølsom bebyggelse.
- Elforsyningsmuligheder

Ved screening af arealer til geotermi (i kombination med varmepumper) vurderes der herudover i forhold til afstand til geologisk forkastning (simpel vurdering) og adgangsforhold for borerig. Der bør suppleres med uddybende undersøgelser af undergrunden (seismiske data, geologiske undersøgelser, boreddybde, temperatur og kemi i geotermivand, reservoirkvalitet mm.).

Et opmærksomhedspunkt er, at nogle typer varmekilder kan komme til at konkurrere med hinanden om placering og afsætning til fjernvarmenettet. Der skal derfor ses på hvilke varmekilder der passer bedst til hvilke placeringer, men også på hvordan mest muligt af det tekniske potentiale kan udnyttes.

Det er optimalt, hvis der kan findes placeringer, der muliggør lavtemperaturdrift med varmepumper på fjernvarmesiden. Det kan enten være med eller uden behov for opblanding (temperatur) fra transmissionsnet. Kan opblanding undgås, er det at foretrække, da det introducerer en systemafhængighed. Potentialet for lavtemperaturdrift og samspillet med kunderne er dog kun analyseret i begrænset omfang i hovedstadsområdet. I nogle tilfælde, påvirker lavtemperaturdrift på varmepumpeanlæg ikke transmissionsnettet, fordi der her er overtemperatur i forhold til distributionsbehovet. I andre tilfælde er der behov for øget temperatur eller flow i transmissionsnettet for at imødekomme aktuelt varmeforbrug ved opblanding.

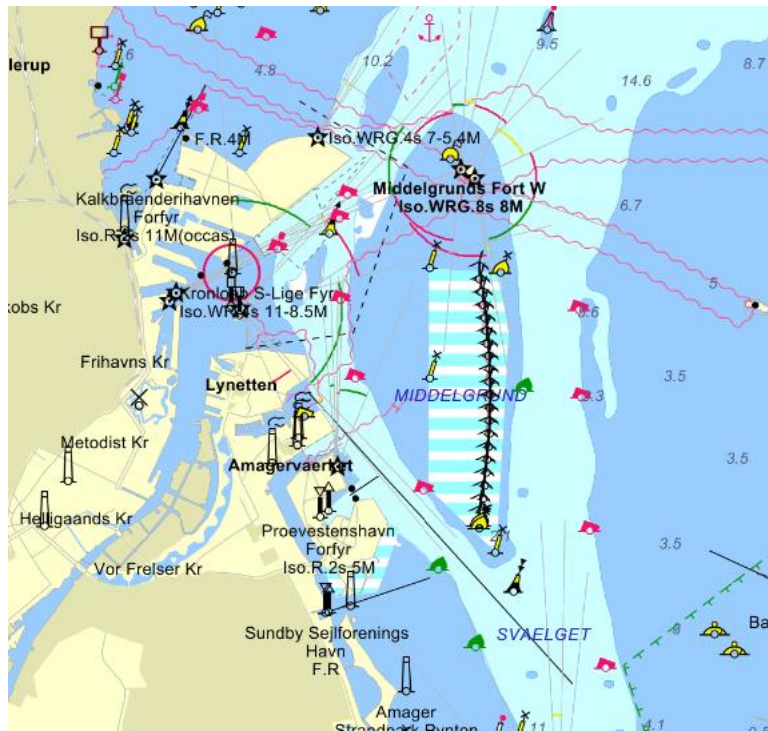
Placering af store varmepumper nær vekslerstationer i fjernvarmenettet kan være en fordel, da der her kan være mulighed for afsætning af stor varmeeffekt og for opblanding i temperatur. Det er dog en forudsætning om der kan findes areal på eller ved stationerne til yderligere tekniske anlæg og om den fornødne elforsyning kan etableres.

De knappe arealer kan med fordel sammentænkes således, at der skabes plads til varmepumpeanlæg fx i forbindelse med P-huse eller andet samtidig med, at der tages højde for støjgener og sikkerhedshensyn ift. kølemiddel mv.

Store havvandsvarmepumper kræver placeringer langs med kysten.

Havvandsdybden og -flow er med til at definere potentialet. Nedenstående figur viser

f.eks. oplagte placeringer til rigtig store havvandsvarmepumper i hhv. Nordhavn, Lynetteholm, Kraftværkshalvøen og Benzinøen. Jævnfør nedenstående søkort er der for disse placeringer ved Kongedybet en havdybde på mindst 10 m.



Figur 9: Søkort der bl.a. viser hhv. Kongedybet over Hollænderdybet. Typisk er havvandsdybden i de lyseblå områder på mindst 10 m.

Muligheder for PtX og CCS i f.eks. HOFORs område er primært på Kraftværkshalvøen og Benzinøen.

Men PtX-produktion kan også risikere at blive placeret langt fra fjernvarmenettet, hvis afsætning af overskudsvarmen fra PtX-produktionen, kun har marginal økonomisk betydning for PtX-projektet.

6.3 Teknologi og økonomi

I disse år er der mange varmepumpeanlæg under opførelse eller planlægning rundt omkring i Danmark. Varmekilderne er typisk på udeluft, overskudsvarme, spildevand, grundvand eller havvand.

Det pt. største eldrevne varmepumpeanlæg i Danmark i dag er på ca. 25 MW (Varmekilde: Overskudsvarme fra Facebook datacenter. Ejer: Fjernvarme Fyn, Odense), mens et nyt anlæg på 50 MW er på vej (Varmekilde: Havvand. Ejer: DIN Forsyning, Esbjerg).

I udlandet findes anlæg på op til fx 250 MW baseret på havvand (Stockholm, Sverige), baseret på ret store varmepumpenheder, fordi der her har været mulighed for at anvende andre teknologier (HFC-kølemidler til centrifugal kompressorer) end dem, der har været tilladt i dansk sammenhæng. Mange af de store svenske anlæg blev bygget i 1990'erne med statsstøtte, fordi der på det tidspunkt var adgang til store mængder billig el.

Følgende har afgørende betydning for varmepumpers økonomi:

- Elpris og COP, herunder optimering og styring af varmepumperne (COP-optimering og intelligente D&V-programmer)
- Temperaturforhold (varmekilde og fjernvarmenet)
- Geografiske forhold (afstand til fjernvarmenet, elnet, havvandsindtag, adgang til arealer for placering m.m.)
- Teknologi/markedsmodenhed – antallet af leverandører kombineret med efterspørgsel. (når efterspørgsel af større enheder er begrænset, bliver enhedsprisen dyrere i forhold til, hvis der er tale om en hyldevarer)
- Kompatibilitet med elmarkederne (optimering af el-indkøb, balance og systemydelse)

Varmepumper er generelt dyre i investering. Derfor er de kun rentable i fjernvarmesystemet, hvis de har lave variable driftsomkostninger og dermed opnår høj benyttelsestid. Dette forudsætter, at de har høj effektivitet (COP).

Historisk set har de variable produktionsomkostninger på mange tidspunkter, afhængigt af elprisen i elmarkedet, været højere end for biomassebaseret varme, hvilket har begrænset antallet af driftstimer på varmepumper. I takt med lavere elomkostninger grundet markant reduktion af elafgiften samt udfasning af PSO-afgiften, begynder varmepumperne at kunne konkurrere med biomasse-fyrede

kraftværker. Varmepumperne er nu generelt set billigere end kraftværker baseret på træpiller og begynder at kunne konkurrere med træflisfyrede kraftværker i højere grad end tidligere. Der mangler dog forsat eftervisning af COP og driftsøkonomien for mange varmepumpeprojekter ikke mindst i forbindelse med varmekilder som havvand og spildevand.

6.4 Kompressorer

Nedenfor fremgår overblik over de forskellige typer kompressorer, der kan anvende ammoniak HFO og CO₂, som er de tilladte kølemidler i Danmark.

Teknologimodenheden er vurderet overordnet og hænger nært sammen med de performancekrav, der stilles. Særligt den høje fremløbstemperatur i større fjernvarmesystemer kan medføre flere udfordringer, herunder f.eks. dyrere materialer og reduceret COP. Reduceres kravet til fremløbstemperaturen kan det øge teknologiens driftssikkerhed og muligheden for at bruge billigere og mere standardiserede komponenter.

Kompressortyper	Kølemiddel			Teknologimodenhed til 80 °C fremløb
	Ammoniak (NH ₃)	HFO	CO ₂	
Stempel	X	X	X	Høj
Skrue	X	X	X	Mellem-lav
Centrifugal		X	X	Mellem

Tabel 4: Typiske kompressortyper og kølemidler for store varmepumper

6.4.1 Kompressortyper

Dette afsnit har fokus på at beskrive stempelkompressorer, skruekompressorer og centrifugalkompressorer på en række centrale parametre:

- COP
- D&V
- Investering
- Kompatibilitet med el- og varmesystemet
- Rådighed
- Effektpotentiale og arealkrav
- Andre krav (støjkrav, fyldning af kølemiddel, m.m.)

Stempelkompressorer

Stempelkompressorerne er den mest gennemtestede teknologi med ammoniak som kølemiddel – både i fjernvarmen og hos virksomheder. I HOFOR er der f.eks. en grundvandsvarmepumpe og en industriel overskudsvarmepumpe, der består af to-trins stempelkompressorer. Desuden har Bispebjerg ATES anlæg og fjernkølemaskinerne også to-trins stempler.

Fordele:

- Høj rådighed på den varme side (realiseret)
- God reguleringsevne – delvist grundet høj COP i delast og hurtig regulering (1,5 – 8 min. er indtil videre set på nuværende anlæg) fra 30-100 % kapacitet
 - → God kompatibilitet med el- og varmesystem
- Effektiv og driftssikker ved højere temperaturer 80-84 °C
- Veludviklet løsning, der begynder at blive standardiserede turn-key løsninger fra fabrikkerne
- Alle godkendte kølemidler kan anvendes i princippet (oftest NH₃ dog)

Ulemper:

- Høje D&V omkostninger og kortere levetid
- Lav effekt pr. enhed (resulterer i mange seriel- og parallelkoblede enheder, der øger kompleksiteten og areal-kravet)
 - Ca. 0,1-0,8 MW
- Dyrere investering
- Mange vibrationer og dermed øget støj

Stemplernes primære ulemper relateres derfor til den lave effekt pr. enhed og de høje D&V-omkostninger, der medfølger. Dette billede kan dog ændres ved standardisering af enheder og dermed masseproduktion, som fx ses ved CO₂-varmepumper med stempelkompressorer, der bruges i høj grad i supermarkederne til at håndtere overskudsvarme fra køleprocesser.

