

VARMEPLAN

Hovedstaden



Data for teknologier til produktion af varme

Baggrundsrapport til Varmeplan Hovedstaden 3

Oktober 2014



Indholdsfortegnelse

1	<i>Indledning</i>	5
2	<i>Resumé</i>	6
2.1	De eksisterende centrale kraftvarmeværker	6
2.2	Affaldsforbrændingsanlæg	6
2.3	Øvrige eksisterende anlæg	6
2.4	Ny fjernvarmeproduktionskapacitet	7
2.5	Varmeproduktionsomkostninger	7
3	<i>Eksisterende centrale og decentrale kraftvarmeværker</i>	11
3.1	Amagerværket	12
3.2	Avedøreværket	15
3.3	H.C. Ørsted Værket	17
3.4	Svanemølleværket	20
3.5	Køge Kraftvarmeværk	21
4	<i>Eksisterende affaldsforbrændingsanlæg</i>	25
4.1	Amager Ressource Center	25
4.2	Vestforbrænding	27
4.3	KARA/NOVEREN	28
5	<i>Øvrige eksisterende anlæg</i>	31
5.1	Margretheholm geotermisk demonstrationsanlæg	31
5.2	Lynettefællesskabet	31
5.3	Spids- og reservelastkedler	32
5.4	Varmelagre	32
5.5	Solrød Biogas	33
6	<i>Ny fjernvarmeproduktionskapacitet</i>	35
6.1	Gasfuret combined cycle eller single cycle anlæg	35

6.2	Biomassekraftvarme og -varmekedler	36
6.3	Affaldsforbrænding	40
6.4	Biogas fra grønt affald	42
6.5	Geotermi.....	43
6.6	Solvarme til fjernvarmesystemer	45
6.7	Store varmepumper	48
6.8	Elpatroner	53
7	<i>Sæsonenergilagre</i>	<i>55</i>
7.1	Lagring af varmt vand	55
7.2	Mellemlagring af affald	57
7.3	Geotermisk varme som lager	58
8	<i>Samspil mellem lavtemperaturfjernvarme og produktionsteknologier ...</i>	<i>59</i>
8.1	Nuværende fjernvarmetemperaturer	59
8.2	Lavtemperaturfjernvarme	59
8.3	Samspil med produktionsteknologier	60
9	<i>Individuelle anlæg.....</i>	<i>61</i>
9.1	Varmepumper	61
9.2	Naturgasfyr	62
9.3	Træpillefyr	63
9.4	Økonomi for individuelle forsyningsløsninger.....	63
	<i>Bilag 1: Sammenhæng mellem fjernvarmetemperaturer og virkningsgrader .</i>	<i>65</i>

1 Indledning

Varmeselskaberne CTR, HOFOR og VEKS gennemfører i 2012-2014 projektet *Varmeplan Hovedstaden 3* om den fremtidige varmforsyning i hovedstadsområdet. Denne bilagsrapport beskriver de energiteknologiske muligheder og økonomiske og tekniske for varmeproduktionsteknologier.

Sigtet med rapporten har været at understøtte projektets hovedformål om at sikre, at anvendelse af større mængder VE indpasses i systemet til bedst mulig gavn for varmekonsumenterne og samfundet. Udover at beskrive de eksisterende produktionsanlæg, har der således været lagt særlig vægt på teknologier, der kan benyttes til varmeproduktion på grundlag af VE.

Der er i projektet ikke inddraget teknologier til rensning af CO₂ fra kraftværkernes røggas, de såkaldte CCS-teknologier, primært fordi de første demonstrationsanlæg først kan være i drift i 2020, og det derfor stadig vurderes at være en kommercielt usikker teknologi. Hertil kommer tab af virkningsgrad og øget ressourceforbrug. Endelig er der ikke oplagte steder i undergrunden i nærheden af hovedstadsområdet, hvor CO₂ kan lagres.

Rapporten skelner på den ene side mellem eksisterende anlæg og mulige teknologier for fremtidig produktion og på den anden side mellem fjernvarmeanlæg og individuelle anlæg og teknologier. "Individuelle" er til énfamilieboliger.

Data for eksisterende anlæg er opstillet i dialog med anlægsejerne og er ikke offentlige. I denne rapport er der vist offentlige data for anlæggene i det omfang, at de har været tilgængelige. De offentlige data afviger indimellem lidt fra de data, som er anvendt i analyserne. For nye teknologier er data i hovedsagen taget fra Energistyrelsens og Energinet.dk's teknologikatalog fra 2012¹. Hvor dette katalog ikke har været tilstrækkeligt, har Ea Energianalyse opdateret med data fra andre kilder.

De anførte priser er opgjort i 2012-priser med mindre andet specifikt fremgår.

¹ Energistyrelsen: "Technology Data for Energy Plants - Generation of Electricity and District Heating, Energy Storage and Energy Carrier Generation and Conversion", maj 2012, revideret oktober 2013.

2 Resumé

Baggrundsrapporten om teknologier til produktion af varme gennemgår de forskellige muligheder for omlægning til VE-baserede teknologier i hovedstadsområdet på kort og lang sigt. Nedenfor gives et kort resumé af de forskellige teknologiske muligheder, og endvidere er der inkluderet en analyse af teknologernes indbyrdes konkurrenceforhold.

2.1 De eksisterende centrale kraftvarmeværker

De store centrale kraftværksblokke på Amager og på Avedøre kan i dag fyre med kul, olie, naturgas og forskellige typer biomasse.

Amagerværkets blok 1 og hovedkedlen på Avedøreværkets blok 2 kan fra 2015 begge anvende 100 pct. træpiller. Det vurderes ligeledes, at Amagerværkets blok 3 samt Avedøreværkets blok 1 kan ombygges til at kunne fyres med 100 pct. træpiller eller træflis. Én væsentlig udfordring i denne sammenhæng er sandsynligvis etablering af faciliteter til modtagelse og lagring af træpiller eller træflis i tilstrækkeligt omfang til at anvende 100 pct. biomasse i en længere periode i vintermånederne. Derudover kan det ligeledes være en udfordring at tilpasse den eksisterende kulbaserede anlægsteknologi til biomasse.

På de to øvrige centrale kraftværker, Svanemølleværket og H.C. Ørsted Værket vurderes mulighederne for omstilling til fast biomasse at være begrænsede, bl.a. pga. den bolignære beliggenhed og tilkørselsforholdene.

2.2 Affaldsforbrændingsanlæg

Godt 25 pct. af den samlede fjernvarmeleverance i hovedstadsområdet blev i 2012 produceret på affaldsforbrændingsanlæggene på Amager, i Glostrup og i Roskilde. Hertil kommer i mindre grad varme fra rensningsanlæg.

Ny forbrændingskapacitet er nødvendig i de kommende år som erstatning for ældre og udtjente blokke. KARA/NOVEREN har i 2013 idriftsat en ny enhed, og Amager Ressource Center har påbegyndt opførelsen af to nye ovne, som skal erstatte det eksisterende anlæg. Det antages, at evt. nye anlæg i hovedstadsområdet herudover etableres som moderne affaldsfyrede kraftvarmeanlæg med høj elvirkningsgrad og røggaskondensering.

2.3 Øvrige eksisterende anlæg

Ud over de centrale kraftvarmeværker og affaldsforbrændingsanlæg er der i Hovedstadsområdet også en række mindre varmeproducerende anlæg.

Det geotermiske demonstrationsanlæg på Margretheholm leverer ca. 24 MJ/s, hvoraf de 13 MJ/s er varme fra undergrunden, der anvendes 11 MJ/s drivvarme og 1,5 MW el.

Fra rådnetanke på renseanlægget Lynetten produceres biogas, som afbrændes, og en del af varmen herfra anvendes i processen. Der er dog også en mængde overskudsvarme herfra. Derudover leverer forbrænding af slam også overskudsvarme til fjernvarmenettet. I 2012 blev det til 189 TJ, som leveres til fjernvarmenettet.

Desuden findes en række spidslastkedler samt varmelagre på Amagerværket og Avedøreværket.

2.4 Ny fjernvarmeproduktionskapacitet

Der er en række mulige varmeproduktionsteknologier, som kunne komme i spil ved udbygning/erstatning af eksisterende kapacitet. I nærværende rapport behandles følgende:

- Naturgas/grøn gas anvendt i turbine anlæg
- Biomasse i dampturbineanlæg eller kedelanlæg
- Affaldsforbrænding
- Biogas
- Geotermi
- Solvarme
- Varmepumper
- Elpatroner

Der er alene fokuseret på teknologier, der kan indgå i et energisystem baseret på vedvarende energi. Regeringen har en målsætning om, at el- og varmeforsyningen skal være 100 % VE-baseret i 2035, og fjernvarmeselskaberne i hovedstadsområdet har sat sig som mål, at fjernvarmen skal være CO₂-neutral i 2025.

2.5 Varmeproduktionsomkostninger

For at kunne foretage en indledende sammenligning af de forskellige varmeproduktionsteknologier er der i projektet beregnet langsigtede varmeproduktionsomkostninger. Der er i disse indledende beregninger ikke benyttet en systembetragtning, men taget udgangspunkt i 5.000 fuldlasttimers drift for alle teknologier². Det skal bemærkes, at der er nogen usikkerhed om kapitalom-

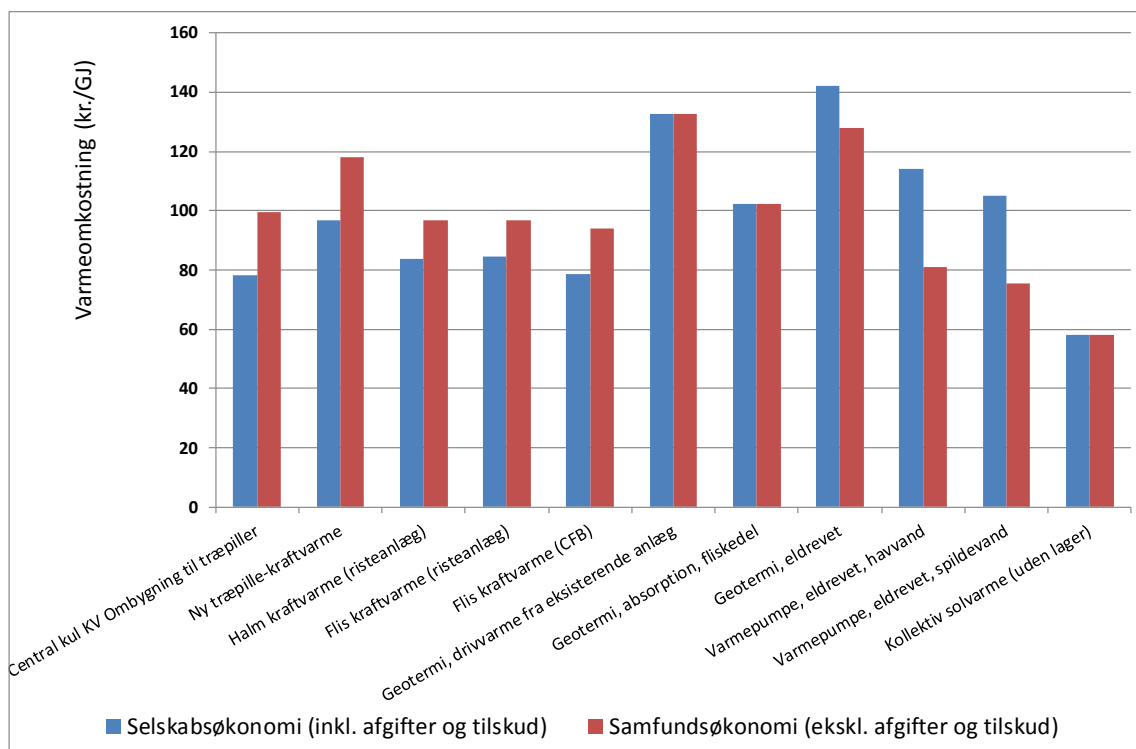
² Dog ikke for solvarme, hvor der er benyttet en typisk varmeproduktionsprofil.

kostninger og effektivitet, især for varmepumper og geotermianlæg. Beregningerne er udført for nedslagsåret 2025 for at vise et eksempel på konkurrenceforholdet mellem de forskellige varmeproduktionsteknologier i perioden frem mod 2035. Omkostningsniveauet og konkurrenceforholdet er ikke markant anderledes i 2020 eller 2035.

Til beregning af varmeproduktionsomkostninger er der anvendt samme forudsætninger for teknologidata, brændselspriser, CO₂-kvotepris, elpris, afgifter, eltariffer og eltilskud som i projektets scenarieberegninger³. Figur 1 viser de resulterende varmeproduktionsomkostninger for teknologierne med indtægterne fra elsalget inkluderet. Der er i nedenstående figur vist varmeproduktionsomkostninger med afgifter og tilskud (selskabsøkonomi) og uden afgifter og tilskud (samfundsøkonomi). I de samfundsøkonomiske omkostninger er der ikke her regnet med nettoafgiftsfaktoren eller med skatteforvridningstab.

Beregningen er her som nævnt udført med 5.000 fuldlasttimers drift for at kunne sammenligne teknologierne på et ensartet grundlag. 5.000 fuldlasttimer svarer til, at anlægget er et grundlastanlæg og derfor har ret stor varmeproduktion i løbet af året. Beregningen kan kun tjene til en indledende sammenligning af teknologierne og viser forskellen, når det antages, at teknologierne anvendes til grundlast. En mere nuanceret sammenligning vil kun kunne ske ved systembetragtninger, der bl.a. tager hensyn til varmemeforbrugets variation hen over året, og at der derfor er behov for både grund-, mellem- og spidslastanlæg.

³ Det betyder, at der for ombygning af kul til biomasse er indregnet levetidsforlængelse og lidt højere omkostninger til ombygning end i teknologikataloget, og at der også til geotermi er regnet med højere omkostninger end i Teknologikataloget.



Figur 1: Varmeproduktionsomkostninger for teknologier i 2025 med 5.000 fuldlasttimer. Nettoomkostninger med fradrag af indtægter fra elsalg og beregnet inkl. nødvendige investeringer og faste D&V-omkostninger. I de samfundsøkonomiske omkostninger er ikke her regnet med nettoafgiftsfaktoren eller med skatteforvriddningstab.

Alle teknologier indeholder kapitalomkostninger⁴. Ved ombygning af et kulfyret kraftvarmeværk til fyring med træpiller er der medregnet omkostningerne i forbindelse med ombygningen og til levetidsforlængelse. Kraftvarmeteknologierne har indtægter ved salg af kraftvarmebaseret el i elmarkedet, herunder eltillskud ved VE-baseret elproduktion, men der er ikke indregnet mulighed for udtags- eller kondensdrift. På anlæg med kondensmulighed kan der opnås indtjening i elmarkedet uafhængigt af fjernvarmeforbruget, men med den indregnede udvikling i biomasse- og elpriser vurderes denne gevinst at være meget begrænset.

Det fremgår, at som grundlastteknologi har biomasseteknologierne de laveste selskabsøkonomiske varmeproduktionsomkostninger, og at varmepumper og geotermi ligger noget højere. Samfundsøkonomisk har varmepumper de laveste omkostninger. Solvarme uden lager har de laveste omkostninger, men denne teknologi er begrænset af, at den har størst produktion om sommeren, hvor fjernvarmeforbruget er lavest.

⁴ Der er regnet med en levetid på 20 år og en realrente på 4 %.

Varmeproduktionsomkostningerne ovenfor er beregnet med 5.000 fuldlasttimer, dvs. der er regnet med, at de udgør grundlast i varmesystemet, og at de foruden vintermånederne således også leverer fjernvarme i forår og efterår. Hvis anlæggene i højere grad skal fungere som spids- eller mellemlastanlæg med 2.000 – 3.000 fuldlasttimer vil det i højere grad være teknologier med lave kapitalomkostninger, der har de laveste samlede varmeproduktionsteknologier. F.eks. øges konkurrencedygtigheden af varmepumper i så fald sammenlignet med nye, biomasseanlæg.

3 Eksisterende centrale og decentrale kraftvarmeværker

Alle eksisterende anlæg er beskrevet med en detaljeringsgrad, der som minimum svarer til Balmorel-modellens detaljeringsgrad. Anlæggene er beskrevet i de følgende 3 kapitler, hvor alle data er baseret på offentlige kilder.

