

# **Mulighederne for den fremtidige fjernvarmeproduktion i decentrale områder**

Analyse nr. 9 | 4. december 2013

## Indholdsfortegnelse

1	Resume .....	3
2	Introduktion.....	7
3	Status for den decentrale kraftvarme på naturgas .....	9
3.1	Omfanget af decentral naturgasbaseret fjernvarme .....	9
3.2	Økonomien for forbrugeren .....	10
4	Muligheder for varmeproduktion .....	13
4.1	Samkøring af net.....	13
4.2	Overskudsvarme fra industri .....	13
4.3	Solvarme .....	13
4.4	Levetidsforlængelse af gaskraftvarmeanlæg.....	14
4.5	Absorptionsvarmepumper til røggaskondensering i gaskraftvarme.....	15
4.6	Eldrevne varmepumper.....	16
4.7	Biomassekedler .....	17
4.8	Geotermi.....	18
4.9	Flisfyret kraftvarme .....	19
5	Sammenligning af alternativer .....	21
5.1	Forudsætninger .....	21
5.1.1	Data for teknologier .....	23
5.2	Resultater .....	24
5.2.1	Økonomien uden grundbeløbsstøtte .....	25
5.2.2	Samfundsøkonomiske varmepriser .....	26
5.2.3	Variabel drift.....	27
6	Referencer .....	29

## 1 Resume

Formålet med dette analysenotat er at belyse mulighederne for varmeproduktion i de decentrale fjernvarmeområder, der i dag bruger naturgas. Notatet fokuserer på varmeprisen ab værk<sup>1</sup> for forskellige teknologier til grundlastvarmeproduktion.

Analysens hovedkonklusioner er:

- Kraftvarmeproduktion på naturgas er under pres og varmeproduktionsprisen vil ende på niveau med naturgaskedler, når grundbeløbet falder bort ved udgangen af 2018<sup>2</sup>.
- Fliskedler og flisfyret kraftvarme er i dag de billigste selskabsøkonomiske løsninger. Store varmepumper bliver dog i løbet af de næste fem år konkurrencedygtige med fliskedler.
- Samfundsøkonomisk ligger de forskellige løsninger tæt. Gas-teknologier og varmepumper er dog umiddelbart samfundsøkonomisk billigst. Lokale forhold bør inddrages for at drage endelige konklusioner.
- Solvarme er meget konkurrencedygtig med de brændselsbaserede løsninger og varmepumper. Solvarme kan dække op til 20 % af varmeproduktionen uden yderligere investering i lagring.
- Flisfyret kraftvarme og varmepumper er ikke i dag almindelig anvendte teknologier. De konkrete teknologiske data for disse teknologier er afgørende for konklusionerne og skal analyseres yderligere.

Et stort antal naturgasfyrede decentrale kraftvarmeværker blev etableret i 90'erne og har historisk bidraget til en effektiv udnyttelse af energien gennem samproduktion af el og varme. De senere år er kraftvarmeproduktionen blevet reduceret til fordel for kedeldrift, da økonomien i elproduktion på naturgas er økonomisk presset. Mange værker overvejer i disse år, hvordan den fremtidige varmeproduktion skal se ud. Formålet med nærværende notat er at beskrive de muligheder en stor del af de decentrale fjernvarmeværker i Danmark har for den fremtidige varmeforsyning, og hvordan økonomien ser ud for de forskellige løsninger.

Stigninger i prisen på naturgas uden tilsvarende stigninger i elprisen samt stigende afgifter på naturgas, NO<sub>x</sub> og metan har ført til højere varmepriser for de naturgasfyrede decentrale kraftvarmeværker. Det giver kunderne økonomisk incitament til at søge bort fra fjernvarmen, enten delvist gennem øget brændeovnsfyring eller fuldstændigt ved etablering af individuelle løsninger som f.eks. individuelle varmepumper eller træpillefyr. Fuldstændig udtrædelse af fjernvarme begrænses dog ofte af forblivelsespligt eller høje udtrædelsesgebyrer.

Mange af de billigste fjernvarmeværker anvender i dag biomasse (Energitilsynet, 2013), der er afgiftsfritaget. Det er derfor en nærliggende løsning at skifte naturgassen ud med biomasse for at forbedre økonomien. Projektbekendtgørelsen blokerer imidlertid for etablering af biomassekedler i fjernvarmeområder med naturgaskraftvarme, såfremt det ikke sker for at forsyne en udvidelse af forsyningsområdet (KEBMIN, 2013a). Derfor ønsker mange fjernvarmeværker denne binding ophævet (også kaldet "frit brændselsvalg"). Konsekvensen af frit brændselsvalg i dag vil formodentligt være et

<sup>1</sup> Ab værk betyder "fra værket". Dvs. den varme der leveres fra værket ind på nettet (an net).