Her kan kompressorerne let udskiftes, og der er ikke brug for store vedligehold ved overhaling af kompressorerne, og det vil, ifølge leverandører, kunne bringe D&V omkostningerne væsentligt ned, og gøre dem mere konkurrencedygtige med skruekompressorerne på dette område.

Skruekompressorer

Der er skruekompressorer på SVAF-anlægget. Disse kan levere 70-90 °C fjernvarme. Styring af dette anlæg ved de højere temperaturer på +80 °C og dermed høje tryktrin har resulteret i mange havarier.

Fordele:

- Lave D&V omkostninger
- Lave investeringsomkostninger
- God grundlastenhed (Effektiv og driftssikker ved temperaturer op til 70 °C)
- Højere effekt pr. enhed (mere konkurrencedygtig ift. arealkrav og kompleksitet ift. stempler)
 - Ca. 0,3-7 MW
- Lavere støj
- Alle godkendte kølemidler kan anvendes i princippet

Ulemper:

- Ringere reguleringsevne (forventes testet i SVAF-projektet) og dermed ringere markedskompatibilitet
- Uegnet til høje tryktrin → højere temperaturer
- Lavere COP

Kombinationsanlæg – skruekompressorer på lave tryktrin og stempelkompressorer på de høje tryktrin

Denne type anlægskonfiguration kan være med til at løse nogle af de udfordringer, som de enkeltstående anlæg har. Ulemperne kan dog være, at kompleksiteten og investeringen stiger uhensigtsmæssigt herefter, medmindre løsningen bliver en industristandard.

Det ville dog give et anlæg, der har stemplets gode reguleringsevne og performance i høje tryktrin, der vil gøre anlægget mere kompatibelt med el- og varmesystemet. Samtidig ville man få skruekompressorens gode og effektive operation ved lavere tryk, større enheder og lavere D&V omkostninger hertil. Dette er en interessant case, som varmepumpeleverandørerne så småt er begyndt at tænke i, men kan blive overhalet af centrifugalkompressorerne, da storskala fortsat kan give en udfordring.

Centrifugalkompressorer

Der er ingen centrifugalkompressorer i den nuværende varmepumpe-portefølje i hovedstadsområdet. Konceptløsningen er blevet præsenteret af en række leverandører – navnlig Siemens med en HFO-løsning, der har centrifugalkompressorer, og MAN Energy Solutions, der har en CO₂-løsning med centrifugalkompressorer.

Fordele:

- Lave D&V omkostninger og lang levetid
- Høj driftsstabilitet, da kompressorerne kan klare op til 30 % væskeindhold i det fordampede kølemiddel – her kan stempler-, og skruekompressorer kun klare meget få % væskeindhold, og helst 0 %
- Lave investeringsomkostninger
- God reguleringsevne – delvist grundet høj COP i delast og hurtig regulering (0,5 – 5 min. jf. leverandørerne) fra 20-50 % til 100 % kapacitet (*MAN Energy Solutions varmepumper: Turn down ratio på 50%*)
 - → God kompatibilitet med el- og varmesystem
- Kan levere høje temperaturer – op til 150 °C.
- Højeste effekt pr. enhed (mere konkurrencedygtig ift. arealkrav og kompleksitet)
 - Op til 50 MW
- Mindste støj grundet meget få vibrationer

Ulemper:

- Begrænset antal kølemidler (HFO og CO₂). Ulemperne ved centrifugalkompressorerne hæfter sig derfor direkte til ulemperne beskrevet under kølemidler for HFO og CO₂.

- Fås kun i store størrelser, derfor ikke velegnet til mindre enheder – helst over 5-10 MW.
- Mangel på driftserfaringer og "proof of concept" i dansk kontekst.
- Få kendte leverandører

Opsummering

En kombinationsløsning mellem skrue- og stempelkompressorer kan i et vist omfang være en optimal løsning. Centrifugalkompressorerne er dog også en meget spændende løsning, der ville kunne hjælpe med for alvor at levere storskala varmepumper, der også er kompatible med el- og varmesystemerne. Derfor kunne et oplæg til teknologivalg for fremtidige store varmepumpeanlæg være:

- < 4 MJ/s: Stempelkompressorer
- 4 – 10 MW, > 70 °C: Kombinationsanlæg
- 4 – 10 MW, < 70 °C: Skruekompressorer (kan muligvis også på sigt blive centrifugalkompressorer, hvis de som følge af øget efterspørgsel bliver økonomisk konkurrencedygtige)
- + 10 MW: Centrifugalkompressorer

6.5 Kølemidler

Dette afsnit beskriver de kølemidler, der umiddelbart er relevante for nuværende og fremtidige varmepumpeanlæg i fjernvarmen. Fokus er kun på de tilladte variationer af kølemidler, dvs. HFC-kølemidler med for højt GWP beskrives ikke, men dog er varianten HFO taget med. Blandt andet beskrives de termodynamiske evner, pris, tilgængelighed, miljø- og sikkerhedsmæssige foranstaltninger.

Ammoniak (NH₃)

Ammoniak er det mest udbredte kølemiddel på det danske marked for kølemaskiner og varmepumper. F.eks er alle HOFORs nuværende varmepumper drevet af NH₃ som kølemiddel.

Fordele:

- Gode termodynamiske evner → højere COP
- Fleksibelt – mindre påvirkning af væskeopblending og smøreolie
 - → Valg af viskositet for smøreolien har ikke lige så stor betydning som for andre kølemidler
- Ingen GWP
- Lav pris
- Stor ekspertise og leverandører i Danmark

Ulemper:

- Udfordringer med at kunne levere 90 C til fjernvarmenettet, som er påkrævet om vinteren, hvilket kan betyde at der skal suppleres med anden varmeproduktion
- Høje tryk er påkrævet for at levere temperaturer fra omkring 80 C det fordyrer både anlægskomponenter og kan give flere driftsmæssige udfordringer

- Begrænset materialevalg for varmepumpekonfigurationen grundet kølemidlets aggressivitet over for materialer
- Meget giftigt
- Anvendes ikke i centrifugalkompressorer – dvs. storskala kan være udfordrende med NH₃.
- Man skal være opmærksom på miljøkrav ved store ammoniakfyldninger. Store varmepumpeanlæg med en total ammoniakfyldning på over 5 tons vil ifm. VVM-screening gøres VVM-pligtig og kategoriseres som "risikovirksomhed". Her er der bl.a. krav om mindst 200 m's afstand til bolig, hotel mv. ("hvor folk sover"). I opgørelsen af ammoniakmængden kan andre anlæg i nærområdet blive medregnet.

HFO

HFO er et syntetisk kølemiddel foreløbig kun med begrænset anvendelse i dansk kontekst, men anvendes i bred udstrækning i Europa. I dette skriv er der kun fokus på R-1234ze varianten, da det primært er den der anvendes til store varmepumper, denne har lavest miljøbelastende værdier (GWP, ODP, m.m.) og er billigere end de øvrige varianter.

I branchen har man de seneste år drøftet udrulningen af HFO-kølemidler, som helt grundlæggende er HFC kølemidler med en meget lav GWP sammenlignet med HFC kølemidlerne. Faktisk er flere af disse HFO'ere allerede i brug i blends, som bruges til retrofit af eksisterende anlæg. Den danske kølebranche er primært specialiseret i de naturlige kølemidler (NH₃ og CO₂) som følge af at dansk lovgivning har forbudt større fyldninger med syntetiske kølemidler.

VP-arbejdsgruppen i Dansk Fjernvarme mener dog ikke at vi som branche kan afskrive HFO endnu, men vi skal følge udviklingen og se om der kommer nye miljøvurderinger og krav / anbefalinger fra myndighederne.

Fordele:

- Driftssikkert i forhold til at levere høje fremløbstemperaturer (90 C) med lave tryk (kemisk har de samme egenskaber som HFC-kølemidler, som der er mange års erfaringer med)
- Mulighed for at anvende billigere lavtrykskomponenter
- Større materialevalg på anlæg grundet lille aggressivitet i kølemidlet
- Anvendes i centrifugalkompressorer og kan derfor anvendes til storskala varmepumper
- Længere levetid for centrifugalkompressorer som følge af færre bevægelige dele
- Ikke behov for olie til centrifugalkompressorer og dermed undgås problemer med olie i kølemidlet
 - Fordelene hæftes derfor også til centrifugalkompressorernes formåen
- Ingen nævneværdige sundhedsmæssige påvirkninger ved udslip

Ulemper:

- Relativ dyrt
- En anelse lavere COP end NH₃

- Lav ekspertise i Danmark med anvendelse af HFO
- Kun én producent (Honeywell) af HFO-kølemiddel – dvs. risiko for markedsmagt
- Ufleksibelt ift. væske og smørelolie
- Mere pladskrævende end f.eks. NH₃, hvilket er en fordyrende faktor

CO₂

CO₂ er i storskala set hos MAN Energy Solutions, der har skrevet kontrakt med DIN Forsyning i Esbjerg omkring et 50 MW varmepumpeanlæg med CO₂ som kølemiddel og med centrifugalkompressorer som kompressorteknologi. CO₂ gennemgår en overkritisk proces, og adskiller sig fra de andre kølemidler som HFO og NH₃, der er subkritiske – dette betyder markant andre karakteristika i forhold til følsomhed over for temperatursæt, men læner sig delvist op ad HFO grundet anvendelighed i kompressortype.