Der er i dag fire centrale kraftværkspladser i hovedstadsområdet:

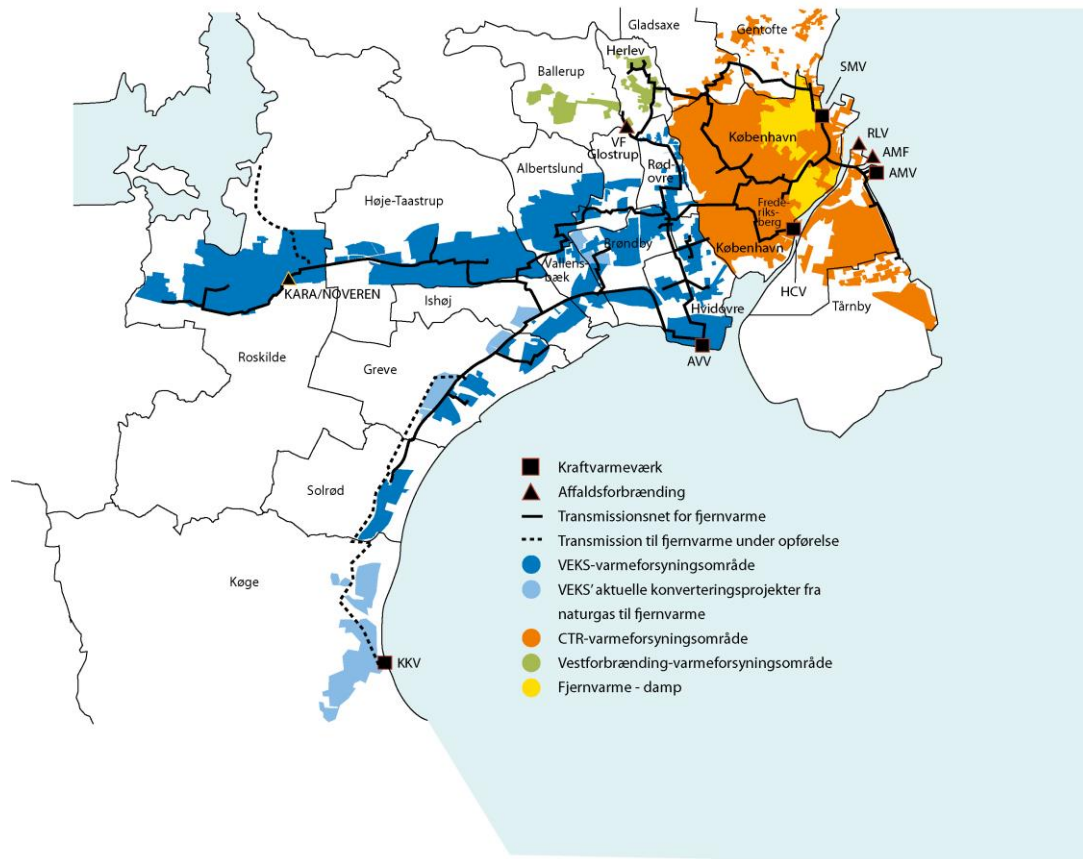
- Amagerværket med to blokke AMV1 og AMV3
- Avedøreværket med to blokke AVV1 og AVV2
- H.C. Ørsted Værket med to blokke HCV7 og HCV8 plus to spidslastenheder (HCV21 og HCV22)
- Svanemølleværket med to spidslastenheder (SMV21 og SMV22)

Blandt disse forventes følgende stadig at være i drift i 2025:

- AMV1 og AMV3
- AVV1 og AVV2
- De to spidslastenheder på HCV
- De to spidslastenheder på SMV.

I projektets modelberegninger antages det, at HCV7 ikke er i drift efter 2015. HCV7 kan levetidsforlænges ud over 2015, men det vil kræve betydelige investeringer. Fra 2015 lever HCV7 ikke op til kravene i direktivet for store fyringsanlæg. For at kunne klare kravene vil det kræve deNOx, ny SRO og støvfilter, og blokken vil skulle køre fortrinsvis på naturgas.

De 4 kraftvarmeværker er vist på nedenstående figur, hvor også placeringen af Køge Kraftvarmeværk og de 3 affaldsforbrændingsanlæg, Amager Resource Center, Vestforbrænding og KARA/NOVEREN er vist.



Figur 2: Placeringen af de 8 anlæg. Centrale kraftvarmeværker: Svanemølleværket (SMV), Amagerværket (AMV), H. C. Ørsted Værket (HCV) og Avedøreværket (AVV). Affaldsforbrænding: Amager Ressource Center (AMF), KARA/NOVEREN og Vestforbrænding (VF). Decentrale kraftvarmeværker: Køge Kraftvarmeværk (KKV).

De fire centrale kraftvarmeværker og det decentrale værk – Køge Kraftvarmeværk - er beskrevet i det følgende.

3.1 Amagerværket

Amagerværket blev idriftsat i 1971 og er placeret ved Amagers østkyst nord for Prøvestenshavnen. Her er der i dag to blokanlæg i drift, nemlig blok 1 fra 1971 og blok 3 fra 1989. Blok 1 blev ombygget til biomassefyring i 2009. Værkets blok 2 fra 1972 blev ombygget til biomassefyring i 2003, men taget ud af drift i 2009, da blok 1 blev omstillet til biomasse. HOFOR har fra 1. januar 2014 overtaget ejerskabet af Amagerværket fra Vattenfall.



Figur 3: Amagerværket. Fotograf: Christina Tornquist.

Aktuelt er der således to blokke i drift⁵:

- AMV1; netto-kapacitet på 68 MW el og 250 MJ/s varme, når anlægget fyres med biomasse.
- AMV3; kulfyret med nettokapacitet 250 MW el og 330 MJ/s varme.

Værket har gode pladsforhold, både til en ny blok nordvest for eksisterende blokke samt til brændselslager. Værket har endvidere gode havnefaciliteter, der kan anløbes af skibe på ca. 40.000 tons.

⁵ Kilde til data: HOFOR's hjemmeside: <http://www.hofor.dk/amagerværket/daglig-planlægning-af-varme-produktionen/>

AMAGERVÆRKET

AMV1

Nyt anlæg, i drift fra 2010. Kan fyres med kul, biomasse (piller) og olie. Anlægget har i en periode været fyret med halm- og træpiller, men i dag anvendes helt overvejende træpiller.

Hvis anlægget fyres med biomasse har det en nettokapacitet på 68 MW el og 250 MJ/s varme.

Modtryksturbinanlæg med udelukkende højtryksturbiner. Anlægget har derfor forholdsvis lav elvirkningsgrad på ca. 20 % på biomasse.

Fjernvarme leveres som damp gennem tunnelen (i drift fra 2010) under Københavns Havn, samt til det vandbaserede system gennem en hybridveksler.

AMV3

I drift 1989; ved idriftsættelsen teknologisk identisk med Avedøreværkets blok 1. 250 MW el og 330 MJ/s varme. Udtagsanlæg fyret med kul (primært) og olie.

Planlagte og mulige ændringer

HOFOR planlægger at omstille AMV3 til træflis.

Nedenfor ses et oversigtsbillede over Kraftværkshalvøen, hvor Amagerværket ligger i den nordøstlige ende.



Figur 4: Amagerværket (til højre) set lodret oppefra. Amager Ressource Center til venstre. Bemærk angivelse af verdenshjørner i øverste hjørne til højre. Der er havn på begge sider af værket. Havnen nederst på billedet er dybest (12 m). Der kan indsejles ca. 45.000 tons kul ad gangen i skibe. Havnen øverst i billedet er 6 m dyb. Der vil være mulighed for at udvide arealet mod nord-vest, i retning mod Lynetten, eller mod nord-øst.

En beskåret udgave af dette billede med Amagerværket uden omgivelser, er vist nedenfor. Amagerværkets blok 2 blev mølposelagt i 2009, og pladsen kan benyttes fremadrettet.



Figur 5: Amagerværket i nærbillede. **Blok 1 (2010)**: Modtryksanlæg. Kedelhus og maskinhus, som er fælles med blok 2, er markeret på figuren. Blokken er oprindeligt fra 1971 men blev totalrenoveret i perioden 2004-2008, hvortil der blev bygget et røggasrensningsanlæg (markeret på figuren) samt en ny skorsten (oven for miljøanlægget). **Blok 2 (2003)**: Udtagsanlæg. Kedelhus samt maskinhus, som er fælles med blok 1. **Blok 3 (1989)**: Udtagsanlæg. Maskinhus, kedelhus og røggasrensning ligger ovenfor for blok 1 og blok 2 på figuren. **Varmelageret** ses øverst til venstre. **Kulpladsen** har plads til ca. 500.000 tons kul. **Biomassepiller** langtidsopbevares i bygningen som ses til højre for blok 1's nye miljøanlæg på figuren. Neden under bygningen ses arbejdssiloen (korttidslager). Nederst i midten af billedet er et skib i færd med at losse piller. **Olietankene** er de 3 hvide cirkler øverst i midten. Olien anvendes udelukkende til opstart. Det skraverede område øverst til venstre tilhører ikke HOFOR.

3.2 Avedøreværket

Avedøreværket ligger på Avedøre Holme syd for København og består af to kraftværksblokke, AVV1 fra 1990 og AVV2 fra 2001. Den samlede produktionskapacitet for Avedøreværkets to blokke er på ca. 800 MW el og ca. 920 MW

varme⁶. Avedøreværket er ejet af DONG Energy.



Figur 6: Avedøreværket. Foto hentet fra DONG Energys hjemmeside.

AVV1 benytter primært kul, mens AVV2 kan fyre med flere forskellige former for brændsler: naturgas, olie, halm og træpiller.

Havnen ved Avedøreværket kan anløbes af skibe op til ca. 9.500 tons og pramme. Værket ligger tæt ved Køge motorvejen, hvorpå halm tilkøres.

AVEDØREVÆRKET

AVV1

I drift 1990; ved idriftsættelsen teknologisk identisk med Amagerværkets blok 3. 250 MW el og 331 MJ/s varme. Udtagsanlæg fyret med kul (primært) og olie.

AVV2

Blokken er fra 2002 og er ligeledes et udtags-kraftvarmeværk, der kan fyres med olie, naturgas og træpiller. Desuden er der tilkoblet en halmfyret dampkedel, der leverer damp til dampturbinen, samt to gasturbiner (disse enheder kan ikke køre selvstændigt – uden hovedkedlen). Blokken kan yde 543 MW el (kondensationsdrift) og 587 MJ/s varme (modtryksdrift).

Nedenfor ses et luftfoto af Avedøreværket, hvorpå værkets forskellige tekniske anlæg og brændselslagre er angivet.

⁶ De opgivne data for Avedøreværket er fra Miljøregnskab 2013 for Avedøreværket fra DONG Energy.



Figur 7: Avedøreværket. **Blok 1** (1990) er et udtagsanlæg, som er den højre blok på fotoet ovenfor. Turbiner, generator og kondensator samt kedel er placeret i den øverste bygning. I den nederste bygning findes askeudskiller og afsvovlingsanlæg. **Blok 2** (2002) er placeret til venstre for blok 1 på fotoet. Turbinerne (øverst, øverste bygning) bliver forsynet med damp fra hovedkedlen (øverste bygning), fra gasturbiner (sidebygning til øverste bygning) og biomassekedel (halm), som er placeret nederst i nederste bygning. I nederste bygning er askeudskiller og afsvovling ligeledes placeret. Nederst til venstre oplagres halm. Til højre for blokkene opbevares kul. Længere til højre opbevares aske. På grunden til venstre for de to blokke er der mulighed for placering af en tredje blok. Der er gode adgangsveje for landtransport via Køge Bugt-motorvejen. Havnens dybde på 7 m, begrænser adgangen for søtransport. **Varmelageret** ses øverst til venstre. **Træpiller** opbevares i de to langtidslagre og i arbejdssiloen (korttidslager), som ses til højre i billedet. **Olietankene** er de 2 hvide cirkler øverst i midten. Olien kan anvendes til opstart og i hovedkedlen.

3.3 H.C. Ørsted Værket

H.C. Ørsted Værket, som ligger i Københavns Sydhavn, blev sat i drift i 1920 og var dengang Danmarks største elværk. Kul var det vigtigste brændsel indtil 1994, hvor værket blev ombygget til at fyre med naturgas. H.C. Ørsted Værket er ejet af DONG Energy.



Figur 8: H.C. Ørsted Værket. Fotograf: Christina Tornquist.

Værket havde oprindeligt flere dampkedler og dampturbiner tilkøbet fælles damp-samleskinne samt en dieselmotor. I dag består værket af to kraftvarmeanlæg samt to spidslastkedler. Den samlede effekt er 98 MW el og 198 MJ/s fjernvarme for kraftvarmeanlæggene. Dertil kommer spidslastkedler på i alt 200 MJ/s⁷.

⁷ De opgivne data for H.C. Ørstedværket er fra Miljøregnskab 2013 for H.C. Ørstedværket fra DONG Energy.

H.C. ØRSTED VÆRKET

HCV7

Etableret 1985 som kulkedel, senere ombygget til gas/fuelolie. Modtryks dampturbine med dampudtag til fjernvarme. HCV7 leverer fjernvarmen som vand eller damp (12 bar).

HCV7 kan levetidsforlænges ud over 2015; dette vil dog kræve deNOx + ny SRO + støvfilter (pga. kravene i direktivet om store fyringsanlæg); vil skulle køre fortrinsvis på naturgas.

HCV8

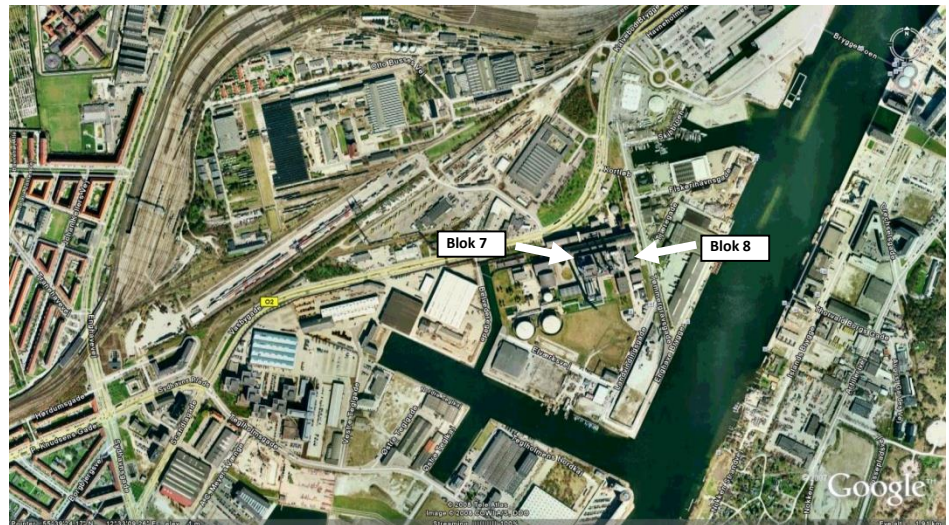
Etableret 2004 (flyttet fra Næstved). Anlægget består af gasturbine og tilsatsfyring (efterbrænder i røggassen). Fjernvarmen produceres som damp og leveres som damp og vand. Desuden har gasturbinen en vis tvangsvandproduktion på grund af lejekøling.

HCV8 kan fortsat være i drift i 2025, men der kræves investeringer i levetidsforlængelse.

HCV21 og HCV22

2 naturgasfyrede spidslast varmekedler (kedel 21 og 22), på tilsammen 200 MJ/s (som damp).

Ifølge kommuneplanen for Københavns Kommune er der åbnet mulighed for boligbyggeri tæt på H.C. Ørsted Værket, hvilket kan skabe udfordringer med at fastholde kraftvarmeproduktionen på denne plads.



Figur 9: H.C. Ørsted Værket. Værket med omgivelser, herunder adgangsveje. Oven for værket ses ring 2. Der er også adgang fra vandsiden. Blok 7 (1985) indeholder modtryks dampturbine, gasfyret kedel og askeudskiller. Blok 8 (2004) består af en gasturbine + tilsatsfyring. Derudover 2 gasfyrede kedler (2006) til spidslast varmeproduktion. De to store hvide cirkler er olietanke. Kulpladserne til venstre og neden for værket anvendes ikke længere.

3.4 Svanemølleværket

Svanemølleværket ligger i Københavns Nordhavn og var tidligere et kulfyret kraftvarmeværk, men blev i 1985 ombygget til naturgas- og oliefyring. Værket blev sat i drift i 1953, oprindeligt med flere dampkedler og dampturbiner tilkoblet fælles damp-samleskinne. I 2013 lukkede den sidste kraftvarmeenhed (blok 7), og der er i dag kun to spidslastkedler tilbage. Svanemølleværket er ejet af DONG Energy.



Figur 10: Svanemølleværket. Fotograf: Christina Tornquist.

Værket blev for nogle år siden ombygget og råder nu over 2 nye spidslastkedler, som alle fjernbetjenes fra H.C. Ørsted Værket⁸.

SVANEMØLLEVÆRKET

SMV21 og SMV22

2 gasfyrede spidslastkedler producerer til sammen 256 MJ/s.

Nedenfor er vist et luftfoto af Svanemølleværket, hvor adgangsveje til værket fremgår.



Figur 11: Svanemølleværket med adgangsveje (ring 2 ses øverst til venstre for værket). Der er ingen opbevaringsplads ved værket og derfor er det ikke muligt at anvende biomasse. Nederst til højre ses tank til letolie.

3.5 Køge Kraftvarmeværk

Køge Kraftvarmeværk er beliggende ved havnen i Køge og består af 2 træfyrede blokke, hvor blok 7 blev idriftsat i 1987 og blok 8 i 1999. Værket blev oprindeligt etableret af Junckers Industrier for at levere procesdamp til trægulvproduktion. I 2001 overtog Energi E2 værket og opførte samtidig en biopillefabrik ved siden af. I 2006 overgik værket til DONG Energy, og siden 1. maj 2012 er det ejet af VEKS. VEKS har leveret input og data til dette afsnit om Køge Kraftvarmeværk.

⁸ Data for spidslastkedlerne er fra DONG Energy's hjemmeside: http://www.dongenergy.com/da/forretningsaktiviteter/generation/aktiviteter/centrale_kraftvaerker/pages/svanemoellevaerket.aspx



Figur 12: De to blokke på Køge Kraftvarmeværk ses med de to høje skorstene i midten.

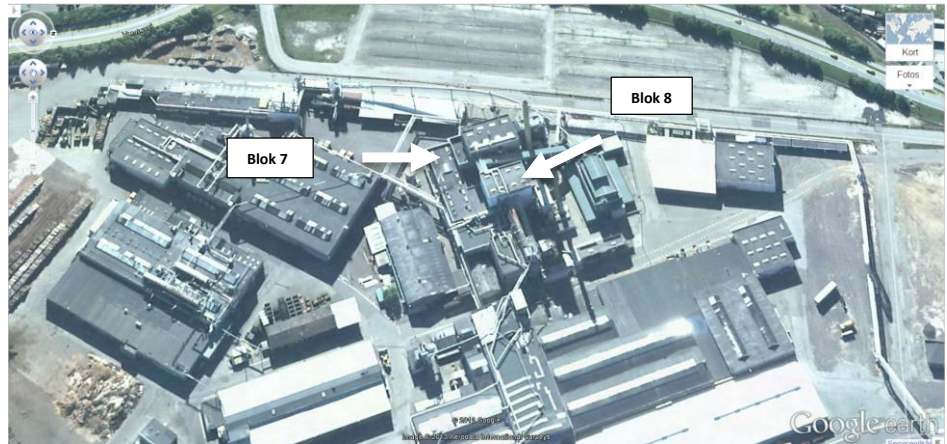
Blok 7 har været taget af drift (i "mølpose"). Er nu ombygget, og er fra starten af 2013 sat i drift som modtryksanlæg. En større revision og ombygning af blok 8 er sket i løbet af 2013 og 2014. I december 2013 begyndte KKV at levere fjernvarme til de første storkunder i forbindelse med den igangværende etablering af fjernvarme i Køge. Etableringen af en fjernvarmeledning til det øvrige VEKS system fra Køge til Solrød forventes tilendebragt i løbet af 2014.