<sup>2</sup> Grundbeløbsstøtten udbetales i 20 år fra nettilslutningstidspunktet (dog minimum til ultimo 2018) og derfor vil enkelte kraftvarmeværker (der er etableret efter 1998) modtage støtte efter 2018.

massivt skift til biomassekedler. Da investeringen udgør over en fjerdedel af varmeprisen fra biomassekedler, vil det være svært for andre teknologier at konkurrere efterfølgende. Store varmepumper, der kan aftage el fleksibelt og derfor bidrage til at integrere mere vindkraft, vil med indfasningen af forsyningssikkerhedsafgiften blive konkurrencedygtig med biomasseteknologierne, men kun hvis der ikke allerede er investeret i biomassekedler.

Figur 1 herunder viser et scenarie for de fremtidige varmeproduktionspriser for en række teknologier inkl. faste omkostninger, såfremt der ikke kommer nye policy-tiltag, udover at forsyningssikkerhedsafgiften vedtages som fremsat (SKM, 2013). Scenariet er hovedsageligt baseret på Energistyrelsens samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger (ENS, 2012a) og data fra teknologikataloget (ENS, 2013a). Det skal bemærkes, at disse data er estimater, og at faktiske omkostninger til investering og drift kan afvige.

Det er for alle teknologier antaget, at de dækker 70 % af det årlige varmebehov (der suppleres med ca. 20% solvarme og ca. 10 % spidslast)<sup>3</sup>. Der er redegjort for øvrige forudsætninger i afsnit 5.1. Varmeprisen er kun vist for de 70 % af varmeproduktionen, der udgøres af de analyserede grundlastenheder. Supplering med solvarme og spidslast vil have den samme omkostning i alle scenarierne.

Priserne er vist som den pris, der skal betales for varmen af forbrugerne i hvert år. Ved en investeringsbeslutning bør der kigges på udviklingen i varmeprisen over tid og laves en nutidsværdibetragtning for at finde den billigste løsning for fjernvarmekunderne i anlæggenes levetid. Typisk over en 20 årig periode.

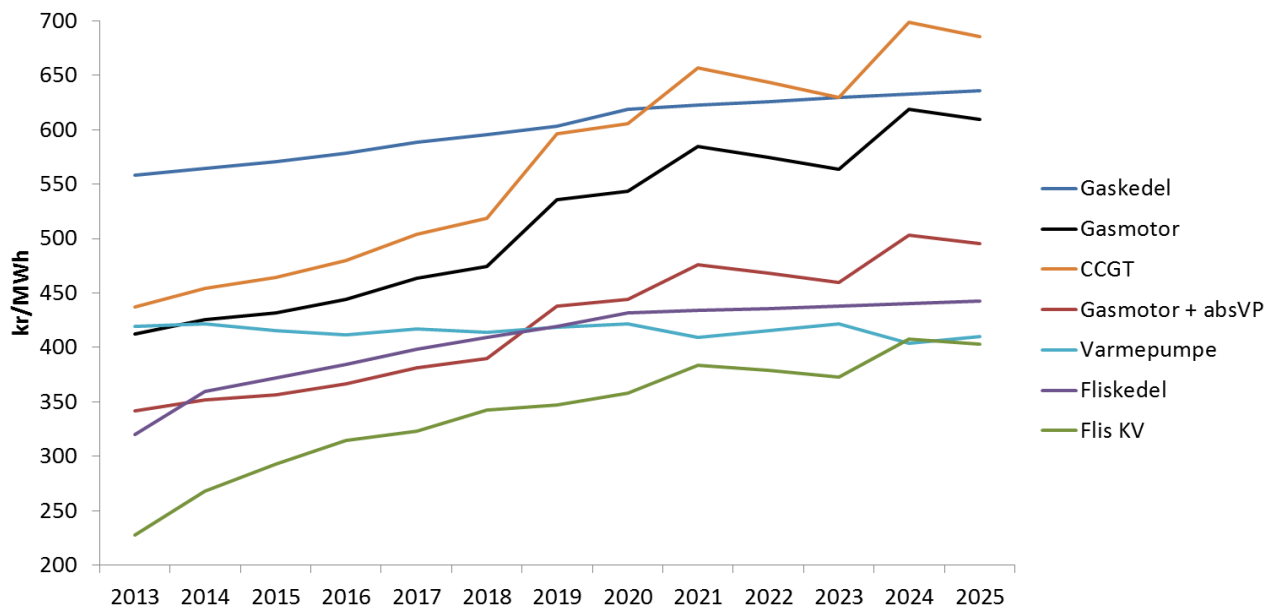
Som en tommelfingerregel kan prisforskellene på grundlastvarmeproduktion i Figur 1 ganges med en faktor 20 for at finde forskellen i slutbrugerprisen (inkl. moms og 20 % nettab) for et standardhus<sup>4</sup>.