Fordele:

- Større materialevalg på anlæg grundet lille aggressivitet i kølemidlet
- Anvendes i centrifugalkompressorer og kan derfor anvendes til storskala varmepumper
 - Fordelene hæftes derfor også til centrifugalkompressorernes formåen
- Laveste sundhedsmæssige-, og miljømæssige konsekvenser ved udslip
- Lav følsomhed i forhold til fremløbstemperaturer
- Anvendeligt i både større og mindre enheder – stempler i 0,1-0,4 MW størrelsen og centrifugalkompressorer i 10 MW + størrelsen
- Længere levetid for centrifugalkompressorer som følge af færre bevægelige dele
- Ikke behov for olie til centrifugalkompressorer og dermed undgås problemer med olie i kølemidlet

Ulemper:

- Høj følsomhed over for returtemperaturen
 - Returtemperatur > 45 °C har anlæggene en ringere COP end dets konkurrerende kølemidler
- Begrænset leverandører i storskala
- Risici for fordyrende anlæg, da CO₂ opererer under højere tryk, da vekslere, ventiler, m.m. skal dimensioneres hertil og bliver dyrere. Det skal dog ses i udbud, om det samlet set betyder en højere kr. pr. MW pris end alternativene, da der er flere faktorer, der spiller ind

CO₂ virker som et meget interessant kølemiddel, men COP-vurderingen bliver altafgørende for, om det er et troværdigt alternativ for fremtidens varmepumper, og hvordan disse indpasses i fjernvarmesystemet.

Desuden findes der også mindre luft-vandvarmepumpe i 200-1.000 kW størrelsen bestående af modulopbyggede stempelkompressorer med CO₂ som kølemiddel.

Vanddamp – og kombination af kølemidler

Anvendelse af vanddamp som kølemiddel er stadig på et tidligt udviklingsstadium, hvor stand-alone anlæg med vanddamp som kølemiddel kræver stadig, at der udvikles en kompressortype, der passer til formålet.

Der ses dog på muligheden for at kombinere vand med NH₃ i en hybrid-løsning med både absorption og kompression. Dette giver en række fordele:

- Anlægget bliver mindre sårbar overfor kritiske havvandstemperaturer, da frysning lettere kan håndteres
- Højere COP-værdier kan opnås – op til 30 % afhængig af temperatursættene, ved en mere effektiv varmeoverførsel i vekslerne
- Der kan opnås et højere temperaturløft, omkring 110 °C - 130 °C

Kombinationen her kan være med til at gøre NH₃ mere konkurrencedygtig overfor HFO og CO₂, men dette kræver en væsentlig mere kompleks kredsproces for varmepumpeløsningen, hvilket øger kompleksiteten og dermed omkostningerne for løsningen.

Opsummering

Fjernvarmebranchen bør holde muligheden åben for forskellige kølemidler for at skabe de bedste og mest konkurrencedygtige løsninger og derigennem skabe de bedst mulige betingelser for udbredelsen af varmepumper i fjernvarmesystemet. Umiddelbart står valget mellem NH₃, HFO og CO₂ til nuværende og fremtidige anlæg. Usikkerhederne omkring HFO gør stadig, at alle anlæggene er NH₃ baseret, men en fremtidig strategi kunne være:

- Mindre anlæg (< 1 MW): NH₃ eller CO₂-baseret
- Mellemstore anlæg (1-5 MW): NH₃- eller HFO-baseret
- Store anlæg (5 MW+): CO₂-, eller HFO-baseret

6.6 Marked og leverandører af varmepumper og varmepumpesystemer

Varmepumpemarkedet er karakteriseret af forholdsvis få leverandører, der som udgangspunkt er køleleverandører, som har udvidet deres forretning til også at inkludere varmepumper til opvarmning. De fordeler sig i forskellige kategorier: a) Komponentleverandører, b) entreprenører, der samler og leverer anlæg samt c) totalleverandører, der både fabrikere og samler varmepumpeunits.

Mens kølemarkedet er et modent marked, er markedet for store varmepumper det ikke i samme grad og efterspørgslen er begrænset til lande med fjernvarmesystemer

på den nordlige halvkugle primært de skandinaviske lande. Den begrænsede efterspørgsel påvirker standardiseringsgraden af produkterne kombineret med mange designmuligheder, der skal kunne imødekomme lokale systemkrav i forbindelse med temperaturniveau for varmekilde og fjernvarmenet. Dertil kommer efterspørgsel fra el- og varmemarkeder om hurtig op- og nedregulering af produktionen.

Leverandør	Kompressortechnologi	Bemærkninger
Gea	Skruer og stempler på NH ₃	Har leveret mange anlæg i DK. Har base Tyskland og Holland. Leverandør til "SVAF" (HOFOR)
Johnson Controls	Skruer og stempler på NH ₃	Har leveret mange anlæg i DK. Har base i Aarhus. Leverandør til "Flexheat" og "Novozymes" (HOFOR)
Carrier	Skruer på HFO	Base i Sverige. Har umiddelbart ikke leveret varmepumper i DK endnu.
Mayekawa (Mycom)	Skruer og stempler på NH ₃ og andre kølemidler	Base i Japan med danske leverandører. Har leveret anlæg i DK.
Friotherm AG	Centrifugal på HFO (evt. andre)	Base i Schweiz. Har umiddelbart ikke leveret anlæg i DK.
Siemens	Centrifugal / turbo på HFO	Har base i Sverige. Har umiddelbart ikke leveret anlæg i DK.
MAN Energy Solutions	Centrifugal / turbo på CO ₂	Samarbejder tæt med ABB. Leverer 50 MW varmepumpe (til havvand) til DIN Forsyning (Esbjerg)
Fenagy	Stempler på CO ₂	Base i Aarhus. Mindre anlæg. Leverandør til HOFOR
Danfoss	Centrifugal på HFO	Leverer kun kompressorer (i 300-400 kW størrelsen), ikke komplette varmepumpeanlæg
Star-ref	Skruer på NH ₃	Base i UK. Har leveret anlæg i Norge.
Araner	Skruer og stempler på NH ₃ / HFC / HFO. Centrifugal på HFC / HFO	Base i Spanien og Dubai. Har ikke leveret anlæg i DK.

Tabel 5: Leverandører til store varmepumper

Installatører / entreprenører	Leverandørvalg	Bemærkninger
Tjæreborg Industri	Johnson Controls	Ingen
ICS Energy (Bravida)		Ingen
AEA		Ingen
Victor		Rekonstruktion i sept. 2020 og konkurs i november 2021. Dog fortsat nogle aktiviteter (udenlandske) med European Energy.
Svedan		Ingen
Enexio		Samarbejder med NH ₃ solutions
NH ₃ solutions		Samarbejder med Enexio

Eurefa		Ingen
Franks Kylindustri		Svensk firma, der har givet tilbud på store anlæg i DK.
Innoterm		Konkurs i marts 2019, men aktiviteter blev videreført i "nyt" firma. Innoterm er fornylig blevet overtaget af et dansk firma ved navn Exodraft.

Tabel 6: Installatør- og entreprenørfirmaer til store varmepumper på det danske marked

Serviceleverandører:

- Umiddelbart de samme aktører som i *Tabel* inkl. Johnson Controls.
- Skal kunne rykke ud på site med varsel på maks. fx 2-4 timer.
- Garantiforholdene skal være klare. Det er typisk en fordel at installatøren, der har etableret anlægget, starter med at varetage servicen (mindst i garantiperioden).

6.7 Integration i fjernvarmesystemet

Udbredelse af store kollektive varmepumper afhænger af muligheden for integration i fjernvarmesystemet. I dette afsnit beskrives væsentlige forhold og tiltag, der gør sig gældende i den forbindelse.

Den nok vigtigste parameter i systemintegrationen er fjernvarmetemperaturerne, der har stor betydning for varmepumpernes effektivitet og komponentvalg. Høje temperaturer reducerer effektiviteten (COP) og øger dermed driftsomkostningerne og typisk også investeringsomkostningerne. Begge faktorer har direkte konsekvens for den enkelte businesscase.

I hovedstadsområdet er der forsat begrænset udbredelse af lavtemperaturfjernvarme, der ellers anses for at være ideelt i kombination med store varmepumper. Den begrænsede udbredelse skyldes, at det er en meget stor opgave at omlægge de nuværende systemer i hovedstadsområdets forsyningsområde. Et meget stort antal kundeinstallationer vil skulle opgraderes og der er tale om store investeringer til opgradering af ledningsnettet for at sikre tilstrækkelig forsyningskapacitet (hydrauliske forhold) og temperaturforhold. Det er dog noget, som skal prioriteres fremadrettet, så indpasning af vedvarende energikilder bl.a. med varmepumper får gunstige betingelser.

CTR, VEKS og HOFOR arbejder da også på at kunne sænke fjernvarmetemperaturerne. Der er lavet netanalyser i FFH50 projektet og i København er der f.eks. reduceret temperaturer med det nyligt afsluttede dampkonverteringsprojekt. Aktiviteterne i hovedstadsområdet fortsætter med fokus på temperaturoptimering, netstrategier og opdateringer af de tekniske bestemmelser for fjernvarme med fokus på fremtidige fjernvarmetemperaturer. Herudover er der

løbende i den daglige drift fokus på at reducere fjernvarmetemperaturerne, hvortil softwareprogrammer som f.eks. TERMIS og SystemRørnet benyttes.

Sænkning af fjernvarmetemperaturen kan ske områdevis (på bydelsniveau) i etaper med forskellig tidshorisont. Det vil i mange tilfælde kræve blandesløjfer i ledningsnettet. Andre tiltag ift. at sikre varmepumper med god effektivitet og tilstrækkelig fjernvarmetemperatur:

- Opblanding i fjernvarmetemperatur efter varmepumperne med varme fra andre produktionsanlæg, hvilket dog introducerer en systemafhængighed.
- Lokale "lavtemperaturområder" i nettet, hvor det er muligt at levere lavere temperatur fra kollektive varmepumper lokalt
- Løsninger på kunde- eller netniveau
- Højtemperaturvarmepumper eller kombinationsanlæg

En løsning i nogle områder kan være at anvende små/mindre varmepumper som lokale "boostere" og "afkølere" af fjernvarmetemperaturniveauer både på bygnings- og boligblokniveau og yderst i distributionsnettet. Derved muliggøres lavere nettemperaturer, afhjælpes hydrauliske udfordringer og sikres store varmepumper fornuftig effektivitet (COP).