Figur 13: Køge Kraftvarmeværk og Junckers Industrier i Køge. Kraftvarmeværket fyres hovedsageligt med træflis og træaffald (træstøv) fra gulvproduktionen på Junckers fabrikker. Den røde cirkel på billedet markerer kraftvarmeværkets eget træflislager.

Blok 8 har tidligere været udtagsanlæg, men er blevet ombygget til modtryksanlæg for at levere varme til fjernvarmekunderne i Køge, og i løbet af 2014 også til resten hovedstadsområdet fjernvarmenet. Hver kedel har egen

dampturbine og generator, og kedlerne fyres med diverse træbrændsler som træflis, savsmuld, træspåner og slibestøv fra Junckers gulvfabrik. Før etablering af fjernvarme har driften været baseret på damplevering til Junckers' fabrik, som i de senere år til tider har været under værkets minimumslast.



Figur 14: Køge Kraftvarmeværk med blok 7 og blok 8.

KØGE KRAFTVARMEVÆRK

KKV7

Etableret i 1987 for at levere procesdamp til Junckers' gulvfabrik. Dampen føder en dampturbine med diverse udtag af procesdamp ved forskellige tryk. Eleffekten er 8 MW, og varmekapaciteten er 32 MJ/s efter ombygning til fjernvarmedrift.

KKV8

Etableret i 1999. Dampen føder en dampturbine med udtag af procesdamp i højtryksturbinen ved 14 bar og før lavtryksturbinen ved 4 bar. Eleffekten er 14 MW og varmekapaciteten er 33 MJ/s efter ombygning til fjernvarmedrift.

Planlagte og mulige ændringer:

- KKV7 er i starten af 2013 taget i drift efter en større renovering.
- KVV8 har været taget ud af drift til turbinerevision og ombygning, hvor kondensatoren er udskiftet med en fjernvarmeveksler.
- Ombygningen af begge produktionsenheder og tilslutningen til fjernvarmenettet forventes at være helt tilendebragt i løbet af 2014.
- VEKS forventer, at begge enheder er i drift til og med 2027, hvorefter ny kapacitet skal overvejes.

4 Eksisterende affaldsforbrændingsanlæg

Der er tre affaldsforbrændingsanlæg tilknyttet hovedstadsområdets fjernvarmesystem:

- Amager Ressource Center
- Vestforbrænding, Glostrup
- KARA/NOVEREN, Roskilde

Amager Ressource Center og Vestforbrænding ejer og driver i fællesskab deponi og mellemlager AV Miljø på Avedøre Holme.

4.1 Amager Ressource Center

Amager Ressource Center (tidligere Amagerforbrænding) blev etableret i 1971 og ligger nær Amagerværket. Amager Ressource Center (ARC) er ejet af kommunerne Dragør, Frederiksberg, Hvidovre, København og Tårnby⁹.



Figur 15: Amager Ressource Center. I baggrunden ses Amagerværket. Foto er taget fra Amager Ressource Centers hjemmeside.

⁹ Data for det eksisterende anlæg er taget fra ARC's hjemmeside: <http://www.a-r-c.dk/affald-til-ressourcer/energiproduktion>

AMAGER RESSOURCE CENTER

Anlægget, etableret i 1971, består af 4 identiske ovne, der hver kan forbrænde 15 tons affald pr. time. Alle ovne leverer damp (380 °C og 48 bar) til en fælles dampskinne, der føder to modtryksdampmaskiner, én på 8 MW og én på 20 MW (brutto). Den samlede nettoeffekt er 24 MW. 3 ovne er nok til at føde maskinerne, så den fjerde ovn kan derfor opfattes som rent varmeproducerende. Damp kan bypasses maskinerne og ledes direkte til fjernvarme.

Om sommeren (uge 22-40) er der perioder hvor den fjerde ovn ikke kan benyttes, da fjernvarmesystemet ikke kan aftage så meget varme. Den ekstra ovn kan dog i denne periode afsættes i dampsystemet gennem en etableret forbindelse til skakten på Amager. Om vinteren kan leveres 120 MJ/s.

Planlagte og mulige ændringer

Amager Ressource Center planlægger etablering af ny forbrændingskapacitet på 70 tons/h på den eksisterende lokalitet på Kraftværksvej. Imidlertid vil anlægget være begrænset til 60 tons/h pga. den politiske aftale, som blev indgået i forbindelse med anlægsbeslutningen. Anlægget planlægges forsynet med røggaskondensation og varmepumper.

I nedenstående figur er vist et luftfoto af Amager Ressource Center.



Figur 16: Amager Ressource Center er placeret sydvest for Amagerværket. Pilen markerer bygningen med de fire identiske ovnlinjer, som kan operere uafhængigt af hinanden.

4.2 Vestforbrænding

Vestforbrænding ligger i Glostrup og er Danmarks største affaldsforbrændingsanlæg. I 2012 blev der brændt 521.000 tons husholdnings- og erhvervsaffald fra borgere og virksomheder i ejerkommunerne. Vestforbrænding er ejet af 19 kommuner: Albertslund, Ballerup, Brøndby, Egedal, Furesø, Frederiksund, Gentofte, Gladsaxe, Glostrup, Gribskov, Halsnæs, Herlev, Hillerød, Høje-Taastrup, Ishøj, København, Lyngby-Taarbæk, Rødovre og Vallensbæk.



Figur 17: Vestforbrænding i Glostrup. Foto er taget fra Vestforbrændings hjemmeside.

VESTFORBRÆNDING

Vestforbrænding har 2 moderne ovne fra 1999 og 2005, med en samlet kapacitet på 500.000 tons årligt. 2 ældre ovne fra 1970'erne er blevet taget ud af drift.

Anlæg 5

Kraftvarmeanlæg indviet i 1998, brænder 26 tons affald i timen. Anlægget er udstyret med røggaskondensering. Ydelse med røggaskondensering: 17 MW elektricitet + 70 MJ/s varme. Elvirkningsgrad med røggaskondensering: 20 %.

Anlæg 6

Kraftvarmeanlæg indviet 2005, brænder 35 tons affald i timen. Ydelsen er 22 MW elektricitet og 73 MJ/s varme. El-virkningsgrad: 20 %.

Data i ovenstående tabel er oplyst til VPH3 af Vestforbrænding. Nedenstående figur viser et luftfoto af Vestforbrænding.



Figur 18: Vestforbrændings anlæg i Glostrup består af to ovnlinjer (bygningen markeret af pilen). Anlæg 5 tager 26 tons pr. time mens anlæg 6 tager 35 tons pr. time. Affaldet læsses af i en 100 m lang, 10 m bred og 20 m dyb affaldstragt som er placeret i bygningen øverst til højre.

4.3 KARA/NOVEREN

KARA/NOVEREN er et affaldsselskab, der behandler affald for borgere og virksomheder i ni kommuner på Sjælland. KARA/NOVEREN er et interessentsel-

skab, der ejes af ni kommuner: Greve Kommune, Holbæk Kommune, Kalundborg Kommune, Køge Kommune, Lejre Kommune, Odsherred Kommune, Roskilde Kommune, Solrød Kommune og Stevns Kommune¹⁰.

KARA/NOVEREN – ROSKILDE FORBRÆNDING

KARA/NOVEREN har i dag to ovnlinjer, ovn 5 og ovn 6. De ældre ovn 3 og ovn 4 er lukket ned ved idriftsættelse af ovn 6.

Ovn 5

Fra 1999, forbrændingskapacitet 20 tons/time, kraftvarme.

Ovn 6 (Energitårnet)

Er idriftsat i 2013, forbrændingskapacitet på 25 tons/time, kraftvarme.

Efter KARA's fusion med NOVEREN i januar 2007 blev affaldsoplandet udvidet til også at omfatte den nordlige del af Vestsjælland. Det betyder, at KARA/NOVEREN servicerer et stort område uden for hovedstadsområdet.

I nedenstående figur er vist et luftfoto af forbrændingsanlægget i Roskilde.



Figur 19: KARA/NOVEREN med adgangsveje. Billedet viser anlægget under etableringen af det såkaldte Energitårn og ovn 6.

¹⁰ Forbrændingskapaciteten på KARA/NOVEREN's anlæg er opgivet i "Miljøgodkendelse, KARA/NOVEREN I/S - Ovnlinje 6", Miljøstyrelsen, 25. marts 2010.

I forhold til affaldsforbrænding skal det generelt bemærkes, at anlæggenes ydelse påvirkes af den tilgængelig affaldsmængde og sammensætningen heraf, som ændres over tid.

5 Øvrige eksisterende anlæg

5.1 Margretheholm geotermisk demonstrationsanlæg

Det Geotermiske Demonstrationsanlæg ved Amagerværket, Margretheholm, har været i kommerciel drift siden august 2005. Anlægget ejes og drives af Hovedstadsområdet's Geotermiske Samarbejde (HGS), bestående af DONG Energy, HOFOR, CTR og VEKS.

Anlægget består af en produktionsboring, en injektionsboring og en absorptionsvarmepumpe. Vandet hentes op fra 2,5 km dybde.



Figur 20: Det geotermiske demonstrationsanlæg Margretheholm på Amager

Geotermivandet hentes op ved ca. 73 °C og køles til ca. 17 °C, inden det returneres til undergrunden. Varmepumpen hæver temperaturen til ca. 85 °C, inden det leveres til fjernvarmen. Varmepumpen blev fra starten drevet af damp fra Amagerværket. Siden 2009 kan drivdampen enten leveres fra dampnettet eller fra Amagerværket.

Varmen fra undergrunden udgør ca. 13 MJ/s, mens drivdampen er ca. 11 MJ/s. Varmen leveret til nettet er således omkring 24 MJ/s. Derudover bruges omkring 1,5 MW elektricitet til pumper m.v. Varmepumpens COP er 2,1.

5.2 Lynettefællesskabet

Lynettefællesskabet I/S driver to vandrensingsanlæg: Lynetten og Damhusåen.

På Renseanlæg Lynetten udvindes overskudsvarme fra forbrændingen af slam samt kondensering af damp fra tørringen af slam. Forud for slamforbrænding

og tørring er der fra slammet produceret biogas, som sendes ud i det københavnske bygasnet. Overskudsvarmen anvendes til opvarmning af rådnetank, opvarmning af bygninger og andre faciliteter samt til salg til fjernvarmenettet.

Afsætningen af overskudsvarme fra Renseanlæg Lynetten foregår direkte til fremløbet i fjernvarmenettet uden brug af varmepumpe eller lignende til at øge temperaturen. Samlet blev der i 2012 solgt 189 TJ overskudsvarme til fjernvarmenettet.

På Renseanlæg Damhusåen produceres kraftvarme med den gasmotor, som biogassen forbrændes i. En del af denne den producerede varme sælges til fjernvarmenettet.

Afsætningen af overskudsvarme fra Renseanlæg Damhusåen foregår direkte til fremløbet i fjernvarmenettet uden brug af varmepumpe eller lignende til at øge temperaturen. Samlet blev der i 2012 solgt 3.945 GJ overskudsvarme til fjernvarmenettet.

5.3 Spids- og reservelastkedler

Ultimo 2014 findes i hovedstadsområdet en større mængde varmekedler (spidslastkedler) med en samlet effekt på ca. 1.520 MJ/s. Varmekedlerne, som ejes af varmeselskaberne, bruges bl.a. til at sikre forsyningen ved udfald af kraftvarmeværker og til dækning af spidslast på meget kolde vinterdage. Derudover findes der som tidligere beskrevet spidslastkedler på Svanemølleværket og H.C. Ørsted Værket, der er ejet af DONG Energy.

5.4 Varmelagre

På Amagerværket og Avedøreværket er placeret varmeakkumulatorer til varmelagring¹¹.

Varmeakkumulatoren på Amagerværket kan indeholde 24.000 kubikmeter vand, hvilket svarer til en lagerkapacitet på 750 MWh. Varmeakkumulatoren kan aflade/oplade op til 300 MJ/s.

AVV har to varmelagre, der til sammen kan oplade og aflade 330 MJ/s i ca. 6 timer (De har altså samlet en varmekapacitet på ca. 2.000 MWh).

¹¹ Data for varmelagrene er tidligere indsamlet i Varmeplan Hovedstaden 1 og er offentliggjort i baggrundsrapporten om teknologier i dette projekt.

5.5 Solrød Biogas

Solrød Biogas planlægges idriftsat i 2015. Selve biogasanlægget placeres i den sydlige del af Solrød Kommune – ca. 600 m vest for Køge Bugt-motorvejen.

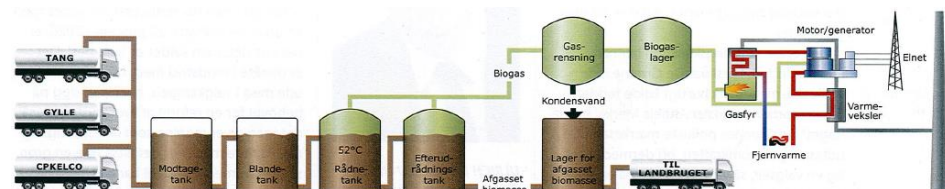
Via en ledning på 3,5 km føres den producerede biogas fra biogasanlægget til kraftvarmeanlægget, som forventes lokaliseret i tilknytning til VEKS' eksisterende spids- og reservekapacitet på Solrød Fjernvarmeværk. Derved kan fjernvarme leveres til Solrød Fjernvarmes distributionsnet såvel som VEKS' transmissionsnet.



Figur 21: Placering af Solrød Biogas og CP Kelco. Solrød Fjernvarme er beliggende nordøst for det kommende biogasanlæg. Kilde: VEKS, 2011

Anlægget kombinerer tre forskellige typer lokalt organisk affald: Industriefald, gylle og tang. Den indsamlede biomasse leveres til biogasanlæggets modtageanlæg, hvor efter den blandes og pumpes ind i dets rådnetanke. Her udvindes der biogas under iltfri (anaerobe) forhold med ved ca. 52 °C (termofil proces). Procesvarme tilføres via en proceskedel på 0,5 MJ/s eller et procesmotoranlæg på 0,4 MJ/s¹².

I Figur 22 fremgår et anlægsdiagram for Solrød Biogas.



Figur 22: Anlægsdiagram for Solrød Biogas: Kilde: "Biogas fra 22.220 tons tang i Køge Bugt", Energi nr. 15, december 2013.

¹² Data for anlægget i denne rapport er baseret på projektforslaget "Projektforslag vedrørende biogasbaseret kraftvarme i Solrød Kommune", udarbejdet af Rambøll i oktober 2013.

Biogasanlægget forventes at producere ca. 9,23 mio. m³ biogas, dvs. ca. 6 mio. m³ metan med et samlet råvareinput på ca. 200.000 tons årligt.

Kraftvarmeanlægget planlægges med el-effekt på 2,6 MW og varmeeffekt på 2,8 MJ/s. I projektforslaget i henhold til varmforsyningsloven forudsættes en elvirkningsgrad på 43 % og en varmeevirkningsgrad på 46 %. Der forventes el- og varmeproduktion fra kraftvarmeanlægget på hhv. ca. 28 GWh og ca. 100 TJ.

Det forventes, at det selvstændige kommunale selskab, Solrød Biogasselskab A/S, skal stå for etablering af drift selve biogasanlægget, mens VEKS eventuelt står for etablering og drift af kraftvarmeanlægget. Projektforslag i henhold til varmforsyningsloven blev godkendt af Byrådet i Solrød november 2013.

6 Ny fjernvarmeproduktionskapacitet

Hvis der skal etableres ny varmeproduktionskapacitet i hovedstadsområdet, er der flere mulige teknologier, herunder:

- Naturgas/grøn gas anvendt i single cycle eller combined cycle anlæg
- 100 % biomasse i varmekedler eller dampturbineanlæg; Enten som ombygget kulkraftværk, nyt støvfuret anlæg, ristefuret anlæg eller CFB-anlæg
- Nye affaldsforbrændingsanlæg
- Biogasanlæg baseret på affald
- Geotermi
- Solvarme
- Varmepumper eller elpatroner

I dette kapitel gennemgås teknologierne kort. For en nærmere beskrivelse af de pågældende teknologier henvises til Energistyrelsens teknologikatalog fra 2012, revideret oktober 2013.

6.1 Gasfuret combined cycle eller single cycle anlæg

I gasfyrede anlæg kan anvendes enten naturgas, opgraderet biogas eller andre grønne gasser, alt efter hvad der er tilgængeligt i naturgasnettet.

I Danmark er der i dag omkring 150 biogasanlæg i drift, som primært anvender gylle, spildevandsslam og biologisk affald fra industrier. Disse anlæg producerer samlet set ca. 4 PJ/år. Energistyrelsen har anslået et samlet potentiale af biogasproduktionen i Danmark på ca. 40 PJ baseret på affaldsprodukter fra landbruget, industrien og husholdningerne. Hvis dette realiseres, vil langt fra al biogassen kunne anvendes lokalt til kraftvarme, og en større del kan derfor fx opgraderes til SNG (synthetic natural gas), og sendes ind på det eksisterende naturgasnet. Herved opstår muligheden for at købe grøn gas fra naturgasnettet.

Der kan også produceres SNG til naturgasnettet ved hjælp af methanisering og opgradering af andre grønne gasser fra fx forgasning af biomasse eller elektrolyse.