---

<sup>3</sup> Flisfyret kraftvarme dækker hele grundlastproduktionen, da den variable varmeproduktionsomkostning er konkurrencedygtig med solvarme. Tallene i Figur 1 er dog alligevel sammenlignelige, idet de faste omkostninger for flisfyret kraftvarme er korrigeret for den sparede investering i solvarme. Dette er forklaret i afsnit 4.9.

<sup>4</sup> Et standardhus har et årsforbrug af varme på 18,1 MWh. Faktoren på 20 findes som  $18,1 * 1,25 / (1 - 0,2) * 0,7$ , hvor 18,1 er forbruget i MWh, 1,25 er momsfaktoren, 0,2 er nettab og 0,7 er andelen af fjernvarmeproduktionen, der udgøres af den givne grundlastenhed (70 %).

## Varmeproduktionspris inkl. faste omkostninger



Figur 1 Scenarie for varmereproduktionsomkostninger for forskellige teknologier. Der er medregnet faste omkostninger til afskrivninger og drift og vedligehold (D&V). Gasmotor + absVP er en gasmotor med absorptionsvarmepumpe til røggaskondensering.

Analyserne præsenteret i dette notat giver anledning til følgende konklusioner:

1. Fra 2019, efter bortfald af grundbeløbsstøtten til decentrale kraftvarmeværker, skiller særlig tre teknologier - varmepumpe, fliskedel og fliskraftvarme - sig ud med væsentlig lavere varmepriser end de traditionelle gas-teknologier. Varmepumpernes konkurrencedygtighed forbedres fordi denne løsning ikke forventes at opleve afgiftsstigninger, og der kun forventes små stigninger i elprisen.
2. Fliskedler er selskabsøkonomisk væsentligt billigere end varmepumper i dag, men i løbet af de næste fem år forventes det, at varmepumper bliver konkurrencedygtige med fliskedler, idet en del af afgiftsforskellen på de to løsninger udlignes som følge af introduktionen af forsyningsikkerhedsafgiften på biomasse. Omkostningen er vist for mellemstore fliskedler. For store kedler vil kapitalomkostningen være op til 30 % lavere, hvilket reducerer varmeprisen med op til 35 kr./MWh ift. det viste.
3. Flisfyret kraftvarme er selskabsøkonomisk billigere end alle andre løsninger i de kommende år. For at få godkendt et projekt kræver projektbekendtgørelsen (KEBMIN, 2013a) dog, at der kan eftervises positiv samfundsøkonomi. Beregningerne på standardværdier viser umiddelbart, at det kan være vanskeligt. Lokale forhold kan dog ændre den konklusion.
4. Samfundsøkonomisk ligger de forskellige løsninger tæt (se afsnit 5.2.2). Gas-teknologier og varmepumper er dog umiddelbart samfundsøkonomisk billigst. Lokale forhold bør inddrages for at

drage endelige konklusioner.

5. Gasmotorer og store gasfyrede kraftvarmeanlæg (CCGT-anlæg)<sup>5</sup> er økonomisk presset af rene naturgaskedler til varmeproduktion. Når grundbeløbet falder helt bort ved udgangen af 2018<sup>6</sup>, er der ikke umiddelbart noget selskabsøkonomisk incitament til at beholde CCGT-anlæggene, hvorfor reinvestering i disse værker formentlig kun vil finde sted, hvis forudsætningerne ændrer sig. Størstedelen af gasmotoranlæggene modtager et ekstra tidsubegrænset grundbeløb, der vurderes tilstrækkeligt til at dække omkostningerne til at holde dem driftsklare. Dette er årsagen til, at gasmotorer ligger lavere end CCGT i Figur 1.
6. Røggaskondensering ved brug af absorptionsvarmepumper på gasmotorer er en teknisk løsning, der kan øge energieffektiviteten og forbedre økonomien i kraftvarmeproduktion. Tilbagebetalingstiden for et konkret projekt er ca. 3 år. Løsningen anvendes allerede på en række anlæg bl.a. i Toftlund og Skagen. Det vurderes, at løsningen kan implementeres på ca. halvdelen af motoranlæggene og formentlig også på CCGT-anlæg. Største barriere vurderes at være usikkerheden om, hvorvidt motoranlæggene kommer til at producere i større omfang fremadrettet, eller om andre varmekilder skal levere grundlasten.
7. Solvarme er afgiftsfritaget og kan, med en varmepris på ca. 250 kr./MWh (ENS, 2013a), konkurrere med de øvrige opvarmningsformer på variable omkostninger (bortset fra flisfyret kraftvarme og geotermi). Solvarme forventes derfor at blive implementeret i fuldt omfang (dækning af 20 % af varmebehovet) frem mod 2020 i de varmeområder, hvor der ikke etableres flisfyret kraftvarme og geotermi. Solvarme vises ikke i Figur 1, da figuren alene viser omkostninger til den del af grundlastvarmeproduktionen, der ikke udgøres af solvarme.