Resume / anbefaling

Sænkning af temperaturerne i fjernvarmenettene kan være en forudsætning, både teknisk og økonomisk, for at kunne indfri det fulde varmepumpepotentiale. Det kan være en udvikling med sænkning af temperaturen områdevis i etaper med forskellig tidshorisont. Hydrauliske begrænsninger i nettet kan have betydning for placeringsmuligheder for hhv. decentrale og centrale varmepumper.

Det skal undersøges om mindre decentrale kollektive varmepumper eller mindre varmepumper på husstands- eller boligblokniveau kan have relevans i forhold til bl.a. at muliggøre lavere fjernvarmetemperaturer samt afhjælpe hydrauliske netbegrænsninger ("flaskehalse").

Økonomi og muligheder skal undersøges nærmere for højtemperaturvarmepumper som middel til at booste fremløbstemperaturen steder i nettet, hvor det er svært at sænke den nuværende fremløbstemperatur.

6.7.1 Fremløbs- og returtemperatur

Fremløbs- og returtemperaturen i fjernvarmesystemet er bestemmende for, hvor konkurrencedygtige varmepumper kan blive. Det viser sig via følgende:

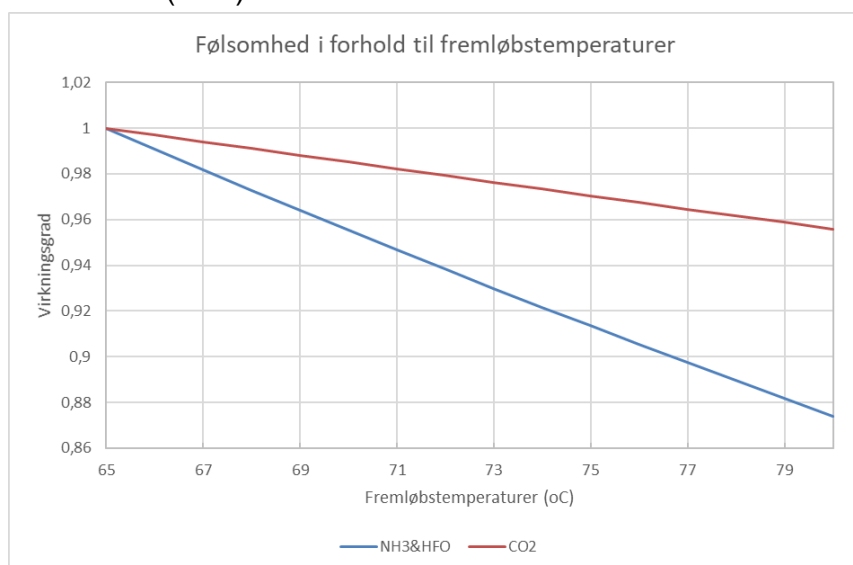
- a) CAPEX: Et højere temperaturløft afspejler sig i højere tryk, hvilket giver en merinvestering i komponenterne (vekslere, ventiler, m.m.).
- b) OPEX: COP ændrer sig i forhold til randbetingelserne i fjernvarmesystemet, og dermed indkøb af el til systemet.

I *Tabel* ses et estimat fra COWI på størrelsesordenen af reduceret CAPEX ved sænkning af fjernvarmetemperaturen og dermed tryktrinnet. Det kræver dog, at temperaturen kan sænkes permanent til disse niveauer, hvortil varmepumperne er bygget. Er fjernvarmetemperaturen i nettet i perioder er over de 65 °C eller 80 °C, så giver det mere fleksibilitet at bygge varmepumpen kompatibelt med dette – men der kan hentes en væsentlig besparelse på CAPEX hvis lavtemperatur realiseres eller der kan findes tekniske systemløsninger til sikre de periodiske højere temperaturer.

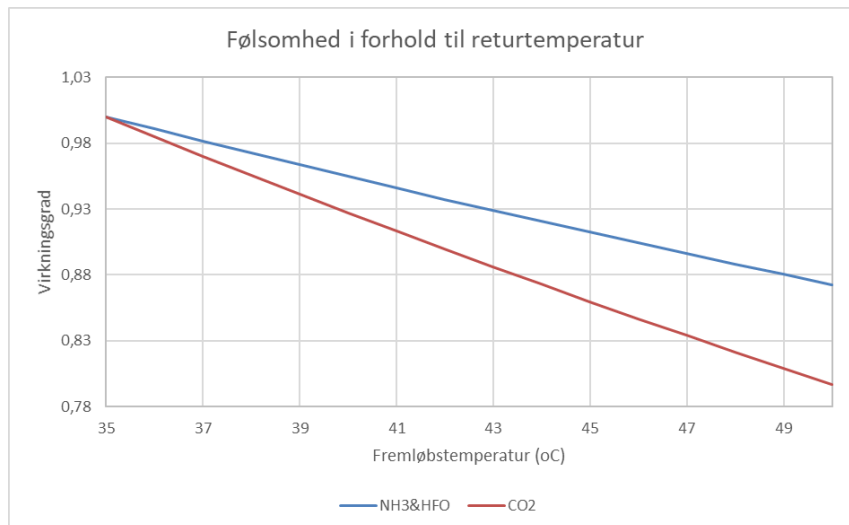
Temperatursæt	65/40 °C	80/40 °C	90/40 °C
Tryk	25 bar	40 bar	65 bar
Pris pga. trykklasse	83%	91%	100%

Tabel 7: Estimat for reduceret investering i varmepumpeanlæg (på subkritiske kølemidler hhv. NH₃ og HFO) ved lavere temperaturkrav

Fremløb- og returtemperatures betydning for varmepumpers virkningsgrad og dermed OPEX er illustreret i nedenstående figurer. Følsomheden afhænger bl.a. af kølemiddeltypen. Af de tre tidligere beskrevne godkendte kølemidler (NH₃, HFO og CO₂), er der to kategorier – subkritiske kølemidler (HFO og NH₃) og overkritiske kølemidler (CO₂).



Figur 10: Følsomhed på varmepumpers virkningsgrad ift. fremløbstemperatur på fjernvarmesiden. Der ses kurver for forskellige typer kølemidler hhv. NH₃ / HFO og CO₂.



Figur 11: Følsomhed på varmepumpers virkningsgrad ift. returtemperatur på fjernvarmesiden. Der ses kurver for forskellige typer kølemidler hhv. NH₃ / HFO og CO₂.

Graferne skal forstås på den måde, at udgangspunktet er hhv. 65 °C for fremløbstemperaturen og 35 °C for returtemperaturen. Der ses så på, hvor mange % COP'en forringes i takt med at hhv. fremløbstemperaturen og returtemperaturen øges. I grafen for fremløb er returen fastholdt, og i grafen for returen er fremløbet fastholdt.

Det skal aflæses således, at hvis en NH₃-varmepumpe ved 65 °C fremløbstemperatur har en COP på fx 4, så vil den have en COP på ca. 3,5 ved 80 °C frem, da den kun er 87 % så effektiv.

Det bemærkes her, at de subkritiske kølemidler (HFO og NH₃) er stort set lige følsomme over for højere temperatur i hhv. frem og retur, hvorimod overkritiske kølemidler (CO₂) er ganske følsomme over for højere returtemperatur og i mindre grad over for højere fremløbstemperatur.

Dette giver en naturlig snitflade til aktuelle og kommende netstrategier, der hjælper med at sætte randbetingelserne for varmepumperne i systemet – og samtidig er varmepumperne en katalysator for at komme ned i frem- og returtemperatur, da der er fornuftige besparelser at hente. Returtemperaturen har den højeste følsomhed, men fremløbstemperaturen vil også være meget vigtig at sænke aht. både CAPEX og OPEX, specielt hvis temperaturen på sigt kan reduceres tilpas meget.

Vigtigheden af returtemperaturen giver også nogle snitflader til kunderne og de tekniske bestemmelser for fjernvarme – samt de økonomiske incitament som en opdateret kostægte afkølingstarif, da alle disse indsatser har til formål at sænke

returtemperaturen – og dermed også give mulighed for at sænke fremløbstemperaturen på sigt.

Reduktion i fremløbstemperaturer giver en reduceret kapacitet på anlæggene, hvis det ikke er muligt at hive mere energi ud af varmekilden.

Optimering af temperaturen i fjernvarmesystemet er relevant ifm. både varmepumpeprojekter og netstrategi. Dette foregår i forvejen i optimeringsprogrammer, hvor der hele tiden vurderes, om fremløbet skal sænkes for at optimere nettab, eller hæves for at optimere overførselskapacitet. Ligeledes skal det for varmepumperne vurderes om der optimeres på COP eller produktionskapacitet - det afhænger af, hvad der har mest værdi på det givne tidspunkt.

6.7.2 Opblanding fra transmissionsnettet

Et andet tiltag er muligheden for at opblande fra transmissionsnettet, hvilket er analyseret ifm. SVAF-projektet.



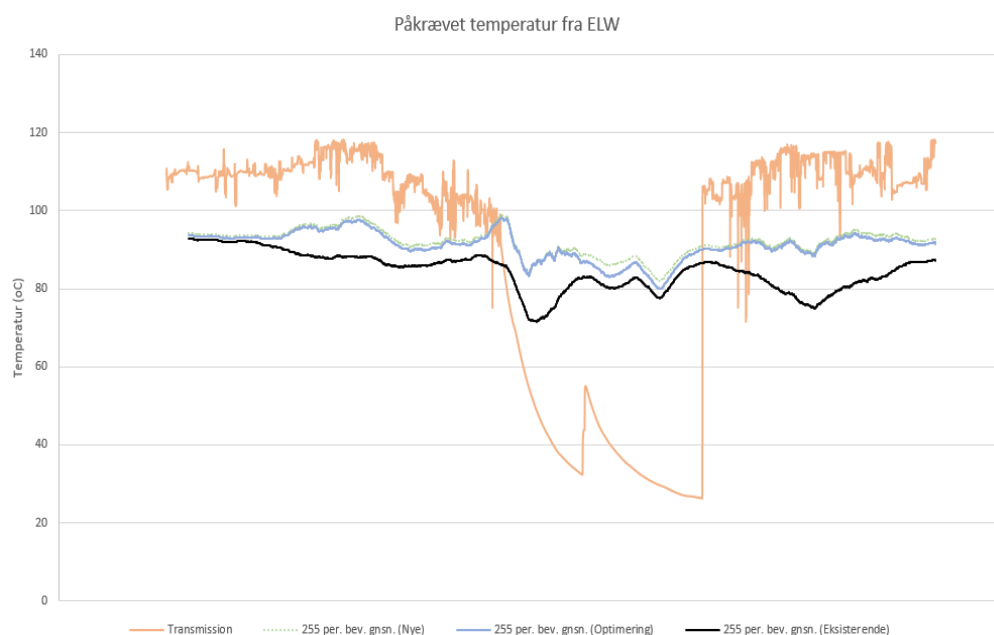
Figur 12: Fjernvarmenet ved ELW vekslersstation (billede til venstre). Fjernvarmenet ved SVAF (billede til højre).