I et combined cycle anlæg udnyttes gas til el- og varmeproduktion i en proces, hvor gasturbineteknologien kombineres med dampturbineteknologien. I gasturbinen afbrændes gas, og der produceres el. Røggassen fra gasturbinen har høj temperatur og anvendes efterfølgende til at producere damp med høj

temperatur og tryk, der efterfølgende anvendes i en dampturbine til at producere el og varme.

I et combined cycle anlæg kan der opnås meget høje elvirkningsgrader (omkring 60 %). Anlæggene er billigere i investering end f.eks. store, kulfyrede kraftværker, men brændslet er til gengæld noget dyrere.

Et single cycle anlæg har lavere elvirkningsgrad, men samtidig væsentligt lavere investeringsomkostninger, da der ikke er nogen dampturbine. Disse anlæg er derfor meget velegnede, hvis der forventes færre driftstimer.

Tekniske og økonomiske data

Nedenstående tabel viser tekniske og økonomiske data for nye gasturbineanlæg.

Teknologi	SC, stor	SC, medium	CC, modtryk	CC, udtagsværk
Energi/tekniske data				
El-effekt for en blok (MW)	40-125	5-40	10-100	100-400
Varmekapacitet (MJ/s)	40-130	5-50	10-80	75-300
Totalvirkningsgrad (%), netto	80-85	80-85	82-89	-
Elvirkningsgrad (%), netto	35-44	36-40	41-55	55-58
Cm-koefficient (50°C/100°C)	0,84-1,04	0,64-1,00	1,28	1,34
Byggetid (år)	2	1-2	2,5	1,5-2
Økonomiske data				
Nominal investering (mio. kr./MW)	4,9	9,1	10,2	6,6
Fast D&V (1.000 kr./MW/år)	-	-	-	226,3
Variabel D&V (kr./MWh)	-	-	-	18,9
Total D&V (kr./ MWh _{el})	24,1	52,8	18,9	-

Tabel 1: Energi/tekniske – og økonomiske data for single cycle og combined cycle anlæg. Baseret på Energistyrelsen (2013).

6.2 Biomassekraftvarme og -varmekedler

Nyt støvfyret dampturbineanlæg

Et 100 % biomassefyret dampturbineanlæg udnytter samme teknologi som store, centrale kulkraftværker. Biomasse indblæses i en stor kraftværkskedel, hvor det brændes i suspension (svævende), og der produceres damp med høj temperatur og tryk. Dampen anvendes efterfølgende til at producere el i en dampturbine samt fjernvarme.

I et kraftværk af denne type kan der anvendes forskellige biobrændsler. Træpiller er det mest enkle brændsel, da det kan anvendes stort set på samme måde som kul uden særlige forbehandlingsanlæg. Træpiller har dog en relativt høj pris sammenlignet med kul og andre typer biomasse som træflis og halm. Andre, mere vanskelige former for biomasse kan også anvendes, men da kræves større investering i forbehandlingsanlæg. Eksempelvis indeholder træflis typisk over 40 % vand, og det skal derfor tørres og findeles, inden det kan fyres ind i en suspensionskedel.

I nedenstående tabel er vist tekniske og økonomiske data for ny støvfyret biomassekraftvarme.

Teknologi	Træpiller
Energi/tekniske data	
El-effekt for en blok (MW)	250-400
Varmekapacitet (MJ/s)	330-530
Elvirkningsgrad, kondensdrift, netto (%)	44-48
Cm-koefficient (50°C/100°C)	0,75
Cv-koefficient (50°C/100°C)	0,15
Byggetid (år)	4,5
Økonomiske data	
Specifik investering (mio. kr./MW)	15,4
Fast D&V (1.000 kr./MW/år)	431,5
Variabel D&V (kr./ MWh _{el})	15,1

Tabel 2: Energi/tekniske – og økonomiske data for støvfyrede biomassekraftvarmeanlæg. Baseret på Energistyrelsen (2013).

Ombygning af kulfyrede kraftvarmeværker til biomasse

De store centrale kraftværker på Amager og på Avedøre kan i dag i forskellig grad fyre med kul, olie, naturgas og forskellige typer biomasse.

Siden 2000 har man især i Østdanmark fokuseret på anvendelse af biomasse i pilleform både på Amagerværkets blok 1 og 2 samt på Avedøreværkets hovedkedel på blok 2. Erfaringer fra disse aktiviteter samt erfaringer fra Sverige, Holland og andre lande viser, at det er teknisk muligt at anvende op til 100 pct. træpiller selv på moderne kraftvarmeværker med høje dampdata. Fordelen ved træpiller i forhold til andre biobrændsler som fx træflis og halm er, at de kan håndteres på værker, som er bygget til kulstøvfyring, samt at de er forholdsvist lagerstabile og lette at transportere. Samtidig er der et internationalt

marked for træpiller under hastig udvikling, som giver større sikkerhed for leverancer. Ulemperne med træpiller er især, at prisen er høj sammenlignet med halm og træflis.

Fra 2010 kunne Amagerværkets blok 1 anvende 100 % træpiller. Det vurderes ligeledes, at Amagerværkets blok 3 samt Avedøreværkets blok 1 kan ombygges til 100 % træpiller eller træflis. En væsentlig udfordring i denne sammenhæng er sandsynligvis etablering af faciliteter til modtagelse og lagring af træpiller i tilstrækkeligt omfang til at anvende 100 pct. biomasse i en længere periode i vintermånederne. Træpiller fylder ca. dobbelt så meget som kul med det samme energiindhold, og de kan ikke opbevares i åbne lagre. Derudover kan det ligeledes være en udfordring at tilpasse den eksisterende kulbaserede anlægsteknologi til biomasse.

Ifølge Teknologikataloget er investeringen til ombygning af et kulfyret kraftvarmeverk til træpiller 1,36 mio. kr./MW_{el}. Dertil kommer evt. nødvendige omkostninger til levetidsforlængelse, hvor relevant. For AVV1 og AMV3 vil der være ret betydelige omkostninger til levetidsforlængelse, hvis anlæggene skal køre på biomasse frem til ca. 2030, da de på det tidspunkt vil være ca. 40 år gamle.

Ristefyrede anlæg

Fordelene ved ristefyrede kedler er, at det er velafprøvet teknologi, og de er meget fleksible i forhold til hvilke brændsler, der kan anvendes.

Til ulemperne hører, at der er begrænsninger for, hvor store anlæggene kan bygges. Typisk bygges de ikke større end 150 MW indfyret. De mindre anlægsstørrelser gør, at det er begrænset i hvilken grad, det kan betale sig at optimere kraftværksprocessen i forhold til høj elvirkningsgrad. Derfor har ristefyrede anlæg typisk lavere elvirkningsgrad end fx støvfyrede anlæg. Emissionsniveauet fra ristefyrede anlæg er i udgangspunkt højere end for de CFB og støvfyrede anlæg. Dette kan dog løses med rette valg af miljøanlæg.

Mange mindre og mellemstore biomassefyrede kraftvarmeverker i Danmark er baseret på ristefyrede kedler. Det gælder bl.a. Fynsværkets blok 8, Masnedø og Maribo Saksøbing.

I nedenstående tabel er vist tekniske og økonomiske data for nye, ristefyrede biomasseanlæg.

Teknologi	Træflis KV	Halm KV
Energi/tekniske data		
El-effekt for en blok (MW)	10 - 50	10 – 50
Varmekapacitet (MJ/s)	25 - 130	25 - 130
Elvirkningsgrad (%) netto	29	29
Varmevirkningsgrad (%) netto; uden røggaskondensering	64	64
Varmevirkningsgrad (%) netto; med røggaskondensering	77	72
Økonomiske data		
Specifik investering (mio. kr./MW _{el})	30,2	30,2
Fast D&V (1.000 kr./MW/år)	218,8	301,7
Variabel D&V (kr./ MWh _{el})	29,4	48,3

Tabel 3: Energi/tekniske – og økonomiske data for ristefyrede biomassekraftvarmeanlæg. Baseret på Energistyrelsen (2013).

CFB-dampturbineanlæg

CFB-kedler kan bygges væsentligt større end ristefyrede kedler og har samtidig den fordel, at de er mere brændselsfleksible mht. brændslets fysiske udformning end støvfyrede kedler. Der kan derfor bl.a. anvendes træflis uden forudgående neddeling. Erfaringerne med at anvende halm i CFB-kedler har derimod ikke været gode.

Af ulemper kan nævnes et højere egetforbrug, begrænsede dellastegenskaber samt høj lattergasemission sammenlignet med ristefyring og støvfyring.

Der er ganske få kraftvarmeværker i Danmark, som er baseret på en CFB-kedel. Til gengæld er der bl.a. i Sverige og Finland rigtig mange biomassefyrede CFB-kedler i kraftvarmeværkerne.

I nedenstående tabel er vist tekniske og økonomiske data for nye, flisanlæg baseret på CFB-teknologi.

Teknologi	Træflis CFB
Energi/tekniske data	
El-effekt for en blok (MW)	50 - 200
Varmekapacitet (MJ/s)	100 - 400
Elvirkningsgrad (%) netto	37
Varmevirkningsgrad (%) netto; med røggaskondensering	66
Økonomiske data	
Specifik investering (mio. kr./MW _{el})	18,6
Fast D&V (1.000 kr./MW/år)	180,4
Variabel D&V (kr./MWh _{el})	27

Tabel 4: Energi/tekniske – og økonomiske data for træflisfyrede CFB kraftvarmeanlæg. Kilde: "Modelberegninger af scenarier for fjernvarmens udvikling i fremtidens energisystem", baggrundsrapport til Energistyrelsens "Fjernvarmens rolle i den fremtidige energiforsyning", maj 2014.

Øvrige biomasseteknologier

Data for biomassefyrede fjernvarmekedler fremgår af Tabel 5.

Teknologi	Fliskedel	Halmkedel	Træpillekedel
Energi/tekniske data			
Varmeeffekt for en kedel (MJ/s)	1-12	1-12	<2
Totalvirkningsgrad (%) netto	108	-	-
Byggetid (år)	0,5-1	-	-
Økonomiske data			
Specifik investering (mio. kr./MJ/s)	6,0	6,0	3,0
Total D&V (kr./MWh)	40,7	30,2	20,4

Tabel 5: Energi/tekniske – og økonomiske data for biomassefyrede fjernvarmekedler. Baseret på Energistyrelsen (2013).

6.3 Affaldsforbrænding

Ny forbrændingskapacitet er nødvendig i de kommende år, primært som erstatning for ældre og udtjente blokke. Det antages, at nye anlæg i Hovedstadsområdet etableres som moderne affaldsfyrede kraftvarmeanlæg med høj elvirkningsgrad og røggaskondensering.

Affaldsforbrændingsanlæg dimensioneres ofte med betydeligt lavere elvirkningsgrader end andre kraftvarmeværker. Dette skyldes forskellige forhold:

- Forbrænding af affald ved høje temperaturer øger risikoen for korrosion og belægninger i højere grad end andre brændsler
- Affaldsforbrændingsanlægs primære opgave er at bortskaffe affald; anlægsejerne er derfor forholdsvis forsigtige i forhold til sekundære funktioner som at producere energi

- Anlæggene modtager betaling for at behandle affaldet; indtægt fra salg af elektricitet er derfor af mindre betydning end for andre kraftvarmeværk
- Anlæggene er mindre, og derfor vil en række tiltag til at øge elvirkningsgraden (fx visse dampudtag og genoverhedning) ikke være lønsomme, ligesom en række komponenter (som fx dampturbiner) har lavere virkningsgrader.

Pga. teknologiudvikling forventes elvirkningsgraden for affaldskraftvarmeanlæg at stige til 24 % i 2020-30, mens totalvirkningsgraden vil øges til 98 %, primært, fordi der antages røggaskondensering.

Elvirkningsgrader og fjernvarmetemperaturer

Et affaldsforbrændinganlægs elvirkningsgrad og totalvirkningsgrad afhænger af mange forhold, bl.a. af fjernvarmens fremløbs- og returtemperatur. Som eksempler på væsentlige sammenhænge kan følgende fremhæves:

Ændring i %-point ved nedenstående ændringer	Elvirkningsgrad (%)	Totalvirkningsgrad (%)
Damptemperatur hæves fra 400 °C til 450 °C	0,7 %	0 %
Fremløbstemperatur sænkes fra 100 °C til 80 °C	2,2 %	0 %
Returtemperatur sænkes fra 50 °C til 30 °C uden kondensering	0,7 %	0 %
Returtemperatur sænkes fra 50 °C til 30 °C med kondensering	0,5 %	10,6 %
Kondensering ved TF/TR= 80/30 uden varmepumpe	-0,3 %	13,4 %
Kondensering ved TF/TR= 100/50 uden varmepumpe	-0,1 %	2,7 %

Tabel 6: Forbedring af el- og totalvirkningsgrad ved røggaskondensering og lav returtemperatur. Baseret på "Varmeplan Danmark 2008".

Det ses, at der opnås en særlig stor gevinst, hvis returtemperaturen kan sænkes fra 50 til 30 °C, og kondenseringen får første prioritet frem for turbinen. En tilvækst i 10,6 procentpoint for totalvirkningsgraden sker på bekostning af et tab på kun 0,2 procentpoint i elvirkningsgrad. Det svarer til en ækvivalent effektfaktor på ca. 50. Samtidig ses, at investering i røggaskondensering i anlæg med meget lav returtemperatur kan hæve totalvirkningsgraden med op til 13,4 procentpoint med næsten uændret elvirkningsgrad.

Tekniske og økonomiske data

I nedenstående tabel er vist tekniske og økonomiske data for ny affaldskraftvarme.

Teknologi	Affalds KV
Energi/tekniske data	
Kapacitet (ton/time)	25-35
Elkapacitet (MW)	17 - 25
Varmekapacitet (MJ/s)	55 - 75
Totalvirkningsgrad (%) netto	98
Elvirkningsgrad (%) netto	24
Byggetid (år)	3
Økonomiske data	
Specifik investering (mio. kr. pr ton/time)	43,4
Specifik investering (mio. kr./MW)	64,1
Total D&V (1.000 kr./ton)	0,4

Tabel 7: Energi/tekniske – og økonomiske data for affaldsfyrede kraftvarmeanlæg. Baseret på Energistyrelsen (2013).

6.4 Biogas fra grønt affald

En stor andel af det danske affald er klassificeret som vedvarende energi, da det i al væsentlighed kun er plasten i affaldet, der oprinder fra fossile brændsler. Som hovedregel er det derfor fordelagtigt at forbrænde affald, hvis man dermed fortrænger kul, olie og naturgas. I de senere år er dog kommet større miljøpolitisk fokus på, at genanvendelsen skal øges og ressourcerne nyttiggøres, herunder den bionedbrydelige af affaldet.

Den bionedbrydelige eller organiske fraktion af husholdningsaffald, affald fra restauranter, kantiner o. lign. samt tilsvarende affald vil kunne omsættes til biogas.

Biogas er en energirig gas, der dannes, når organisk materiale fordøjes af naturligt forekommende tarmbakterier i lukkede, iltfrie tanke. Den producerede biogas kan efterfølgende anvendes f.eks. til produktion af el og varme i kraftvarmeværker. Én af fordelene ved at omsætte affaldet til biogas i stedet for at føre det til forbrænding på affaldsforbrændingsanlæg er, at elvirkningsgraden kan op mod fordobles ved anvendelse på en gasmotor. Dertil muliggør det, at affaldets indhold af næringsstoffer kan recirkuleres.

Tekniske og økonomiske data

I nedenstående tabel fremgår anlægsdata for et biogasfællesanlæg med dagligt input på hhv. 300, 550 og 800 tons af gylle og industriaffald. Det er forudsat, at biogassen bruges til produktion af el og varme på en gasmotor.

Teknologi	Biogas KV		
Energi/tekniske data			
Kapacitet (ton/dag)	300	550	800
Biogasproduktion (Nm ³ /m ³ input)	30-40	-	-
El-effekt (MW)	1,5	-	-
Elvirkningsgrad, netto (%)	40-45	-	-
Varmekapacitet (MJ/s)	1,7	-	-
Byggetid (år)	1	-	-
Økonomiske data			
Specifik investering inkl. KV (mio. kr./MW)	43,6	30,6	25,5
Total D&V ekskl. transport (kr./ton input)	23,2	18,6	16,2
Total D&V (kr./ MWh _{el})	264,1	234,0	235,2

Tabel 8: Tekniske og økonomiske data for produktion af biogas på et biogasfællesanlæg og med et dagligt input på hhv. 300, 550 og 800 tons ved samproduktion på gasmotor. Baseret på Energistyrelsen (2013).

Det skal bemærkes, gasudbyttet i høj grad afhænger af sammensætningen af det behandlede materiale, hvilket er én af årsagerne til, at omkostningerne ved biogasbaseret energiproduktion er udpræget anlægsspecifikke.

Biogasproduktion baseret på affald har i Danmark hidtil været forbundet med udfordringer. Der har været flere forsøg med udnyttelse af organisk husholdningsaffald i biogasanlæg. I langt de fleste tilfælde er udnyttelsen opgivet pga. problemer med sorteringen, da materialet indeholder for mange urenheder som knive, gafler, plastikposer mv., som giver procesmæssige problemer. Anvendelsen har desuden givet anledning til lugtgener og stiller betydelige krav til hygiejnisering - ligesom for udnyttelse af slam.

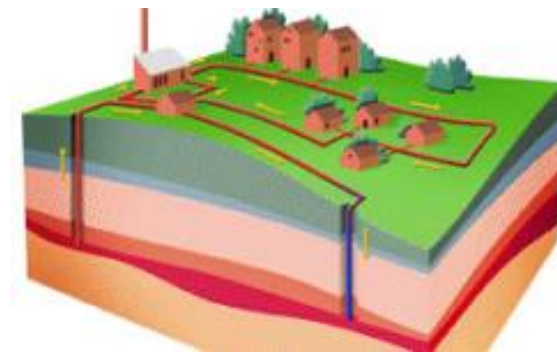
6.5 Geotermi

Geotermi er varme, der stammer fra kerneprocesserne i jordens indre. I Danmark stiger temperaturen med ca. 30 °C pr. kilometer ned gennem jordoverfladen. I princippet kan geotermisk varme anvendes både til el- og varmeproduktion. Den danske geotermiske ressource vurderes dog at være for lav til, at den er økonomisk interessant at bruge til elproduktion.

Produktionen foregår normalt ved, at det geotermiske vand produceres via én eller flere borer, hvorefter det afkøles i et overfladeanlæg og pumpes tilbage i undergrunden via en anden boring. I overfladeanlægget trækkes varmen først ud af det geotermiske vand vha. varmevekslere, og typisk forøges temperaturen med absorptionsvarmepumper. Absorptionsvarmepumper drives som oftest af varme eller damp. Geotermiske anlæg placeres derfor typisk i nærheden af et andet produktionsanlæg, som netop kan levere drivvarme til

absorptionsvarmepumperne. Alternativt kan temperaturen på det geotermiske vand hæves vha. en eldrevet varmepumpe.

I Figur 23 ses en illustration af det geotermiske princip.



Figur 23: Det geotermiske princip. Kilde: www.geotermi.dk.

Muligheder for geotermi i Hovedstadsområdet

Hovedstadsområdets Geotermiske Samarbejde (HGS) har vurderet, at den geotermiske ressource under København er ca. 60.000 PJ. Det er 1.500 gange mere end den nuværende årlige fjernvarmeproduktion i hovedstadsområdet. Reserverne vurderes at kunne dække 30-50 % af fjernvarmeproduktionen i flere tusinde år.

HGS har desuden vurderet, at et fremtidigt geotermianlæg med fordel kan etableres som et såkaldt stjerneanlæg, hvor et større antal produktions- og injektionsboringer udgår fra samme lokalitet. På den måde kan der nås et betydeligt større område i undergrunden fra samme anlægsplads.

Den relevante ressource under København er for det meste lidt over 70 °C. Det vil derfor være hensigtsmæssigt, hvis varmen kan leveres til kunderne ved en temperatur lidt herunder. Når det afkølede vand sendes retur til undergrunden, skal det være afkølet så meget som muligt for at mindske pumpearbejdet og få mest mulig varme ud af borerne. Direkte anlæg uden varmepumpe i det nuværende varmesystem vil derfor få en meget lille kapacitetsudnyttelse af borerne.

Drivvarme kan i dag leveres fra dampnettet. Men da dampnettet afvikles frem mod 2021, og da det vurderes at tage op mod 5-7 år at etablere et nyt geotermianlæg, er dette ikke relevant for nye anlæg.

Såfremt geotermi skal udgøre en større del af varmforsyningen, kan det blive vanskeligt at finde afsætning for både affaldsvarme og varme fra geotermiske anlæg i forårs-, sommer- og efterårsmånederne. På kort sigt er det en mulighed at lade forbrændingsanlæggene levere drivvarme, men på længere sigt kan det blive interessant dels at vurdere eldrevne varmepumper (se også afsnit 6.7), og dels at vurdere mulighederne for egentlig sæsonvarmelagring. Sæsonvarmelagring beskrives kort i afsnit 7.

Tekniske og økonomiske data for geotermi

I nedenstående tabel er vist tekniske og økonomiske data for ny geotermi. Der er opgivet data for anlæg, hvor temperaturen af geotermivandet er 70 °C.

Teknologi	Geotermi til varme	
Tekniske data		
Drivmiddel	Varmedreven (damp)	Eldreven
Geotermisk varme	100 %	100 %
Proces elforbrug (bl.a. geotermikreds og pumpearbejde) (MW)	8 %	8 %
Varme leveret an net	176 %	117 %
Varmepumpedrivenergi	76 %	17 %
Byggetid (år)	4-5	4-5
Økonomiske data		
Specifik investering (mio. kr./MW geotermisk varme)	13,6	12,1
D&V (1.000 kr./MW geotermisk varme/år) (ekskl. elforbrug)	355	256

Tabel 9: Tekniske og økonomiske data for geotermiske anlæg. Baseret på 'Technology data for energy plants' - Energistyrelsen (2013).

Data i ovenstående tabel er baseret på teknologikataloget. CTR, HOFOR og VEKS gennemfører i 2013-2014 et projekt, der ser nærmere på mulighederne for etablering af geotermi i hovedstadsområdet. De foreløbige resultater herfra tyder på, at investeringsomkostningerne til etablering af et 75 MW geotermianlæg i hovedstadsområdet vil være højere end data i Teknologikataloget.

6.6 Solvarme til fjernvarmesystemer

Potentialet for solvarme er ganske betydeligt i Danmark - også i hovedstadsområdet. Et velfungerende solvarmeanlæg kan yde op til 2 GJ pr. år pr. m² solfangerareal. Et areal på 2 – 3 km² udlagt til solvarme, vil således i princippet kunne levere 10 % af det nuværende fjernvarmebehov i hovedstadsområdet.

Solvarme kan udnyttes både i individuelle anlæg, der forsyner et enkelt hus eller en ejendom, eller der kan etableres større anlæg, der leverer direkte til fjernvarmesystemet. Investeringsomkostningerne er typisk flere gange mindre for de kollektive anlæg sammenlignet med de individuelle anlæg. Til gengæld kan kollektive anlægs varmeydelse være lavere på grund af højere vandtemperaturer. Sammenlagt er der dog en betydelig økonomisk fordel ved kollektive anlæg i forhold til individuelle anlæg.

Kollektive solvarmeanlæg til fjernvarme koster ca. halvdelen af tilsvarende anlæg på etageboliger og kun 25 % af tilsvarende anlæg på enfamiliehuse. Det skyldes ikke så meget, at solfangermodulet er billigere, når man køber mange m², men især besparelser på investeringen i varmtvandsbeholder, styring, pumper, fittings og montage. I modsat retning trækker, at solvarmeanlægget skal aflevere det varme vand ved højere temperaturer, end når fx badeværelsegulvet i parcelhuset skal varmes op. Det betyder både mindre varmeydelse og større varmetab og dermed, at der alt i alt kommer mindre varme ud af hver m² solfangerareal. Besparelserne på investeringssiden er dog så store, at de langt overgår omkostningerne ved en mindre varmeproduktion.

Udfordringen ved solvarme i forbindelse med hovedstadsområdet kraftvarmesystem er især, at varmen primært leveres på det tidspunkt af året, hvor der er mindst brug for den - nemlig om sommeren. Derfor er solvarmeanlæg særligt interessante i forbindelse med sæsonvarmelagring. Der er etableret få større sæsonvarmelagre i Danmark, og et anlæg på 60.000 m³ er under etablering i Dronninglund i Jylland. Den marginale omkostning ved at gemme én GJ varme i et varmelager af denne type skønnes at være over 100 kr./GJ, som kommer oven i produktionsomkostningen.

Ifølge den seneste tilgængelige opgørelse var der ved udgangen af 2012 i alt ca. 35 store solvarmeanlæg i drift i Danmark. De befinder sig typisk i mindre byer, med sydvendte skrånede (45-60 °) solfangere placeret på jorden. Eksempler er Marstal, Ærøskøbing, Nordby, Ulsted og Brædstrup. Anlæggene er designet til at yde mest mulig varme på årsbasis. Mange af anlæggene har døgnvarmelager, mens et par stykker har sæsonvarmelager.

Muligheder for solvarme i hovedstadsområdet fjernvarmesystem

Temperaturerne i hovedstadsområdet fjernvarmesystem er relativt høje (omkring 85 °C) og er derfor mindre egnede til solvarme end de byer, hvor der typisk er solfjernvarme. På den anden side har solfangerne gennemgået en betydelig udvikling de seneste 5-10 år, således at det ikke længere er noget

problem at levere de forholdsvis høje temperaturer. Virkningsgraden og dermed ydelsen falder dog med stigende temperatur.

En mere væsentlig barriere for sol fjernvarme i hovedstadsområdet er den betydelige mængde grundlastvarme - hovedsageligt fra affaldsforbrænding og kraftvarme, der i praksis medfører, at der ikke umiddelbart er meget plads til solvarme om sommeren. Forøgelse af fjernvarmeforbruget eller en mere fleksibel anvendelse af affaldet kan dog ændre på dette.

Det vurderes, at solvarme med sæsonvarmelagring på kort sigt ikke er en oplagt løsning for hovedstadsområdets fjernvarmesystem, idet sådanne lagre vil være meget små i forhold til systemets størrelse. Tages der udgangspunkt i et lager på 50.000 m³ med en temperaturforskel på 35 °C, kan lageret rumme ca. 7 TJ. Til sammenligning er hovedstadsområdets årlige varmebehov typisk i omegnen af 33 -35.000 TJ.

Fjernvarmesystemets mulige funktion som buffer overskygger således behovet for sæsonlagring i denne størrelse. Det er dog muligt, at sæsonlagring i forbindelse med udnyttelse af geotermisk varme kan bidrage til evt. indpasning af solvarme.

Tekniske og økonomiske data for solvarme

Af nedenstående tabel fremgår tekniske og økonomiske data for solvarmeanlæg med - og uden døgnlager. Økonomien er blevet betydeligt forbedret siden midt i 1990'erne.

Teknologi	Solfjernvarme
Energi/tekniske data	
Input, solfangere (MWh/m ² /år)	0,5
Økonomiske data	
Omkostninger til solfangere, inkl. rør (1.000 kr./m ²)	1,7
Specifik investering for system (1.000 kr./MWh/år)	
- uden lager	3,2
- med døgnlager	3,5
Variabel D&V (kr./MWh)	4,3

Tabel 10: Tekniske – og økonomiske data for solvarmeanlæg til fjernvarmeproduktion. Baseret på Energistyrelsen (2013).

6.7 Store varmepumper

Der findes forskellige typer af varmepumper. Varmepumper er overordnet set et varmeanlæg, der optager varmeenergi fra omgivelserne (havvand, udeluften, jorden mv.). Under tilførsel af drivenergi – typisk elektricitet - omsætter den dernæst omgivelsesvarmen til et højere temperaturniveau til brug for opvarmningsformål. Der findes overordnet to drivmidler, elektricitet og varme (absorption). Absorptionvarmepumper drives af røggas eller damp (se afsnit 6.5). Da dampområderne i fremtiden bliver omlagt til vand, så er der ikke nogen oplagte steder, hvor absorptionsvarmepumper er mulige. Derfor vil dette afsnit primært omhandle elektrisk drevne (kompressions) varmepumper. Det er muligt at etablere absorptionsvarmepumper direkte i tilknytning til røggassen fra et kraftvarmeanlæg, men dette opfattes som en effektivitetsforbedring af kraftvarmen og ikke som et selvstændigt produktionsanlæg, og det ses der ikke nærmere på i dette afsnit.

De største varmepumper er på omkring 5 MW varme ud. Disse kan sættes i parallel eller serie (tandem) hvis en større kapacitet ønskes. For eksempel består den 14 MW varme ud havvandsvarmepumpe i Drammen, Norge, af tre varmepumper¹³.

Afhængig af temperaturniveau på varmekilden og den nødvendige temperatur, som varmepumpen skal aflevere varmen ved, vil varmeleverancen være 2-5 gange større end den forbrugte elektricitet. Forholdet mellem varmeleverance og drivenergi (elektricitetsforbrug) kaldes varmepumpens COP faktor (Coefficient of Performance). Et fingerpeg om en elektrisk drevne varmepumpes COP er at den ligger omkring 50 % til 65 % af en varmepumpes ideale proces, som kan udregnes ud fra:

¹³ / The role of large-scale heat pumps for short term integration of renewable energy' – Mathiesen et al. (2011)

$$\text{COP}_{\text{ideal}} = \frac{T_{\text{fremløb}}}{T_{\text{fremløb}} - T_{\text{kilde}}}$$

Er kildetemperaturen fx 35 °C og fjernvarmens fremløbstemperatur 85 °C vurderes det, at der kan opnås en COP på 3–4. Er varmekilden jordvarme eller varme fra farvandene omkring hovedstadsområdet opnås en COP på 2-3.

Af hensyn til miljøet så er det kun naturlige kølemidler, der er lovlige i store varmepumper. Kølemidlet vil derfor ofte være ammoniak eller CO₂. Studier har dog vist, at ammoniak er CO₂ overlegen ved en indløbstemperatur over 28 °C, hvilket er tilfældet i hovedstadsområdet, hvor returløbet er 55 °C.¹⁴ Andre teknologier som hybrid (mix af vand og ammoniak) og vand som kølemiddel bliver der forsket i og testet meget i disse år, og de kan få en fremtidig rolle.

På nuværende tidspunkt er teknologien ikke generelt udviklet til, at varmepumper kan levere ved temperaturer over 90 °C. Dette er primært pga., at trykket i varmepumpen, som kompressoren skal levere, bliver meget højt ved højere temperaturer. Der findes dog få kompressorer, som kan levere de tryk, der skal til for at få temperaturen op på de 110 °C, som er nødvendig for at levere til transmissionsnettet. Varmepumper i hovedstadsområdet bør derfor i første omgang levere direkte til distributionsnettet - både for at undgå for høje tryk, som øger behovet for vedligehold, og for at opnå den bedst mulige COP.

Det er muligt at anvende varmepumper til delvis at varme fjernvarmevandet op til transmissionstemperatur og så lave det sidste temperaturløft med f.eks. spidslastkedler på biomasse. Dermed kan varmepumper også anvendes til at levere til transmissionsnettet. Denne løsning har været drøftet i VPH3, men den er ikke medtaget i scenarierne.

Realiserbare varmekilder

En varmepumpe har brug for en varmekilde, og denne kilde skal have en placering, som er tæt på en tilkoblingspunkt i nettet, hvor varmepumpen kan afsætte varmen. De realiserbare varmekilder i hovedstadsområdet er listet i Tabel 11 med temperaturspænd, varmpotentiale og forventet COP. Spildevand er fordelt på tre anlæg: Lynetten (80 MJ/s), Damhusåen (30 MJ/s) og Køge (10 MJ/s). I hovedstadsområdet ligger også Spildevandscenter Avedøre, men da

¹⁴ ' Industriel varmegenvinding med CO₂- og NH₃-baserede varmepumper' – Christensen og Markussen (2010)

dette anlæg ikke ligger i nærheden af et varmedistributionsnet, er det valgt ikke at medtage potentialet for varmeproduktion herfra¹⁵. Drikkevand er fordelt på tre rensningsanlæg i hovedstadsområdet på omkring 5 MJ/s hver. Fra industri kan hentes ca. 10 MJ/s i Københavnsområdet og 10 MJ/s i Køge fra industri¹⁶. Hvilke specifikke industrielle faciliteter, der er taget med i betragtningen, er ikke medtaget i denne rapport.

	Temperatur Min/Max. [°C]	Varmepotentiale [MJ/s]	Forventet COP
Spildevand	10 / 20	120	3-4
Drikkevand	8 / 12	15	3-4
Havvand	0 / 20	150	2-3
Industri	30 / 45	20	4-5

Tabel 11: Realiserbare varmekilder med temperaturspænd og forventet COP. Varmepotentialet er MJ/s varme ud af varmepumpen, estimeret fra en COP på 3. Total varmepumpekapacitet er estimeret til ca. 300 MW.

Havvand har i princippet uendeligt varmepotentiale. En havvandsvarmepumpe har til gengæld en noget lavere forventet COP og ikke noget naturligt flow. Vandet kan hentes ved lavere vande (3-10 m) tæt på kysten eller længere fra kysten (12 km), hvor dybderne er 15-40 m. Ved de dybe vande kan det vand, som ligger under det naturligt forekommende springlag i Østersøen, udnyttes. Om vinteren har dette en temperatur på omkring 5 °C, hvor temperaturen i de lavere vande kan gå helt ned til frysepunktet. Dette kan have den konsekvens, at varmen i de lavere vande ikke kan udnyttes i perioder om vinteren. At hente vandet ved dybere vande har til gengæld den udfordring, at det skal hentes (pumpes/suges) ind fra 12 km ud i Øresund. Dette har nogle tekniske udfordringer i forhold til kavitation af vandet ved sugning med landpumpe, og/eller driftsomkostninger af pumpen hvis den placeres 12 km ude og 40 m nede i Øresund. De tekniske udfordringer er antaget mulige at løse.¹⁷

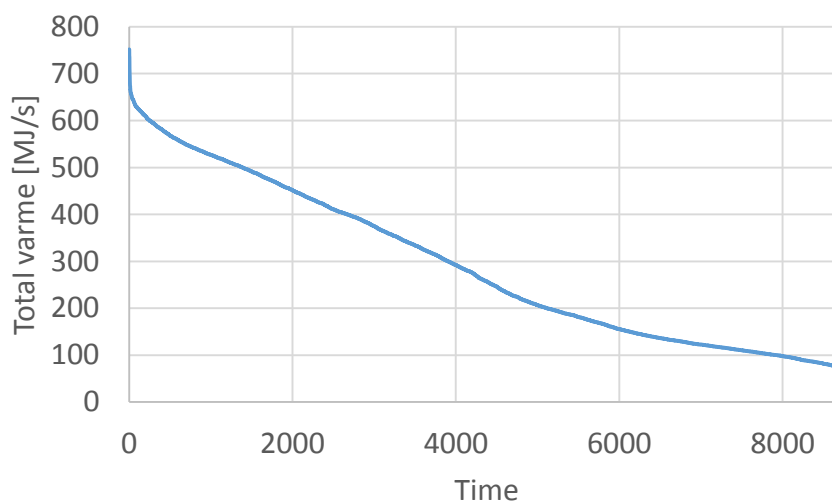
Begrænsningen på havvandsvarmepumper er ikke varmekilden, men afsætning af varmen. Varmepumperne skal som tidligere nævnt helst levere direkte til distributionsnettet. Det er derfor afsætning af varme til disse områder, som er den begrænsende faktor. Havvandsvarmepumper formodes at kunne levere til distributionsnettene på Østerbro (inkl. Nordhavn), Nordamager og de

¹⁵ Dette er på baseret på dialog med HOFOR.