Ovenstående billede til venstre viser vekslersstationen ELW, hvor der veksles med transmissionsnettet og sendes varme ud til Vesterbro, Indre By og Amagerland. På højre billede er der zoomet ind på strengen ud mod Amagerland, hvor SVAF-varmepumpen er placeret, og leverer ind i det knudepunkt, som er vist med rød her.

Varmen kan i nogle tilfælde komme fra ELW ud forbi Amagerland og blandes med varme fra SVAF i et virtuelt blandingspunkt her.

I det følgende er der set nærmere på muligheden for om overtemperaturer fra ELW kan sikre lavere temperaturer for SVAF. Grafen viser med orange den temperatur, som transmissionsnettet har. Blå, grøn og sort linje viser forskellige følsomheder for hvor langt SVAF kan gå ned i temperatur ved forskellige pumpekapaciteter. Kurverne er den temperatur, som ELW helst skal levere ud for at sikre, at SVAF kan køre ved lavest mulige temperatur.

Forskellen fra disse kurver til transmissionsnettets temperatur illustrerer en overtemperatur på nuværende tidspunkt i systemet, der kan skyldes forskellige elementer i transmissionsnettet, fx sikre overførselskapacitet. Så længe denne er til rådighed, er der et uudnyttet potentiale, som varmepumperne i nærheden af transmissionsnettet kan udnytte til at højne COP.



Figur 13: Analyse af hvor langt ned i fjernvarmefremløbstemperatur SVAF-varmepumpen henover året kan komme med opblanding (overtemperatur) fra ELW-veksleren og med sommerluk på ELW i sommermånederne.

Resultater fra den specifikke analyse fremgår af *Tablet 3*. Der ses en markant forbedring af COP. I SVAF's tilfælde var potentialet begrænset en smule af for små distributionspumper til at komme tilpas ned i temperatur. Med en følsomhedsanalyse der hedder "2x pumpekapacitet" ses dog, at COP kan komme helt op omkring 5 samt at driftsnyttten forbedres markant.

SVAF driftsstrategi			
	2x pumper	Opblanding	Ingen opblanding
Produktionsvægtet COP	5,04	4,19	3,6
Samlet driftsnytte (mio. DKK/år)	3,89	3,34	3,01
Forskel (mio. DKK/år)	0,55	0,33	
Produktion (GWh/år)	39,15	36,28	35,03
Driftsnytte pr. enhed (DKK/MWh)	99,36	92,06	85,93
Gns. Temperatur (°C)	54,17	66,24	74,27

Tabel 3: Resultater fra analyse af forskellige driftsstrategier på SVAF varmepumpen hhv. med og uden opblanding med overtemperatur fra ELW

Strategisk kan der i forskellige varmepumpeprojekter arbejdes med at undersøge potentialet med udnyttelse af overtemperaturer.

Løbende skal der ses på, om det giver mening. Der kan være en risiko for, at der temperaturen over tid falder i transmissionsnettet, hvilket reducerer opblandingspotentialet, og varmepumperne skal levere højere temperaturer, men det kan fungere fornuftigt i en overgangsperiode indtil distributionsnettene ryger ned i temperatur.

6.7.3 Lokale lavtemperaturområder i fjernvarmenettet

Der findes også flere muligheder i nettet i forhold til hvordan de er koblet, og hvordan varmepumper strategisk placeres i nettet. I HOFOR's Novozymes projekt har man formået at lave et "net i nettet", hvor varmepumpen er placeret, så størstedelen af kapaciteten kan leveres lokalt og kun delmængder ind i selve det store system. Herved spares der lokalt nogle varmetabsomkostninger i nettet og samtidig har kundegruppen mulighed for at operere med en lavere temperatur.



Figur 14: Decentral forsyning i fjernvarmenettet med Novozymes varmepumpen.

På figuren ses Novozymes varmepumpen markeret med en blå cirkel, hvor det gule net er det "lokale net" og det røde er det store net, GØW-nettet i området. Her vil Novozymes med de 4 MW kunne levere lokalt ind i dette net i store dele af året. Et eksempel på en driftsstrategi for varmepumpen fremgår af Tabel 4.

Måned	Fremløbstemperatur (°C)	Returtemperatur (°C)
December, januar & februar	80	47
Oktober, november & marts	75	48
April, maj & september	70	50
Juni, juli & august	68	52

Tabel 4: Eksempel på driftsstrategi med årsbestemte fjernvarmetemperaturer for Novozymes varmepumpen.

Novozymes varmepumpen er et eksempel på, hvordan varmepumper kan placeres strategisk i nettet, hvor der er enten er gunstige forhold for anlægget eller hvor der er behov for lokal produktion i forhold til hydrauliske flaskehalse.

Ligeledes er HOFOR's kommende varmepumpe på 20 MW i Sundkrogsgade Energicentral (Kranparken, Nordhavn) planlagt med en strategisk placering i fjernvarmenettet. Placeringen betyder, at der leveres ud lokalt til varmekunder, der alle er egnede til lavtemperatur (70 °C) året rundt samtidig med, at der kan leveres til Østerbro-nettet via opblanding i temperatur fra transmissionsnettet ved SMV. Kombinationen skal give optimal økonomi på anlægget.

6.7.4 Hydrauliske forhold i fjernvarmenettet

Større fjernvarmenet er inddelt i delområder (vekslerområder), der sætter en grænse for, hvor meget lokal produktion, der kan afsættes til det enkelte net, og dermed også en grænse for hvor store varmepumper, der kan etableres i de enkelte områder. Undtagelsen er de større knudepunkter, typisk i forbindelse med kraftværksgrunde, hvor store hovedledninger, giver mulighed for at afsætte større energimængder.

En reduktion af temperaturerne i fjernvarmenettet for at sikre højest mulig COP for varmepumperne påvirker de hydrauliske forhold. Det vil ikke altid være muligt at reducere både frem- og returtemperaturen, mindre "delta T" vil dermed betyde reduceret kapacitet og skabe yderligere "flaskehalse" i nettet.

Ligeledes kan placering af varmepumpeanlæg på forskellige lokationer nær varmekilderne betyde, at fjernvarmenettet her ikke er udbredt eller er optimalt med de nuværende ledningsdimensioner (dvs. der kan være hydrauliske "flaskehalse"). Der er derfor behov for at få det fulde overblik over de hydrauliske begrænsninger i nettet ved at generelt sænke fjernvarmetemperaturer og ved placering af hhv. decentrale og centrale varmepumper svarende til en markant udbygning med disse.

I København vil der for eksempel forventes udfordringer ift. varmeleverance "ind til byen" fra Kraftværkshalvøen samt Benzinøen, hvis store havvandsvarmepumpeanlæg skal supplere eksisterende kapacitet på hhv. ARC og AMV4. Hertil kan også komme varmepumpeanlæg til PtX og CCS. Det er særligt udfordringen med at få afsat varmen på distributionsniveau, hvis også temperaturerne skal sænkes.

For at indfri størst mulig andel af effektpotentialen til store varmepumper skal der arbejdes videre med følgende optimeringsmuligheder:

- Sænke fjernvarmetemperaturer. Sænkning kan ske områdevis i etaper med forskellig tidshorisont. Det vil som regel kræve blandesløjfer i ledningsnettet.
- Leverer varme ind på transmissionsnettet
- Opblanding i temperatur med varme fra transmissionsnet for at varme kan afsættes i distributionsnettet. Det er en nødvendighed for nogle placeringer. Det skal vurderes i hvor store mængde er opblanding mulig.
- Kobling af distributionsnet – sammenkobling eller anderledes koblinger
- Opgradering af ledningsdimensioner i fjernvarmenettet for at modvirke "flaskehalse" (sikre / øge kapacitet)
- Perspektiver med varmelagre centralt eller decentralt

Der skal derfor arbejdes med at kortlægge de hydrauliske udfordringer og løsningsmuligheder for at få store varmepumper ind i fjernvarmenettet.

6.7.5 Løsninger på kunde- og/eller netniveau

En aktivitet der også går på tværs i forhold til at realisere og indpasse store varmepumper er at løfte temperaturen decentralt – enten på kunde- eller netniveau.

Dette kan gøres vha. forskellige løsninger:

- a) Lokal el-kedel
- b) Lokal eldrebet varmepumpe
- c) Lokal absorptionsvarmepumpe
- d) Lokal luft/vand varmepumpe

Disse løsninger ses mest som et middel til at håndtere kunder, der har svært ved at opnå en tilpas høj fjernvarmeleveringskvalitet med lavere temperaturer, oftest ældre bygninger. Her vil man i klynger på netniveau kunne øge temperaturen lokalt, eller helt ude ved de individuelle kunder, så man ikke er tvunget til at levere overtemperaturer fra vekslerstationerne.

Løsning a) - c) er løsninger, hvor det kun er fjernvarmeretur og fremløb, der benyttes til at løfte temperaturen – her er derfor ikke tale om mere varmeproduktion, men blot anlæg til at løfte kvaliteten af fjernvarmen, altså distributionsopgraderingskapacitet.