¹⁶ HOFOR har på møde med Ea oplyst, at det realistiske potentiale for varmepumper på industriel over-skudsvarme er 10 MJ/s i Københavnsområdet og 10 MJ/s i Køge. Det er lidt lavere end det potentiale som blev opgjort i VPH1. På baggrund af en dialog med VEKS, er det valgt ikke at indregne potentialet for over-skudsvarme i Køge i VPH3 scenarierne.

¹⁷ 'Integration of Heat Pumps in Greater Copenhagen' – Bach (2014)

to dampområder, når disse er omlagt til vand fra 2021. Antages det, at varmepumper vil køre i 3.500 fuldlasttimer, så kan man ud fra den samlede varighedskurve over de fire områder i 2035 finde, at der kan afsættes ca. 300 MW (se Figur 24). Spildevandsvarmepumper og geotermi vil generelt have lavere driftsomkostninger pga. højere COP og vil derfor i lastfordelingsproceduren blive prioriteret højere end havvandsvarmpumper. Der er 80 MJ/s spildevand på Lynetten og 75 MJ/s projekteret geotermi i Nordhavn, hvilket efterlader ca. 150 MJ/s til havvandsvarmepumper.



Figur 24: Varighedskurve over varmebehovet på Østerbro, Nordamager og de omlagte dampområder i centrum¹⁸.

Umiddelbare, ikke realiserbare varmekilder

Kilder ikke listet i Tabel 11, som er luft, jord, søer, åer og fjorde er antaget ikke realiserbare. Luft har en meget lav varmekapacitet (kun en fjerdedel af vands), hvilket vil sige, at der skal store mængder luft til for at varme vandet op. Dette vil kræve meget store og larmende blæsere, som ofte vil komme til at stå centralt i byerne og derved være til gene for indbyggerne. Samtidig vil COP for en varmepumpe, som anvender luft som kilde, være meget lav om vinteren (omkring 2), og varmeveksleren koblet til kilden (kaldet fordampere) vil have risiko for tilrimning, allerede når luft temperaturen er under 7 °C, hvilket kan sænke COP'en med omkring 20 %.¹⁹

¹⁸ Kilde: 'Integration of Heat Pumps in Greater Copenhagen' – Bach (2014)

¹⁹ 'Udredning vedrørende varmelagringsteknologier og store varmepumper til brug i fjernvarmesystemet', PlanEnergi et al. (2013) og 'Integration of Heat Pumps in Greater Copenhagen' – Bach (2014)

Jordvarme kræver meget plads til borer og udgravninger. For en varmepumpe på 10 MJ/s varmeeffekt vil de kræve omkring 100 ha både ved vertikale og horisontale borer.²⁰

Søer, åer og fjorde har ikke dybderne i hovedstadsområdet til, at de kan udnyttes i vinterperioderne. Vands densitet er størst ved 4 °C, hvilket betyder, at under denne temperatur vil det koldere vand søge mod toppen og det varme mod bunden. Dette betyder, at søerne, åerne og fjordene skal have en vis dybde for at mindske risikoen for at vandet fryser til i fordampere i vinterperioderne.

Økonomi for store varmepumper

I de senere år er udbredelsen og anvendelsen af varmepumper vokset betydeligt. Især er små varmepumper til individuel anvendelse som både varme- og kølekilde faldet i pris. Omkostninger for store varmepumper, der leverer varme ved høje temperaturer som i hovedstadsområdets fjernvarmesystem, er forbundet med usikkerhed. I Danmark er der endnu kun få anlæg, og varmepumperne er fortsat under udvikling og er ikke hyldevarer. Det kan derfor vise sig, at omkostningerne varierer fra dem, der er anvendt i dette projekt.

Af Tabel 12 nedenfor fremgår tekniske og økonomiske data for store varmepumper i form af 2 forskellige teknologiske varianter. Fælles for varianterne er, at de hæver temperaturen på fjernvarmevandet til ca. 80 °C.

Data for havvandsvarmepumpen er under antagelse af, at varmepumpen kan hente havvand tæt på kysten, og at der derfor ikke skal investeres i lange rør flere km ud i Øresund. Investeringerne omfatter alle omkostninger til varmepumper, hjælpeanlæg, bygninger og tilslutninger. Ifølge Teknologikataloget udgør selve varmepumpen godt halvdelen af den samlede investering.

²⁰ 'Integration of Heat Pumps in Greater Copenhagen' – Bach (2014)

Teknologi	Store varmepumper	
Tekniske data		
Drivmiddel/varmekilde	Eldreven/vand (10 °C)	Eldreven/industri (35 °C)
Varmekapacitet (MJ/s)	1-5	1-10
COP	3,0	3,6
Byggetid (år)	0,5-1	0,5-1
Økonomiske data		
Specifik investering (mio. kr./MW varme output)	3,5-6,3	3,5-6,3
Total D&V (1.000 kr./MW varme output/år)	27-54	27-54

Tabel 12: Tekniske og økonomiske data for store varmepumpeanlæg. Baseret på 'Technology data for energy plants' - Energistyrelsen (2013) og DTU kandidatafhandling 'Integration of Heat Pumps in Greater Copenhagen' - Bach (2014).

6.8 Elpatroner

Elpatroner (elkedler) kan anvendes til at producere varme i timer med billig elektricitet og være til rådighed som spids- og reservekapacitet i andre timer. Elpatroner kan evt. indsættes i eksisterende eller nye varmeakkumulatorer. Installation i eksisterende varmeakkumulatorer vil dog ikke øge den samlede produktionseffekt, når varmeakkumulatoren aflader, men udskyde tidspunktet for hvornår akkumulatoren løber tør.

Der findes to forskellige typer elpatroner, hvoraf den ene benytter sig af elektrisk modstand (ligesom normale kedler i husholdninger), mens den anden type varmer vandet via elektroder. Sidstnævnte anvendes typisk ved større elpatroner over et par MW og tilsluttes elnettet ved 10 kV, mens mindre elpatroner på 1-3 MW normalt gør brug af elektrisk modstand og tilsluttes 400 V.

Tekniske og økonomiske data

Anlægsprisen for et nyt samlet anlæg er angivet i nedenstående tabel i kr./MW.

Teknologi	Elpatroner/-kedler
Energi/tekniske data	
Effektforbrug/varmekapacitet (MW)	1-25
Virkningsgrad (%)	99
Byggetid (år)	0,5-1
Økonomiske data	
Nominel investering (mio. kr./MW/), 400 V, 1-3 MW	1,1
Nominel investering (mio. kr./MW/), 10 kV, 10 MW	0,6
Nominel investering (mio. kr./MW/), 10 kV, 20 MW	0,5
Fast D&V (1.000 kr./MW/år)	8,3
Variabel D&V (kr./MWh)	3,8

Tabel 13: Tekniske og økonomiske data for elpatroner/-kedler. Baseret på Energistyrelsen (2013).

Eftersom virkningsgraden er meget tæt på 100 %, gælder ovenstående tal både for MW elektricitet ind og MW varme produceret.

Hvis der udover elpatroner og varmelager også skal anskaffes en 10 kV transformator, bliver investeringen betydeligt dyrere. Hvis varmelageret også kan benyttes til andre formål, forbedres økonomien ved elpatronen.

7 Sæsonenergilagre

I dag er varmeproduktionen om sommeren større end varmebehovet, hvilket giver anledning til bortkøling af varme, ved at køre de store kraftvarmeværker i kondensationsdrift og evt. ved luftkøling. Denne ubalance vil givetvis forøges, ifald der kommer mere geotermisk varme og solvarme ind i systemet.

Det kan derfor blive nødvendigt at lagre varme (evt. på en anden energiform) fra om sommeren til om vinteren. Kapitlets fokus er på sæsonenergilagring, men dertil beskrives akkumulering af varme ståltanke også som et eksempel på korttidslagring. I kapitlet beskrives lagring af varmt vand i damlagre og ståltanke, mellemlagring af affald og geotermisk varme som lager.

7.1 Lagring af varmt vand

Den teknisk set mest enkle metode er at lagre varme som varmt vand. Der findes flere forskellige koncepter for lagring af varmt vand: Ståltanke, borehulslager og aquiferlager og damlagre.

Eksisterende danske varmelagre til fjernvarmesystemer er normalt med vand som lagringsmedie. Årsagerne til at vand er et hyppigt anvendt lagringsmedie er, at det er forholdsvis billigt, ugiftigt, giver mulighed for temperaturlagdeling (stratifikation), tilbyder store effekter ved op- og afladning, samt har gode varmeoverføringssegenskaber og høj specifik varmekapacitet.

Nedenfor beskrives damlagring og dernæst ståltanke.

Damlagre

Den mest udbredte variant til sæsonlagring af varmt vand i Danmark er damlagre, idet demonstrationsprojekter har vist, at det er den billigste måde at lagre store mængder vand. Damlagre er grundlæggende et hul i jorden beklædt med en vandtæt membran, der fyldes med vand og overdækkes med et flydende, isolerende låg.

I dag findes et mindre antal af sådanne såkaldte damlagre i tilknytning til sol fjernvarmeanlæg.

Et større lager på 60.000 m³ er dog under forberedelse i Dronninglund jf. afsnit 6.6. I tabellen nedenfor ses tekniske og økonomiske data for dette anlæg.

Teknologi	Damlager
Energi/tekniske data	
Lagervolumen (m ³)	60.000
Lagerkapacitet (kWh/m ³)	60-80
Virkningsgrad (%)	80-95
Økonomiske data	
Specifik investering (kr./m ³)	268
Elforbrug (MWh/år)	39,5
D&V (% af investering/år)	0,7

Tabel 14: Investeringsomkostninger fordelt delelementer i kr./m baseret på data for damlageret i Dronninglund fra Energistyrelsen (2013).

Den marginale omkostning for lagervolumen over 50.000 m³ er ca. 151 kr. pr. m³. Lageromkostningen (kr. pr. lagret energienhed) afhænger udover af typen af lager af, hvordan lagret drives. Hvis det fyldes og tømmes flere gange om året, bliver lageromkostningen lavere end, hvis det kun fyldes og tømmes en gang om året.

Varmeakkumulatorer

Varmeakkumulatorer (eller ståltanke) er i forbindelse med fjernvarmesystemer er en udbredt form for varmelager i tilknytning til fjernvarmesystemer. Varmeakkumulatorerne muliggør bl.a., at den varme, der produceres i samproduktion med el, kan udnyttes, hvis produktionen ikke er samtidig med forbruget.

En opgørelse fra 2013 viser, at 77 % af de 368 værker, som deltog i undersøgelsen, gør brug af en ståltank. Den samlede kapacitet er i undersøgelsen opgjort til op mod 900.000 m³, hvoraf kun 15 har en kapacitet på over 10.000 m³, mens den gennemsnitlige størrelse er 3.079 m³.

Ståltanke består opbygget af stål med et betonfundament og er typisk isoleret med 300-450 mm mineraluld afhængigt af den ønskede lagringstid. Tabet afhænger bl.a. ligeledes af lagringstiden, men er normalt 3-5 %.

Der er i tabellen valgt at tage udgangspunkt tekniske og økonomiske data fra PlanEnergi (2013)²¹, idet kilderne til data i Energistyrelsens teknologikatalog er forholdsvis gamle. Det er ikke specificeret i kilden, om det er tryksatte eller ikke-tryksatte ståltanke, men da kilden har mest fokus på de decentrale fjernvarmeområder, antages de økonomiske data at være for ikke-tryksatte tanke.

²¹ PlanEnergi et al: "Udredning vedrørende varmelagringsteknologier og store varmepumper til brug i fjernvarmesystemet", 2013

Teknologi	Ståltanke
Energi/tekniske data	
Lagervolumen (m ³)	>2.000
Lagerkapacitet (kWh/m ³)	60 - 80
Virkningsgrad (%)	96
Tid for fuld opladning og afladning (timer)	8
Økonomiske data	
Specifik investering (kr./m ³)	1.150
Specifik investering (kr./MWh)	14.000 – 19.000
D&V (% af investering/år)	N/A

Tabel 15: Tekniske og økonomiske data for ståltanke. Pris for ståltanke over 2.000 m³ opgjort inkl. fundament, ekskl. moms. Baseret på "Udredning vedrørende varmelagringsteknologier og store varmepumper til brug i fjernvarmesystemet" af PlanEnergi et al. (2013).

7.2 Mellemlagring af affald

En anden form for sæsonlagring af energi er mellemlagring af affald. Dette foregår i dag på AV Miljø i Hvidovre.

De samlede omkostninger for tilkørsel, oplagring, udtagning og frakørsel er omkring 200 kr./ton. Med en brændværdi på 15 GJ/ton, der under lagring reduceres med 10 %, svarer dette til en lageromkostning på 15 kr./GJ eller 50 kr./MWh (per energienhed ud af lager).

Hertil bør lægges udgiften til den ekstra forbrændingskapacitet, der i givet fald vil være nødvendig til at brænde det sæsonlagrede affald om vinteren. Antages denne forbrænding at strække sig over 4 måneder med konstant indfyldning, bliver de ekstra kapitalomkostninger omkring 230 kr./MWh. Dvs. samlet udgift på 280 kr./MWh. Dog vil man nok kunne reducere udgiften ved at benytte ledig eksisterende forbrændingskapacitet om vinteren.

Arealkrav: Det antages, at der lagres affald med en brændværdi på 15 GJ/ton faldende med 10 %, og at der kan lagres 3 ton pr. m² (5 meter højt, massefylde 0,6 ton/m³). Dermed vil kunne lagres 11 MWh/m².

Sammenfattende betyder dette, at de to lagringsformer (sæsonvarmelager og mellemdeponering af affald) stort set koster det samme, men mellemlagring af affald kræver et betydeligt mindre areal.

7.3 Geotermisk varme som lager

Som nævnt i afsnit 6.5, kan et geotermisk anlæg bygges således, at den ene boring benyttes som sæsonlager, ved at der injiceres varmt vand om sommeren, som genvindes om vinteren – såkaldt sæsonlagring.

Geotermiske anlæg skal helst køres konstant nær fuld last af både tekniske og økonomiske årsager. Dette kan give problemer, såfremt der ikke er det fornødne varmeafdrag - især om sommeren. Det vil derfor være nødvendigt at reducere produktionen om sommeren. Derfor kan et geotermisk anlæg eventuelt bygges således, at den ene boring benyttes som sæsonlager, ved at der om sommeren injiceres varmt vand fx fra affaldsforbrænding, som genvindes om vinteren.

Den ene produktionsboring vil kunne benyttes som sæsonlager, fx ved at der injiceres 200 °C vand om sommeren, som genvindes i varmesæsonen. Nøgletal for denne løsning er vist i Tabel 16.

Teknologi	Geotermi, én boring benyttet som lager
Energi/tekniske data	
Lagret varme (TJ/år)	215
Genvundet varme (TJ/år)	195
Økonomiske data	
Ekstra investering (mio. kr.)	17
Ekstra D&V-omkostninger (mio. kr./år)	1
Pris for varme til lager (kr./GJ)	50
Lagringsomkostning inkl. varmetab (kr./GJ)	25
Pris for genvundet varme (kr./GJ)	75

Tabel 16: Tekniske – og økonomiske data for et geotermisk stjerneanlæg. Data er oplyst af HGS til Varmeplan Hovedstaden 1 og er tidligere vist i den offentlige baggrundsrapport om teknologier i dette projekt.

8 Samspil mellem lavtemperaturfjernvarme og produktionsteknologier

8.1 Nuværende fjernvarmetemperaturer

Hovedstadsområdetets varmetransmissionsnet, der er direkte koblet til produktionsenhederne, har i dag en fremløbstemperatur på 105 °C om sommeren og 115 °C om vinteren, mens returløbstemperaturen er omkring 55 °C året rundt. Distributionsnettets fremløbstemperatur er 75 °C om sommeren og 85 °C om vinteren, og returløbstemperaturen er omkring 50 °C året rundt.

8.2 Lavtemperaturfjernvarme

Begrebet lavtemperaturfjernvarme dækker normalt over systemer med omtrent 60 °C i fremløb og 40 °C i retur. Der tales i fjernvarmebranchen også om "kold" fjernvarme, hvor fremløbstemperaturen kan være helt ned til 40-45 °C.

I Danmark er der de senere år gennemført en række forsøgs- og måleprojekter med lavtemperaturfjernvarme i lavenergibyggeri, og der har foregået en væsentlig udvikling i rørtyper m.v. En særlig udfordring ved lavtemperaturfjernvarme er faren for opvækst af legionella i brugsvandsanlæg (artikel vedlagt).

I forhold til fjernvarmesystemet i hovedstaden er der to muligheder for omlægning til lavtemperaturfjernvarme: 1) bibeholde temperaturerne i transmissionsnettet, og kun sænke temperaturerne i distributionsnettet eller 2) sænke temperaturen i både transmissionsnet og distributionsnet.

Fordele

- Lavere varmetab fra fjernvarmenettet
 - Ved f.eks. at gå fra 95 °C/55 °C til 60 °C /40 °C kan overslagsmæssigt spares godt 35 % af varmetabet (8 grader jord). Dette er ret markant.
- Øgede virkningsgrader i elproduktionen fra termiske anlæg, og især øget varmeproduktion fra solvarmeanlæg og varmepumpeanlæg.
- Bedre muligheder for opsamling af lavtemperatur overskudsvarme.

Ulemper

- Stiller større krav til køleflade i husene (særligt velegnet ved gulvvarme).

- Såfremt lavtemperatur giver lavere afkøling reduceres kapaciteten i distributions- og transmissionsanlæg. Effekten heraf kan dog delvist modvirkes af lavere varmebehov (besparelser).