Løsning d) er derimod samtidig en varmepumpe til at levere øget kapacitet ind, men er svær at implementere grundet pladsmangel og støjgener lokalt.

Som tidligere nævnt kan en løsning for i nogle områder måske være at anvende små/mindre varmepumper som lokale "boostere" og "afkølere" af fjernvarmetemperaturniveauer både på bygnings- og boligblokniveau og yderst i distributionsnettet. Udover at sænke temperaturen i nettet kan det afhjælpe hydrauliske udfordringer og sikre god effektivitet på store kollektive varmepumper.

Strategisk kunne det være en mulighed, for hurtigere at komme ned i lavtemperatur ved at håndtere klynger eller individuelle kunder, der begrænser potentialet i at sænke temperaturen.

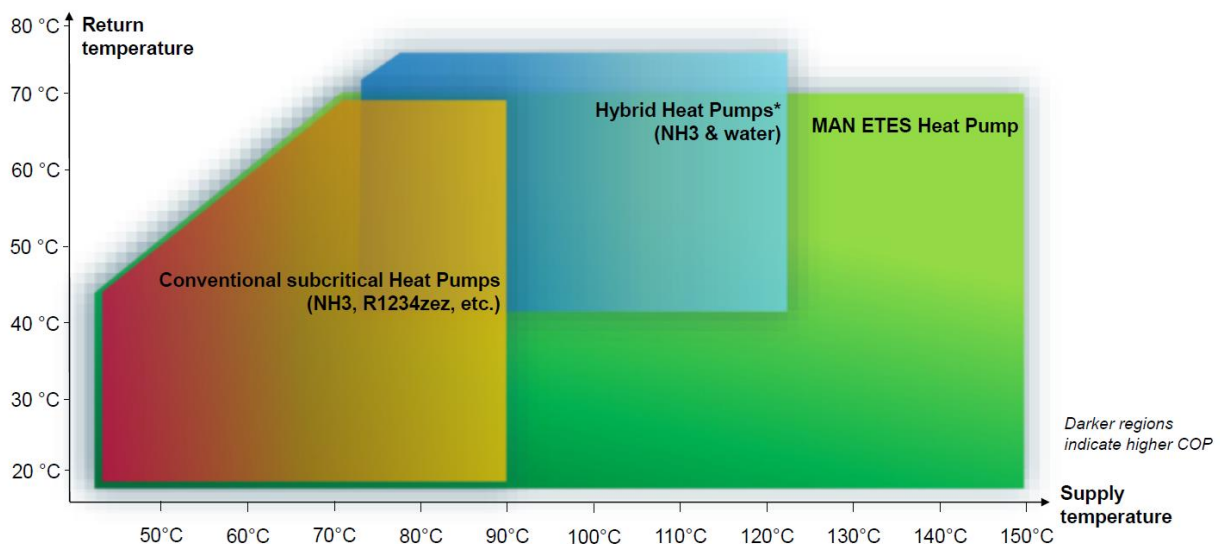
6.7.6 Højtemperaturvarmepumper eller kombinationsanlæg

I takt med at fokus i høj grad er på at komme ned i temperatur, så kan der stadig være behov for at få koblet storskala varmepumper op på transmissionsnettet for at kunne afgive varme nok. Her er der følgende mulighed for at opnå dette:

- a) Stand-alone højtemperaturvarmepumpe
- b) Kombinationsanlæg – fx varmepumpe og elkedel
- c) Parallel-koblet anlæg på netniveau – fx AMV4 og en storskala varmepumpe

I forhold til a), har MAN Energy Solutions præsenteret nedenstående graf.

Her ses deres bud på hvor høje temperaturer forskellige varmepumper kan opnå i forhold til returtemperaturen i systemet, samt en indikation af, hvordan COP udvikler sig, hvor mørkere områder indikerer høj COP. Her vurderer MAN at NH₃ og HFO maksimalt kan opnå 90 °C, og kombinationskølemidler kan opnå 120 °C, og CO₂-anlæggene, som MAN leverer, kan opnå op til 150 °C.



Figur 15: Temperaturområde på fjernvarmesiden - graf fra varmepumpeleverandøren MAN Energy Solutions, der har højtemperaturvarmepumper i sit sortiment

Siemens, der er en anden aktør på det danske marked for storskala varmepumper oplyser at de kan levere varmepumpeenheder på 5-70 MW og temperaturer også op til 150 °C med deres storskala HFO-anlæg (R1234ze).

Der kan være andre aktører, der også (på sigt) kan levere højtemperaturvarmepumper. Det ser ud til at være muligt at lave anlæg op til 150 °C, men det er altså på bekostning af COP.

CO₂ har den fordel, at den har en lav følsomhed i forhold til højere temperaturer, hvor COP på HFO-anlæg falder hurtigt i forhold til en øget fremløbstemperatur. COP for et CO₂-anlæg er dog udfordret ved for høje returtemperatur, hvilket gør det svært strategisk at udpege hvilket anlæg, der er bedst egnet.

I figuren fra SVAF var temperaturen på transmissionsnettet omkring ELW omkring 110 °C, hvilket betyder man enten skal ud i et hybrid-anlæg (NH₃ og vand) eller en højtemperatur HFO- eller CO₂-løsning.

På disse falder COP så markant, at det kunne være nærliggende at undersøge andre løsninger, fx b) og c). I b) ses en løsning hvor flere anlæg serielt koblet på

fjernvarmesiden med henblik på at løfte temperaturen i trin. Et eksempel er Esbjerg-modellen, hvor løftet sker således:

- Trin 1: Havvandsvarmepumper løfter temperaturen til ca. 65 °C
- Trin 2: Fliskedel og/eller elkedel løfter temperaturen yderligere til den påkrævede (80-90 °C)

Her kunne specielt varmepumpeanlæg i forbindelse med elkedel kapacitet være interessant, da det samtidig giver fleksibilitet i forhold til el-systemet og grundlast / spidslast betragtninger i varmesystemet. Dette giver dog nogle afhængigheder i systemet, så der skal sikres, at elkedlen også kan køre selvstændigt hvis varmepumpen er ude.

I c) er tanken igen opblanding parallelt i systemet – fx en storskala varmepumpe parallelkoblet med biomassekraftvarme, hvor varmepumpen leverer en lavere temperatur ud, som biomassekraftvarme så løfter, så den fælles temperatur er kompatibel med fjernvarmesystemet. Udfordringen med disse løsninger er, at en stor afhængighedsgrad indføres mellem anlæg, der giver manglende fleksibilitet.

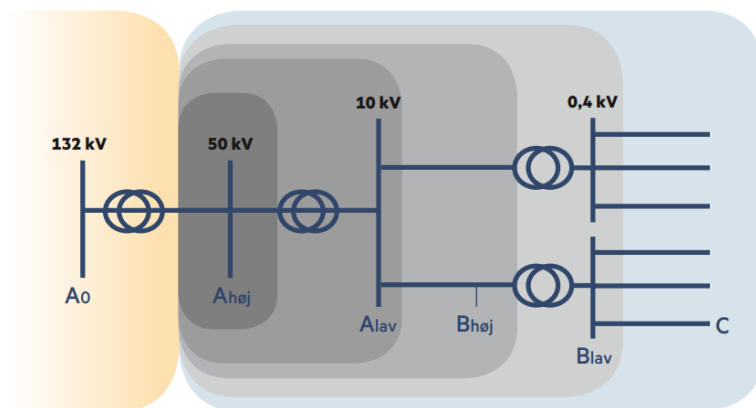
På transmissionsniveau lægges der op til at følge disse tre løsningsforslag, og evaluerer case-by-case, hvad der passer bedst ind.

6.8 Integration i elsystemet og sektorkobling

Elforsyning er et nøgleelement ifm. etablering af store eldrevne varmepumper og en stor udbygning hermed. Det gælder el-tilslutningsmuligheder, forsyningsikkerhed, effekttilstrækkelighed og systemydelse, der alt sammen har betydning for økonomien i varmepumpeprojekter.

6.8.1 Tilslutning til el-nettet

Der er en række forhold, der skal overvejes, når en varmepumpe tilsluttes el-nettet. Det afhænger af størrelsen på el-optaget og hvor mange driftstimer, anlægget forventes at have. Nedenstående figur viser niveauerne for tilslutning på el-nettet – hvor A0 er det højeste niveau, transmissionsnettet på 132 kV og helt ned på lavspændingsnettet, C. Logikken er her at der betales tarif for alle overliggende niveauer – dvs. en C-kunde betaler for alle niveauer.



Figur 16: Niveauer for tilslutning (af varmepumper) til elnettet

6.8.2 Flexibilitetsprodukter

Der tilbydes produkter, hvor man modtager en rabat i sin el-tilslutning, men til gengæld lover, at man er afbrydelig – dvs. at el-systemet kan afkoble en i tilspidsede situationer.

Der findes et produkt på transmissionsniveau og et på distributionsniveau.

TSO-produktet tilbyder Energinet til kunder på A0, og der er i øjeblikket et pilotprojekt, hvor A-høj kunder inkluderes også. På sigt, kan det tænkes, at det når længere ned i spændingsniveauerne også.

Energinet tilbyder at man kan reducere sin betaling til TSO'en med ca. 22 %, altså en **tarifreduktion med ca. 24 kr./MWh**, hvor rådigheden forventes sænket med under 5 %.

DSO-produktet tilbydes f.eks. af Radius i HOFORs område, og er defineret ved at man som afbrydelig kunde ikke behøver betale for at blive tilsluttet til hele nettet, men kun den faktiske opkobling af anlægget. Tilslutningsbidraget bliver derfor reduceret markant, og udetiden er et estimat fra Radius i det værst tænkelige scenarie.

TSO-produktet er kun relevant for meget store varmepumper lige nu (>120 MW), men kan blive relevant på mindre varmepumper, hvis Energinet forsætter nuværende trends.

DSO-produktet skal overvejes fra gang til gang i dialog med DSOén/Radius omkring afbrydelighed. Udetiden vurderes som standard for Radius på det såkaldte lag 1, hvor de mere overordnet vurderer området, hvorimod der i det mest komplekse lag, lag 3, analyseres mere grundigt på den konkrete udførelse med mere data.

F.eks. er HOFOR i øjeblikket i samarbejde med Radius om denne type analyse på Sundkrogsgade Energicentral (Kranparken) for at se, hvordan udetiden bliver og hvilken besparelse, der kan opnås. Det forventes, at udetidsprofilen kan blive mere detaljeret, så der mere præcist kan vurderes på sandsynligheden for, at anlægget er ude på kritiske tidspunkter.

6.8.3 Effekttilstrækkelighed

Effekttilstrækkeligheden i Østdanmark og mere specifikt i Hovedstadsområdet er i fokus i takt med udbygningen af VE-teknologier, og specielt for hovedstadsområdet, øget elektrificering af fjernvarmesystemet.

Hovedstadsområdet er et forbrugsområde, dvs. at produktionskapaciteten af el er begrænset og der er et højt forbrug. Der er derfor brug for import af el ind i København, og her er der en række flaskehalse på forbindelserne i forhold til mængderne. I øjeblikket er situationen stabil, men i takt med udbygningen af varmepumper – og især elkedler, i hele hovedstadsområdet, vil dette kunne give anledning til en række udfordringer.

Energinet har regnet på dette med en realistisk udbygning i forskellige scenarier med N-1 betingelser. Det ser, fortsat, fornuftigt ud, men er et følsomt område, da rådigheden falder i takt med for voldsomme udbygninger – her er det specielt rådigheden på elkedlerne, men det kan også have en indflydelse på storskala implementering af varmepumper i fremtiden.

Der følges ligeledes med i udviklingen for effekttilstrækkeligheden i hele Østdanmark – hvor bl.a. Dansk Energi og Ea Energianalyse har fastlagt, at der med den nuværende udvikling ses flere effektminutter (minutter, hvor effekt ikke er til rådighed i nettet, og dermed en indikator for forsyningssikkerheden) og her forventes det, at Energinet sætter tiltag i gang, der sikrer det nuværende niveau også i fremtiden.

I el-distributionsnettene er der ikke kvantificerbare niveauer for forsyningssikkerheden, men her vil muligheden, som tidligere nævnt, for at være afbrydelig blive undersøgt. Der opleves allerede på eksisterende varmepumper en vigende kvalitet i spændingen, der i mange tilfælde vil lukke varmepumperne ned. Det bliver derfor vigtigt, i fremtidige udbud at sikre, at varmepumperne kan klare disse fluktuationer i spændingskvalitet – og i værste tilfælde, kunne genstartes efter et svigt.

Aktivitet omkring forstyrrelser i elnettet er et stort emne i sig selv og her er der også store COP-besparelser at hente i det frekvensomformer-udstyr, som benyttes, hvor "filtreringen" af den elektriske "støj" / svingende kvalitet i elforsyningen kommer på bekostning af COP.

6.8.4 Kobling mellem el- og varmemarkeder

Varmepumperne kan gøre sig gældende på følgende markeder:

- a) Før driftsdøgnet på varmemarkedet
- b) Intraday på varmemarkedet
- c) Før driftsdøgnet på elmarkedet
- d) Intraday på elmarkedet
- e) Systemydelse

a) håndteres i lastfordelingen af varmelast, og er tæt forbundet med aktiviteterne i c).

Varmeselskabets rolle i a) og c) bliver to ting:

- Sikre korrekt digitalisering af varmepumperne centralt og decentralt, så det skarpest mulige data kan leveres til varmelast
- Sikre at varmeselskabet organisatorisk er i stand til at udnytte synergien på el- og varmemarkederne bedst muligt

Digitaliseringen her har fokus på, at det bedst mulige data leveres til Varmelast⁵, som planlægger den daglige produktion af varme til hovedstadsområdet, så varmepumperne kan lastfordeles mere optimalt efter den marginale

⁵ <https://www.varmelast.dk/>

produktionsomkostning, som sætter krav til COP, D&V-omkostninger, start-stop omkostninger, m.m.

Dette kan gøres på forskellige måder – også afhængig af, om dette er centrale eller decentrale varmepumper, men det ideelle ville være at have komplekse datadrevne analyser, der kan lokalisere varmepumpens varmemæssige ydeevne tæt på real-time.

Aktiviteterne på el-markedet har også stor indflydelse på konkurrencedygtigheden, og muligheden for at sammenstyre varmepumperne overfor både el- og varmemarkederne kan øge denne konkurrencedygtighed, men dette kræver også øget digitalisering.

Et strategisk pejlemærke kan defineres som det at handle varmepumperne sammen med resten af varmeselskabernes enheder – kraftværker, elkedler, varmepumper, vindmøller, fjernkøleenheder, m.m. Her ville man kunne udnytte synergier på begge markeder, men det kræver, at det digitale og organisatoriske set-up er klar.

Digitalt er der behov for, at der kan porteføljestyres – fx ved at decentrale varmepumper kobles indover fælles styresystemer, der gør, at der centralt kan handles på markederne, og herefter sendes individuelle styresignaler ud.

b) og d) hænger også sammen her, hvor der i Varmelast er muligheder for intraday balanceringer – og i fremtiden et decideret balancemarked. De ovennævnte trin ift. digitalisering og organisering er også påkrævet for at realisere disse potentialer. e) er et marked, som delvist er koblet på a) og c) og delvist på b) og d). Her kan der hentes en gevinst på at sætte sine anlæg klar til at afhjælpe el-systemet før driftsdøgnet, hvor der så i døgnet er en forpligtigelse til at levere ydelsen, hvis den er påkrævet. Tabel 50 viser de systemydelser der kan leveres i Østdanmark.

Ydelse	Beskrivelse	Reaktionstid	Kapacitet	Vurderet indtægtskilde
FFR	Lynhurtig ydelse til frekvensregulering	0,7 s	0,3 MW	Begrænset
FCR-D	Hurtig ydelse til at stabilisere frekvensen	30 s	0,3 MW	Mellem
FCR-N	Relativ hurtig ydelse til at finjustere ydelsen, symmetrisk op og ned.	150 s	0,3 MW	Fornuftig

aFRR	Jævn hurtig ydelse til at genetablere frekvensniveauet – kan leveres både op og ned	300 s	1 MW	Fornuftig
mFRR	Langsom ydelse til at genetablere frekvensniveauet – kan leveres både op og ned	900 s	1 MW	Høj

Tabel 50: Elmarked-systemydelser der kan leveres i Østdanmark

Disse er ydelserne, som fokus er på at teste, om vores teknologier kan bidrage til på en hensigtsmæssig måde for at tjene penge på systemydelserne og dermed kunne sænke varmeproduktionsomkostningerne på anlæggene. Vurderingen af indtægtskilden er foreløbig og skal løbende holdes øje med, da det hurtigt kan ændres afhængigt af, hvad el-systemet har brug for – derfor skal anlæggene kunne være med på så mange af markederne som det er realistisk muligt.

6.8.5 Fleksible varmepumper

Det er undersøgt i HOFOR's FlexHeat-projekt, hvor fleksible NH₃-stempelkompressor varmepumper kan være. Her blev anlægget testet og bygget til hurtig regulering. Resultaterne viste positive indikationer, hvor reguleringstiden gik fra ca. 300 s til 90 s ved at ændre i styringen og tilføje en række nye komponenter til at forberede anlægget til hurtig regulering. Dette resulterede dog i en reduktion i varmepumpens COP, og generelt må der forventes en reduktion op til 5% i forbindelse med levering af fleksibilitet.

Derudover har der været dialog med Siemens og MAN Energy solutions om hvad deres varmepumper kan med HFO-turbokompressorer.

Ud fra dette er der i tabellen herunder lavet en vurdering af varmepumpers muligheder på systemydelsesmarkedet.

Ydelse	Vurdering af varmepumpers kompatibilitet	Vurderet kapacitet til rådighed	Driftsmetode
FFR	Ikke muligt	0 %	N/A
FCR-D	Muligt – ikke påvist	0 %	N/A
FCR-N	Muligt og påvist	20 %	80 % dellast og symmetrisk 20 % op og ned

aFRR	Muligt og påvist	50 %	100 % last ved opregulering 50 % last ved nedregulering
mFRR	Muligt og påvist	70 %	100 % last ved opregulering 30 % last ved nedregulering

Tabel 61: Vurdering af muligheder for varmepumper på systemydelsesmarkedet.

Det gælder i disse betragtninger, at anlægget ikke stop-starter ved levering af disse ydelser, men er i dellast. Grunden til dette er, at opstartstider samt nedlukningstider, og den tid der skal gå imellem nedlukninger i forhold til at stabilisere anlægget udfordrer disse tidspunkter og ikke anses som hensigtsmæssig drift.

Det er for varmepumper mest oplagt at levere opreguleringsydelser (hvilket betyder delvis nedlukning af anlægget), da varmepumperne har mange driftstimer og dermed kan reducere last. Dette giver en god synergi med elkedler og kraftvarmeanlæg, der begge foretrækker nedregulering – for elkedler at starte op og trække el ud af systemet, og for kraftvarmeanlæg at reducere elproduktionen.

Der er dog stadig en række åbne spørgsmål i forhold til systemydelser på varmepumper, der skal undersøges:

- 1) Hvordan håndteres elmarkedfluktuationerne i forhold til at yde grundlastproduktion til fjernvarmesystemet?
- 2) Hvordan påvirker konstant regulering kompressorerne? (Stempler, skruer og centrifugal)
- 3) Hvilke ydelser kan leveres i fjernvarmesystemet uden at gå på kompromis med forsyningsikkerheden?

6.8.6 Indtjeningsmuligheder på systemydelsesmarkederne

Der er i systemydelsesmodulet, udviklet som en "add-on" til energisystemsregningsværktøjet BALMOREL⁶, beregnet indtægtspotentialer for varmepumper ved at deltage i systemydelsesmarkederne.

⁶ <http://www.balmorel.com/>

Nedenstående tabel viser et casestudy for en 20 MJ/s varmepumpe.