8.3 Samspil med produktionsteknologier

Sænkning af fjernvarmetemperaturen vil have indflydelse på en række teknologier i det eksisterende samt fremtidige fjernvarmesystem.

I VPH3 er der gennemført beregninger for at kvantificere sammenhængen mellem fjernvarmetemperaturer og ydelsen på de forskellige typer af produktionsanlæg:

- Solvarme
- Varmepumper
 - Havvand
 - Overskudsvarme
- Geotermi
- Kraftvarme

De detaljerede beregninger er gengivet i bilag 1. Resultaterne viser, at der kan opnås et ret markant forbedring af COP for varmpumper, og at der også er en tydelig sammenhæng mellem ydelsen for solvarme og fjernvarmetemperaturen.

9 Individuelle anlæg

Størsteparten af varmekonsumterne i hovedstadsområdet forsynes med fjernvarme fra det kollektive net. Der er dog en del forbrugere, der har individuel forsyning. Der er primært tale om forbrugere i de naturgasfyrede områder, men også olie, biomasse og el anvendes til individuel forsyning.

Da fjernvarmen i hovedstadsområdet er omkostningseffektiv og miljørigtig, kan der være god økonomi og miljømæssige gevinster ved at konvertere individuel opvarmning til fjernvarme for mange forbrugere. I den forbindelse er det afgørende, hvad omkostningerne er til tilslutning af individuelle forbrugere, og hvad omkostningerne er ved eksisterende eller nye individuelle anlæg. Der er i denne rapport inkluderet data for følgende individuelle forsyningsformer:

- Jord/vand varmepumpe
- Luft/vand varmepumpe
- Luft/luft varmepumpe
- Naturgasfyr
- Biomasse i form af træpillefyr

Nedenfor beskrives forsyningsløsningerne kort, hvorefter de tekniske og økonomiske data præsenteres samlet.

9.1 Varmepumper

Varmepumper til individuel forsyning med varme anvender normalt elektricitet som drivmiddel og omsætter omgivelsesvarme – enten i form af varme fra jorden eller luften til et højere temperaturniveau til brug for opvarmningsformål.

Jord/vand varmepumpe

I jord/vand-varmepumper eller jordvarmepumpeanlæg er varmeoptageren en væske, der optager varmen fra f.eks. jorden og leverer varmen til varmepumpen. Fra varmepumpen afgives varmen via et varmeafgiversystem til rumopvarmning og til opvarmning af varmt af brugsvand. Varmeafgiversystemet består normalt af et radiatoranlæg og en varmtvandsbeholder.

Jordvarmeanlægget er det mest effektive varmepumpeanlæg af de relevante typer for boliger, og anlægget egner sig principielt til næsten alle typer huse.

Effektiviteten afhænger bl.a. af fremløbstemperaturen i varmeafgiversystemet, temperaturen ved varmeoptagelsen (jordtemperaturen) og styringen af varmepumpen. Lave fremløbstemperaturer giver en højere effektivitet (COP).

Jordvarme adskiller sig således fra de øvrige typer varmepumper ved, at der optages omgivelsesvarme fra jorden via udlagte jordslanger - i Danmark som oftest via horisontale jordslanger, men fx i Sverige er vertikale jordslanger også forholdsvis udbredt.

Luft/vand-varmepumpe

I en luft/vand-varmepumpe foregår varmeoptaget fra udeluften, og effektiviteten er derfor lavere for jordvarme. Til gengæld er det ikke nødvendigt at etablere jordslanger, og investeringen er derfor billigere.

Varmepumper er typisk dimensioneret til at dække 95-98 % af varmebehovet og har derfor en indbygget elpatron, som slår til, når varmepumpen ikke kan følge med. Dvs. i meget kolde vintermåneder, og når der benyttes mere varmt brugsvand end normalt.

En luft/luft-varmepumpe

En luft/luft varmepumpe eller en såkaldt ventilationsvarmepumpe, der tilkobles udsugningsluften i ventilationssystemet og benyttes alene til rumopvarmning. Den vil derfor skulle suppleres med anden form for brugsvandsopvarmning, f.eks. vha. en elpatron. Luft/luft varmepumpen er billigere i investering end de ovenstående to typer for varmepumper.

Væsentlige barrierer for etablering af luft/luft varmepumper kan være æstetik (både/ude og indedel af varmepumpe), støjgener fra både inde- og udedel eller fordeling af rumvarmen inde i huset. Gamle huse vil typisk ikke have et ventilationssystem, som luft/luft varmepumpen kan tilsluttes.

9.2 Naturgasfyr

Naturgasfyr er velkendt teknologi. Et naturgasfyret varmeanlæg består af tre dele:

- En kedel
- En varmtvandsbeholder
- Et varmfordelingssystem

Naturgassen afbrændes i et forbrændingskammer, og varmen bruges til at opvarme vandet i centralvarmesystemet. Derefter sendes det varme vand ud til radiatorerne.

9.3 Træpillefyr

Hvis brændslet skal være biomasse, er individuelle træpillefyr det eneste oplagte alternativ. Finansieringsomkostningen for et træpillefyr er ca. 20 % højere end for et nyt oliefyr. Dog kræver et træpillefyr mere plads end et olie- eller naturgasfyr, da selve anlægget fylder mere, og der desuden skal være plads til opbevaring af brændslet. Afhængigt af den enkelte boligs indretning kan pladskravet medføre behov for ekstra investeringer. Lagringen af træpiller kan dog også placeres på et udendørs areal og dermed reducere investeringsbehovet.

For et træpillefyr skal desuden påregnes ekstra arbejde i forhold til den daglige drift. Et træpillefyr skal typisk fyldes en til to gange om ugen, og asken skal tømmes. Hvor ofte asken skal tømmes, afhænger af typen af træpillefyr og kan variere fra en gang om måneden til en gang om året.

Der kan i nogle tilfælde være barrierer for at etablere et træpillefyr:

- Hvis der ikke er nok plads til selve fyret inkl. magasin til træpiller.
- Hvis der ikke er nok plads til et træpillelager
- Hvis det ikke er muligt for brugerne at foretage den nødvendige servicering i form af aksetømning og påfyldning af træpiller.

9.4 Økonomi for individuelle forsyningsløsninger

I nedenstående tabel fremgår tekniske og økonomiske data for de individuelle forsyningsløsninger²².

²² Kilde: Energistyrelsen: "Technology Data for Energy Plants – Individual Heating Plants and Energy Transport", oktober 2013.

Teknologi	Jord/vand VP	Luft/vand VP, eksisterende	Luft/vand VP, ny	Luft/luft VP	Naturgasfyr, eksisterende	Naturgasfyr, ny	Træpillefyr*
Energi/tekniske data							
Varmekapacitet (kW)	10	10	10	3-5	5-20	5-20	6-20
Virkningsgrad (%)	330	250	300	300	85	102	80
Teknisk levetid (år)	20	20	20	20	22	22	20
Økonomiske data							
Specifik investering (1.000 kr./anlæg)	105,6	83,0	83,0	8,3	30,2	30,2	63,6
Muligt tillæg til specifik investering (1.000 kr./anlæg)	-	-	-	-	15,1	15,1	12,1
Fast D&V (1.000 kr./anlæg/år)	1,5	1,1	1,1	0,3	1,0	1,0	15,1
Variabel D&V (kr./MWh)	-	-	-	-	0,8	0,8	-

Tabel 17: Tekniske og økonomiske data for eksisterende og nye, individuelle forsyningsløsninger. *træpillefyr med automatisk indfødning af piller.

I Energistyrelsens teknologikatalog er der forudsat en virkningsgrad på 300 % for luft-til-vand-varmepumper. Energitjenesten beretter imidlertid om erfarede virkningsgrader på 250 % ved eksisterende radiatoranlæg, hvorfor der her er forudsat en virkningsgrad på 250 % for eksisterende luft-til-vand-varmepumper.

For naturgasfyr forudsætter teknologikataloget samme virkningsgrader for eksisterende og nye naturgasfyr. I indeværende antages i stedet, at eksisterende naturgasfyr har årvirkningsgrader på i omegnen af 85 %. Øvrige tekniske og økonomiske data er derudover forudsat identiske for naturgasfyr.

Bilag 1: Sammenhæng mellem fjernvarmetemperaturer og virkningsgrader

Sænkning af fjernvarmetemperaturen vil have indflydelse på en række teknologier i det eksisterende samt fremtidige fjernvarmesystem:

- Solvarme
- Varmepumper
 - Havvand
 - Overskudsvarme
- Geotermi
- Kraftvarme

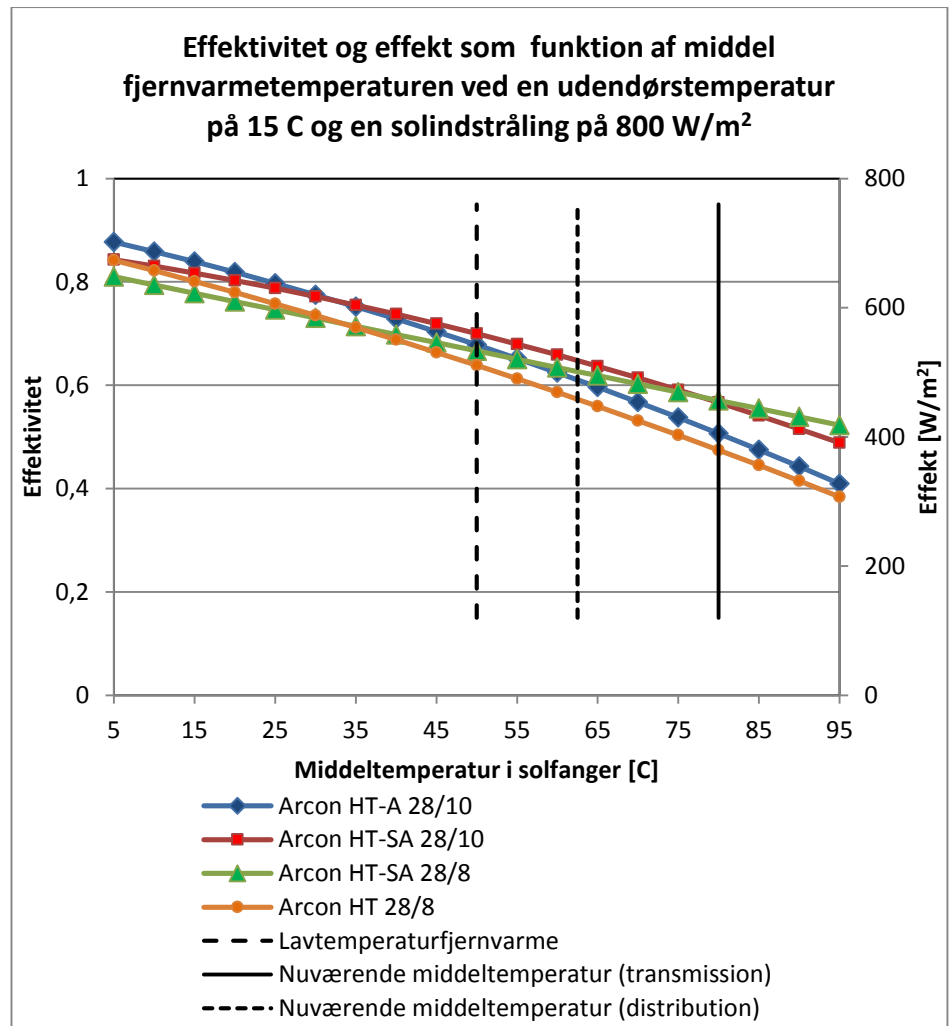
I VPH3 er der gennemført beregninger for at kvantificere sammenhængen mellem fjernvarmetemperaturer og ydelsen på de forskellige typer af produktionsanlæg.

Solvarme

Flere forskellige solvarmeteknologier er tilgængelige på markedet. Den mest anvendelige teknologi, under danske forhold, er solfangeranlæg, hvor en brine (frostsikker væske) cirkulerer under en varmeabsorberende flade. Væsken varmes herved op og varmen kan veksles f.eks. til distributionsnettet i et større fjernvarmenet. Solfangerens effektivitet, og derved varmeproduktion, afhænger af omgivelsernes temperatur, middeltemperaturen i solfangeren og indstrålingen fra solen. Effektiviteten af et solfangerpanel kan beregnes ved følgende formel:

$$\eta = \eta_0 - \frac{a_1 \cdot (T_m - T_a)}{G} - \frac{a_2 \cdot (T_m - T_a)^2}{G}$$

hvor η_0 , a_1 og a_2 er produktspecifikke koefficienter beregnet ved driftsforsøg (Arcon, 2010). T_m er middeltemperaturen i solfangeren, som antages at være lig med middeltemperaturen af retur- og fremløb i fjernvarmeveksleren. T_a er omgivelsernes temperatur og G er solindstrålingen i W/m^2 . Figur 25 viser effektivitet og effekten ved en udendørstemperatur på $15^\circ C$ og en solindstråling på $800 W/m^2$ for fire typer solfangere produceret af Arcon. Datablade for alle fire typer er tilgængelig på Arcon's hjemmeside (Arcon, 2010). Den gennemsnitlige solindstråling i hovedstadsområdet om sommeren er omkring $1.020 W/m^2$ (Solargis, 2013), men $800 W/m^2$ er brugt i henhold til databladene. En udendørstemperatur på $15^\circ C$ svarer til middeltemperaturen om sommeren i Danmark (DMI, 2013).



Figur 25: Effektivitet og Effekt af fire typer solfangere fra producenten Arcon. Den sorte fuldoptrukne lodrette linje markerer middeltemperaturen i transmissionsnettet om sommeren for det nuværende fjernvarmesystem, og den tæt stiplede linje angiver middeltemperaturen i distributionsnettet om sommeren for det nuværende fjernvarmesystem, mens den spredt stiplede sorte linje markerer middeltemperaturen for lavtemperaturfjernvarme. Kurverne er vist for en udendørstemperatur på 15 °C (temperatur af omgivelserne).

Det ses af Figur 25, at effektiviteten øges ved lavere middeltemperaturer, som er tilfældet med lavtemperaturfjernvarme sammenlignet med de nuværende fjernvarmetemperaturer i hovedstaden. Skiftet til lavtemperaturfjernvarme vil dermed øge varmeproduktionen af solfangeranlæg idet effektiviteten øges. Sammenlignes lavtemperaturfjernvarme med det nuværende distributionsnet øges effektiviteten i gennemsnit med 5,6 %-point svarende til en effektforøgelse på 45 W/m² for de givne forhold (fra 492 W/m² til 537 W/m² gennemsnitlig). Sammenlignes lavtemperaturfjernvarme med de nuværende forhold i transmissionsnettet, ses en markant forskel i effekt og effektivitet. Implementering af solvarme i det nuværende fjernvarmesystem vil derfor være mest

rentabel ved tilkobling i distributionsnettet. Det skal yderligere bemærkes, at en stigning i udendørstemperatur forskubber graferne opad, så der opnås højere effekt, jo varmere det er.

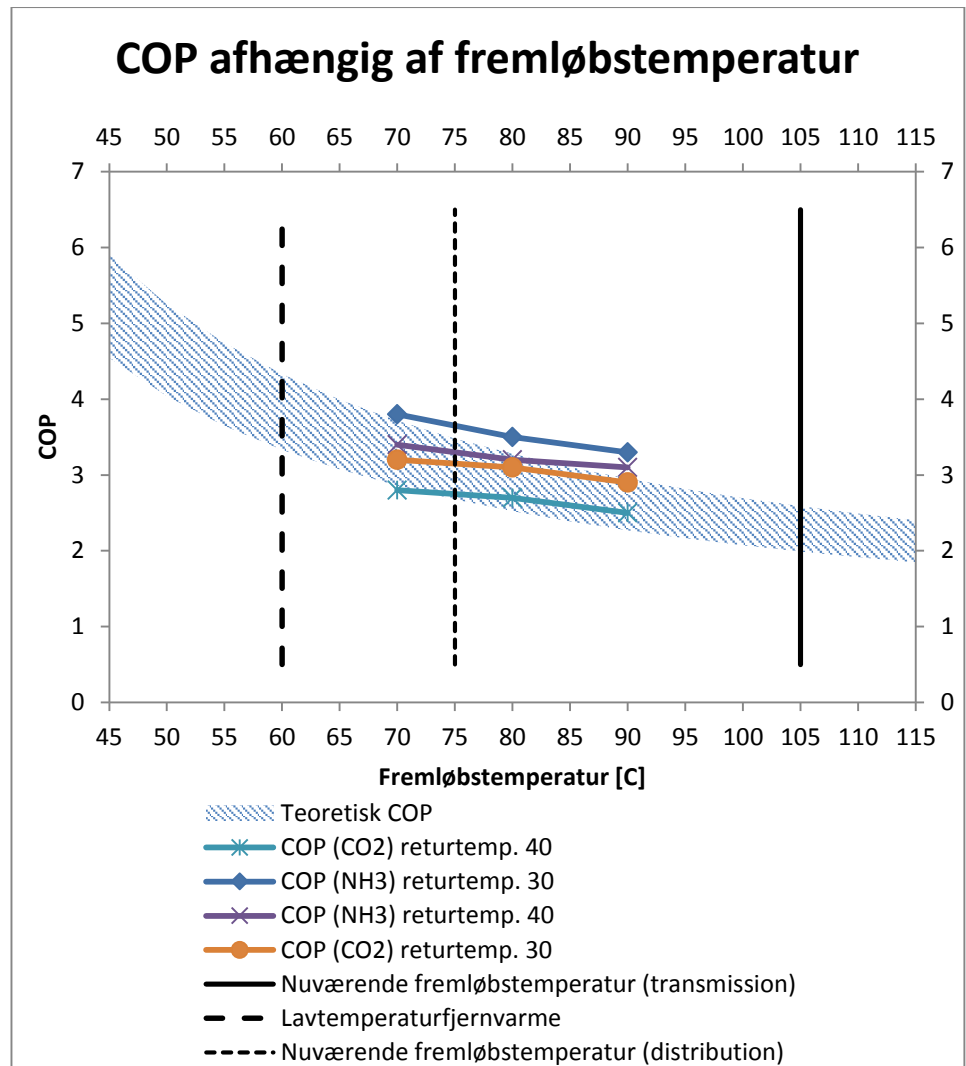
Varmepumper - havvand

Brugen af store decentrale kompressionsvarmepumper udgør en potentiel varmekilde i det fremtidige fjernvarmesystem i hovedstadsområdet. Kompressionsvarmepumpen benytter en mængde strøm til at hæve indgangstemperaturen, svarende til temperaturen af omgivelserne, til den ønskede temperatur i fjernvarmenettet. Forholdet mellem strømforbrug og varmeproduktion til fjernvarmenettet kaldes COP (coefficient of performance) og repræsenterer varmepumpens effektivitet, hvor en høj COP angiver en høj effektivitet og omvendt. Figur 26 viser COP'en afhængig af fremløbstemperaturen i fjernvarmenettet, hvor det ses, at faldende fremløbstemperatur giver stigende COP. Den teoretiske COP er baseret på Carnot's ligning:

$$COP = \frac{T_h}{T_h - T_c}$$

Hvor T_h er fremløbstemperaturen i fjernvarmesystemet i Kelvin, og T_c er temperaturen af omgivelserne, i dette tilfælde havvand ved 10 °C (283,15 K). Da Carnot ligningen repræsenterer et ideelt tabsfrit system, bruges, som tommelfingerregel, en faktor på 50-65 % af Carnot COP repræsenteret af det skraverede felt i Figur 26.