Høj risiko 50 % budaccept	3,5 mio. kr. / år (22 % forhøjet værdi)
Høj risiko 25 % budaccept	2,1 mio. kr. / år (13 % forhøjet værdi)
Lav risiko 50 % budaccept	0,7 mio. kr. / år (4 % forhøjet værdi)
Lav risiko 25 % budaccept	0,4 mio. kr. / år (2 % forhøjet værdi)

Tabel 72: Potentiale for indtjeningsmuligheder på systemydelser for en 20 MJ/s varmepumpe.

Høj risiko betyder, at alle services leveres, hvor det er teknisk muligt for varmepumpen – FCR-N, aFRR og mFRR. I lav risiko-scenariet leveres der ikke kapacitetsdelen af mFRR markedet grundet den høje risiko der er forbundet med at love Energinet kapacitet inden det reelt vides, om varmepumpen har en plads i varmemarkedet. Er man villig til at tage denne risiko, kan der hentes betydelig højere værdier.

Acceptraten er i denne sammenhæng et udtryk for hvor stor markedsandel man forventer at kunne hente på den specifikke varmepumpe, da der er konkurrence fra mange andre enheder (KV-kapacitet, elkedler, el-biler, forbrug, vindmøller, m.m.). Dette skal løbende vurderes og i nuværende regi er det nok i lav risikoscenariet med 0,4-0,7 mio. kr. / år. Der skal dog være fokus på at bygge anlæg fleksible, da udviklingen i markedet er uvist – der er brug for flere systemydelserne fremadrettet, spørgsmålet er om der tilsvarende er flere anlæg, der kan byde ind her. Strategisk lægges der op til, at man i de enkelte cases grundigt overvejer om potentialet skal regnes med i business case eller ej.

6.8.7 Andre elmarkeder

Specialreguleringsmarkedet er et marked, som ikke er vurderet i systemydelsesmodulet grundet manglende transparens i prismekanismen, så der ikke reelt kan regnes på, hvad indtægtpotentialet er her. Dette fungerer som et skyggemarked til mFRR-markedet, og kan være meget profitabelt. Markedet er samtidig i konstant udvikling, så der lægges strategisk op til at følge nøje med i

udviklingen af markedet og vurderer potentialet for varmepumper her – både special opregulering og nedregulering.

Af andre markeder kan der på sigt opstå lokale markeder for fleksibilitet, der sammen med aftaler omkring afbrydelighed og tariffer skal afhjælpe lokale flaskehalse i DSO-nettet. Dette er undersøgt i DREM-projektet⁷ (DSOéns rolle i energisystemet), hvor HOFOR har været med, og der foreslås at alle tre løsninger skal i spil for at løse fremtidens udfordringer med flaskehalse i DSO-nettet:

- Geografisk differentierede tariffer
- Afbrydelighedskontrakter med DSO
- Lokalt fleksibilitetsmarked

Projektet viste forskellige muligheder for at afbryde en varmepumpe, der sammen med varmfleksibilitet kunne levere en fornuftig ydelse til systemet. Der afventes dog fortsat et udspil fra DSO omkring klarere prissignaler, der indikerer, om anlæggene skal bygges fleksibelt. Hypotesen er dog, at det at kunne levere lokal fleksibilitet må have en højere værdi end fleksibilitet til det overordnede system.

De geografisk differentierede tariffer er et koncept, der i Tarifmodel 3.0 forventes at indføres. Dette kan betyde en del for, hvor der strategisk placeres varmepumper – specielt da København og hovedstadsområdet er defineret som et fremtidigt el-underskudsområde – dvs. at forbruget er markant højere end produktionen i området, og dermed kan det blive markant dyrere at installere elforbrugskapacitet i hovedstaden.

Den strategiske anbefaling for sammenspil fra varmepumpen i forhold til el- og varmemarkedet er at bygge anlæggene fleksible, samt sikre, at der er varmfleksibilitet til at understøtte fleksibel ageren på anlæggene. Mere konkret:

- a) Hurtig-regulerende varmepumper
- b) VAK-kapacitet (varmeakkumulatorer) og fleksible / afbrydelige kunder ("flexumers")

I a) anbefales det, ud fra resultaterne i EnergyLab Nordhavn projektet⁸ og arbejdet med FlexHeat varmepumpen, at man udbyder nye varmepumper med en "Smart-Grid option" – altså at anlægget skal have en særskilt styring til at kunne regulere hurtigere i forhold til at levere systemydelse, men stadig kunne slås fra til almindelig styring uden af ofte COP. Dette er set hos DIN Forsyning i Esbjerg, der har bestilt en fleksibel storskala varmepumpe.

⁷ <https://eudp.dk/projekter/dsoens-rolle-elmarkedet>

⁸ <http://www.energylabnordhavn.com/>

7. Miljøeffekter

Eldrevne varmepumper flytter miljøbelastningen fra brændsler og forbrænding til el. I det omfang el er produceret på vind, sol og biomasse kan man erklære varmeforsyningen CO₂-neutral. Det er dog endnu ikke tilfældet i dag, hvor typisk 25-40 % af elforbruget i Danmark er baseret på fossile brændsler.

Klimaeffekten af de anvendte kølemidler kan desuden være betydelig, og tilladte kølemidler er derfor reguleret ved lovgivning. Det medvirker til øget investering og lavere COP for varmepumperne.

CO₂-fortrængningspotentialiet afhænger af driftstimer, "elmix" og hvilken varmeproduktion der fortrænges. Men udbredelsen af varmepumper vil kunne sænke CO₂-udledningen i energiproduktionen. Det vil ske gennem et reduceret og grønnere brændselsforbrug (den nationale elektricitet er i stigende grad baseret på vedvarende energi) samt ikke mindst udnyttelsen af vedvarende varmekilder.

Der kan være miljøeffekter (andet end klimapåvirkning) som følge af den el, der skal bruges til at drive varmepumperne, som man skal være opmærksom på:

- Kølemiddel oplag (mængde) og lækage, herunder forurening af vandmiljø m.m. Derudover er der sikkerhedsaspekter ved brug af ammoniak, propan mv. som kølemiddel.
- Fælles for de fleste større varmepumpeanlæg i byområder er, at der er en støjproblematik, som skal håndteres. Jo større anlæg jo flere støjdæmpende foranstaltninger skal der typisk være. Varmekilden kan også have en betydning, hvilket især gælder udeluft, der ud over varmepumperne også har energioptagere, hvor blæserne bidrager til maskinstøjen. Støjen begrænses typisk ved at varmepumperne placeres i en bygning, der suppleres med ekstra lydisolering i det omfang, at det er nødvendigt.
- Umiddelbart vurderes, at konsekvensen af udtag og afkøling af varmekilderne ikke giver anledning til betydelige problemer. Store anlæg baseret på havvand giver behov for meget store vandflow, der kan påvirke nærmiljø herunder dyreliv og evt. give større anledning til isdannelse i kolde vinterperiode. Tillige skal man med store anlæg baseret på udeluft være opmærksom på for stor kuldepåvirkning af lokalområdet.
- Ved anvendelse af grundvand er der typisk krav om årlig energibalance og max./min. temperaturniveauer ift. op- og nedpumpning til grundvandsmagasinet.
- Stoffer, der hentes med op af undergrunden ved geotermi og grundvand. For geotermi kan det være tungmetaller, som i nogle tilfælde er radioaktive. For grundvand kan det være kvælstofindhold, der gør at vandet ikke må ledes til havet,

vandløb, søer etc. men skal føres tilbage til det samme grundvandsmagasin som det blev udvundet fra.

For store varmepumper, som for alle andre energiteknologier er det vigtigt at tænke sig om og forberede sig så godt som muligt, så varmepumpen fungerer efter hensigten og har minimale miljøeffekter både lokalt og globalt.

8. Konklusion

Opskalering af varmepumper og udrulning af store varmepumper er allerede godt i gang på det danske marked. Lovgivningen og afgiftstrukturer er i det store hele på plads, og der er generelt fornuftige varmekilder og business cases, så markedspotentialet er der også, ligesom de fleste større leverandører også er til stede i Danmark.

I Esbjerg hos DIN Forsyning er man allerede i gang med at bygge en 50 MW havvandsvarmepumpe, mens HOFOR i København planlægger en 20 MW havvandsvarmepumpe og Aalborg Forsyning er ved at udbyde en 100-125MW havvandsvarmepumpe. Desuden er der også for nylig i Aarhus truffet beslutning om at satse på geotermi kombineret med varmepumper og her forventes i alt ca. 100 MW fordelt på ca. 7 forskellige placeringer/anlæg á ca. 10-15 MW og generelt må der over de kommende år må forventes mange flere større varmepumpeprojekter i Danmark.

I hovedstadsområdet planlægges på nuværende tidspunkt mere end 100 MW nye varmepumper på forskellige varmekilder frem mod 2030 og frem mod 2050 er potentialet så stort som 1.200 MW, som analyseret i FFH50.

Der er dog også fortsat et behov for "proof of concept" af de store varmepumper, samt et større udviklingsbehov for store varmepumper til høje fremløbstemperaturer baseret på naturlige kølemidler, ligesom der fortsat mangler reelle driftserfaringer fra en lang række af de eksisterende større varmepumper specielt på andre varmekilder end luft.

Konkret og detaljeret vidensdeling er i den sammenhæng afgørende for at fremme teknologiudviklingen hos både fjernvarmeselskaber og varmepumpeleverandører.

Men overordnet set forventes det, at store varmepumper vil kunne levere et signifikant bidrag til den grønne omstilling af fjernvarme- og energisystemet i årene fremover.

Kilder:

- *Varmepumpedata.dk (Planenergi)*
- *FFH50 rapporter, 2021 (CTR, HOFOR, VEKS og Vestforbrænding)*
- *Kortlægning af effektpotentiale for store varmepumper. Fokus på lavtemperatur varmekilder i Hovedstadsområdet, 2020. (Leverance i SVAF projektet, EUDP)*
- *Teknologikatalog for produktion af el og fjernvarme, 2020 (Energistyrelsen)*
- *Drejebog og Inspirationskatalog for store varmepumpeprojekter i fjernvarmesystemet, 2017 (Energistyrelsen og Grøn Energi)*