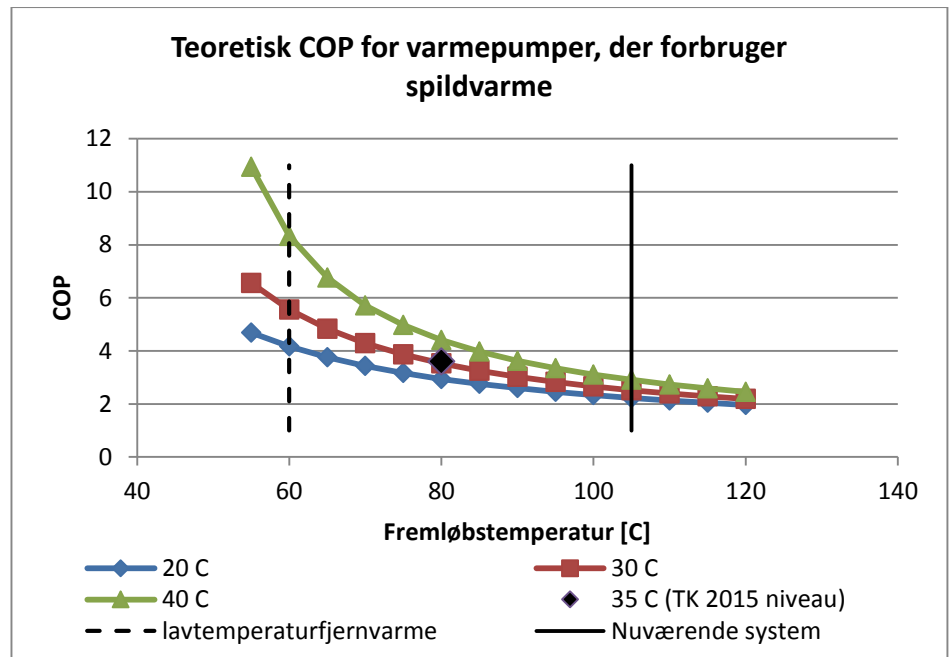
Figur 26 viser en tendens til, at COP for kompressionsvarmepumper stiger, når fremløbstemperaturen til fjernvarmenettet sænkes. Bemærk, at det skraverede felt angiver teoretiske værdier for COP, dvs. rigtige værdier for COP kan afvige fra grafen, idet de afhænger af returtemperaturen samt mediet i varmepumpen, som det også fremgår af de øvrige kurver i figuren. Den sorte fuldoptrukne lodrette linje angiver fremløbstemperaturen i transmissionsnettet om sommeren og den tæt stiplede linje angiver fremløbstemperaturen i distributionsnettet om sommeren i det nuværende fjernvarmesystem i hovedstaden, mens den sorte spredt stiplede linje angiver fremløbstemperaturen for lavtemperaturfjernvarme. Figur 26 indikerer, at omlægning til lavtemperaturfjernvarme vil øge effektiviteten af varmepumper sammenlignet med det nuværende system.



Figur 26: COP for kompressionsvarmepumpe afhængig af fremløbstemperatur. Den teoretiske COP er baseret på Carnot's ligning, hvor den øvre grænse er 65 % af Carnot og den nedre grænse udgør 50 % af Carnot. De øvrige kurver er fra det nyeste Energikatalog (Energistyrelsen, 2012). Varmekildens temperatur er 10 °C svarende til havvand.

Varmpumper - overskudsvarme

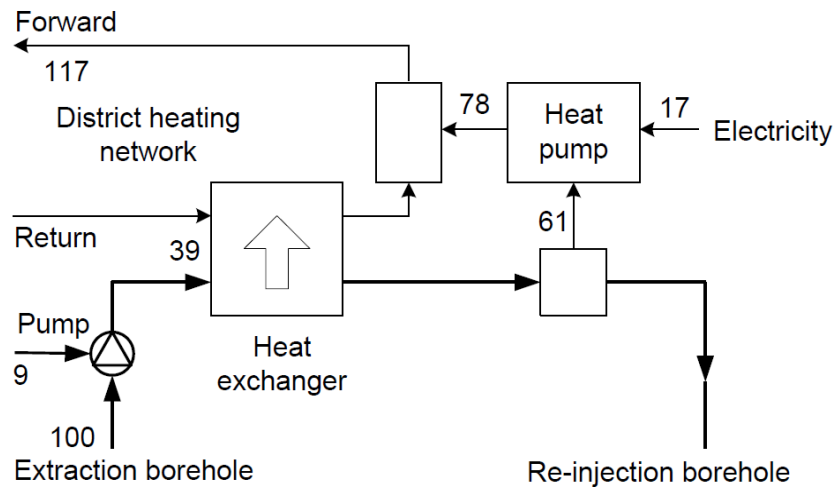
Lavtemperatur overskudsvarme kan bruges som varmekilde til varmpumper. Potentielle lavtemperatur spildvarmekilder vil hovedsageligt komme fra industrier med termiske processer. Ved hjælp af en varmpumpe kan varmen fra spildevandsstrømmen benyttes i fjernvarmesystemet i stedet for at køle den til omgivelserne. I teknologikataloget findes data for en varmpumpe med en varmekilde på 35 °C.



Figur 27: COP for kompressionsvarmepumpe afhængig af fremløbstemperatur og varmekildens temperatur. Punktet ved 80 °C fremløb og 35 °C varmekilde er fra det nyeste Energikatalog (Energistyrelsen, 2012).

Geotermi

Definitionen på geotermi omfatter al varme hentet fra jordskorpen. Systemerne omtalt i dette afsnit refererer til de geotermiske forhold ved anlægget på Amager, hvor brønddybden er ca. 2 km og temperaturen er 73 °C. På baggrund af Figur 28 fra det nyeste teknologikatalog (Energistyrelsen, 2012) er systemet bestående af en varmeveksler og en kompressionsvarmepumpe analyseret for at undersøge fjernvarmesystemets fremløbstemperatur på det samlede geotermi-anlæg (inkl. varmeveksler, brøndpumpe og varmepumpe).

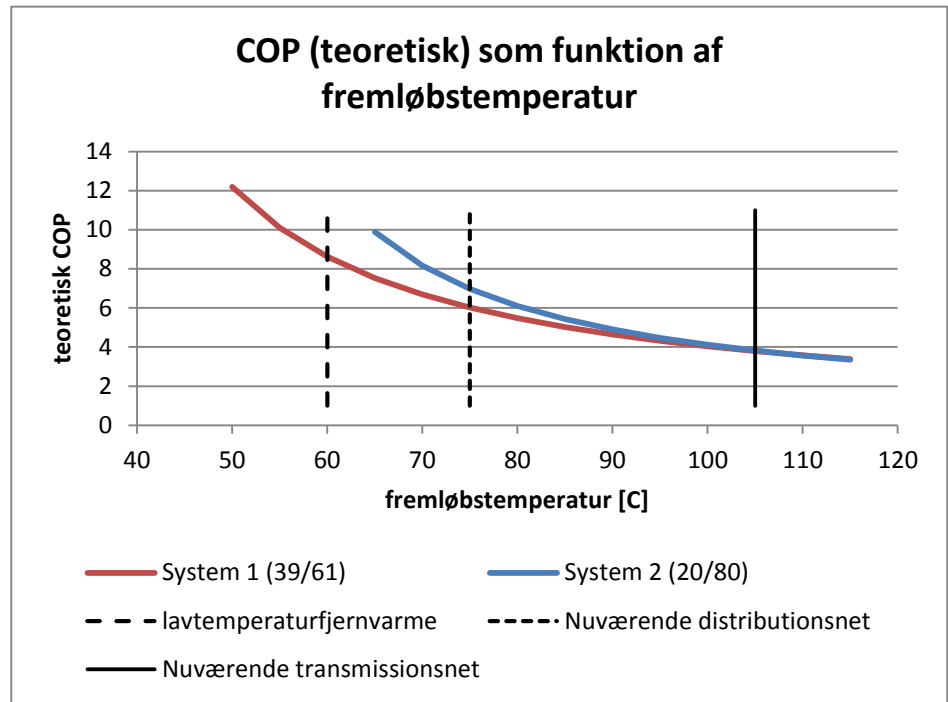


Figur 28: Geotermi-anlæg med ekstraktionsbrønd, ekstraktionspumpe, fjernvarmeveksler, kompressionsvarmepumpe med veksling til fjernvarmesystemet og injektionsbrønd. Alle tal angiver en energi mængde f.eks. MJ/s. Kilde: Technology Data for Energy Plants (Energistyrelsen, 2012).

For at regne på systemet i Figur 28 antages det, at C_p er konstant for alle energibalancer, Carnot's ligning for COP, korrigeret med 50 %, er gældende for varmepumpen og injektionstemperaturen er 20 °C. Systemet er, som udgangspunkt, beregnet med temperaturerne for lavtemperaturfjernvarme, og derefter er fremløbstemperaturen varieret mellem 60 °C og 115 °C (returløbstemperaturen er sat til 40 °C). COP er beregnet som varmetilførslen til fjernvarmenettet (Q_{DH}) delt med summen af elforbruget, dvs. for ekstraktionspumpe (W_{ep}) og varmepumpe (W_{hp}):

$$COP_{total} = \frac{Q_{DH}}{W_{ep} + W_{hp}}$$

Den teoretiske COP for geotermi-anlægget i Figur 28 (System 1) som funktion af fremløbstemperaturen ses i Figur 29. Kurven, angivet som system 2, viser den teoretiske COP for et lignende system, hvor fordeling af varmen til veksleren er 20 MJ/s og 80 MJ/s til varmepumpen; her er brugt en returløbstemperatur på 55 °C svarende til det nuværende fjernvarmesystem.



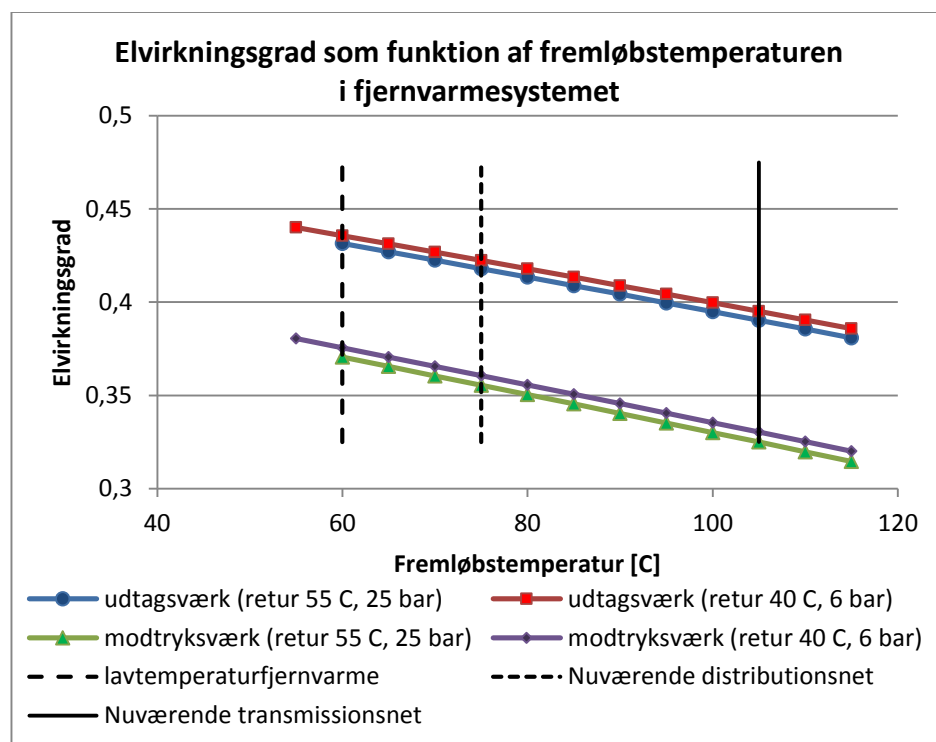
Figur 29: COP, beregnet for hele geotermi-anlægget, som funktion af fremløbstemperaturen i fjernvarmesystemet. System 1 angiver systemet fra figur 3, mens System 2 angiver et lignende system med en ændret fordeling af varmeoverførslen mellem varmeveksleren og varmepumpen.

Figur 29 viser, at systemets samlede COP stiger, når fremløbstemperaturen falder. Ved overgang fra det nuværende fjernvarmesystem til lavtemperaturfjernvarme vil den øgede COP resultere i mindre elforbrug for varmepumpen. Samtidig vil den samlede varmetilførsel til fjernvarmenettet blive mindre for lave fremløbstemperaturer idet varmemængden fra ekstraktionsbrønden antages konstant og andelen af el konverteret til varme i varmepumpen bliver mindre (Derimod vil massestrømmen i fjernvarmesystemet være stigende for lavere fremløbstemperaturer.)

Kraftvarme

En stor del af varmeproduktionen i hovedstadsområdet produceres i dag ved kombineret el- og varmeproduktion enten fra konventionelle kraftvarmeværker eller affaldsforbrændinger. Ved hjælp af to kraftværksmodeller, den ene for et ristefyret modtryksanlæg og den anden for et støvfyret udtagsanlæg, er en parametervariation på fremløbstemperaturen lavet for at evaluere indflydelsen på elvirkningsgraden. To forskellige fjernvarmekonfigurationer er analyseret: det nuværende fjernvarmesystem med en returtemperatur på 55 °C og et tryk på 25 bar (transmissionsnettet) og lavtemperaturfjernvarme med returtemperatur på 40 °C og et tryk på 6 bar (distributionsnettet). Modellerne

er udfærdiget i EES (Engineering Equation Solver) på komponentniveau. Fremløbstemperatures indflydelse på elvirkningsgraden ses i Figur 30 for et ristefyret modtryksværk og et støvfyret udtagsværk.



Figur 30: Elvirkningsgrad som funktion af fremløbstemperaturen for kraftvarmeværker. Den sorte lodrette streg repræsenterer transmissionsnettet om sommeren og den tæt stiplede linje repræsenterer distributionsnettet i det nuværende fjernvarmesystem, mens den spredt stiplede lodrette linje repræsenterer lavtemperaturfjernvarme.

Figur 30 viser, at elvirkningsgraden øges ved lavere fremløbstemperatur i fjernvarmenettet. Det skal bemærkes, at grafen kun viser elvirkningsgrad for to typer kraftværker. Støvfyring betragtes som en af de mest avancerede og effektive teknologier inden for kraftværker, mens ristefyring betragtes som en af de mest simple og derved mindre effektive teknologier. Øvrige teknologier som f.eks. CFB må derfor forventes at ligge et sted imellem kurverne for støvfyring og ristefyring. De fleste affaldsanlæg bruger ristefyringsteknologi, men er samtidig omfattet af en række regler mht. forbrændingstemperaturer og røgrensning, som kan resultere i en lavere liggende graf ift. kurverne for de ristefyret anlæg vist i Figur 30. Hvorvidt virkningsgraden øges for kraftvarmeværkerne ved overgang til lavtemperaturfjernvarme afhænger af, hvordan nettet struktureres. Vælger man at bibeholde de høje temperaturer og tryk i transmissionsnettet, som de er i dag, og kun indføre lavtemperatur i distributionsnettet, vil der ikke være nogen ændring i elvirkningsgraden. Vælger man derimod at sænke temperaturen i transmissionsnettet vil der være en gevinst

for kraftvarmeværkerne i form af højere elvirkningsgrader, svarende til en forøgelse på op til 4 % point.

Referencer

- Workshop om varmepumper og lavtemperaturfjernvarme i 2008 i regi af EFP projektet "Effektiv fjernvarme i fremtidens energisystem".
- Notater fra: <http://www.fvu-center.dk/lavtemperaturfjernvarme>
- Varmeplan Danmark
- Artikel fra fjernvarmen
- Energistyrelsen, 2012, Technology Data for Energy Plants
- Arcon, 2012, fra: <http://www.arcon.dk/produkter/HT-solfangere.aspx>, opdateret: 2010, set: 23-05-2013.
- SolarGis, 2013, fra: http://solargis.info/doc/_pics/free-maps/1000px/ghi/SolarGIS-Solar-map-Denmark-en.png, opdateret: 2013, set: 27-05-2013.
- DMI, 2011, fra: <http://www.dmi.dk/dmi/index/danmark/klimanormaler/vejrnormaler.htm>, opdateret: 2011, set: 27-05-2013.