---

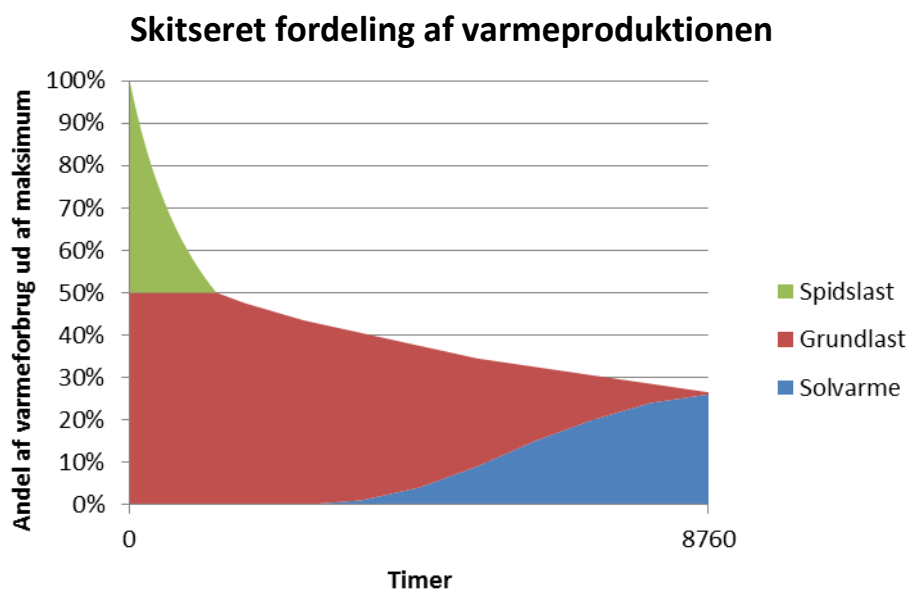
<sup>5</sup> CCGT = Combined cycle gas turbine. Store gasfyrede kraftvarmeanlæg (Silkeborg, Viborg, Hillerød, etc.)

<sup>6</sup> Grundbeløbsstøtten bliver ikke inflationskorrigeret og aftrappes derfor gradvist frem mod 2018.

## 2 Introduktion

Formålet med dette analysenotat er at belyse mulighederne for varmeproduktion i de decentrale fjernvarmeområder, der i dag bruger naturgas. Notatet fokuserer på varmeprisen ab værk for grundlastvarmen. Økonomien er vurderet frem til 2025. Alle priser opgjort i notatet er eksklusiv moms såfremt intet andet er angivet.

Der er i de følgende beregninger forudsat, at grundlastvarmen udgør 70 % af den samlede varmeproduktion i et fjernvarmesystem med solvarme (se Figur 2). Solvarme, der er økonomisk konkurrencedygtig, udgør 20 % og spidslast 10 %.



Figur 2 Illustrativ varighedskurve for et års varmeproduktion. Spidslast udgør ca. 10 %, grundlast udgør ca. 70 % og solvarme udgør ca. 20 %.

Følgende teknologier er undersøgt:

- Gaskedler
- Gasmotorer
- Gasmotorer med absorptionsvarmepumper
- Store gasfyrede kraftvarmeanlæg, CCGT
- Store varmepumper
- Fliskedler
- Flisfyret kraftvarme

Disse løsninger vurderes at være de mest relevante fremadrettet for de decentrale værker, der i dag har naturgasfyret kraftvarmekapacitet.

Som en tommelfingerregel kan prisforskellene på grundlastvarmeproduktion, der ses i dette notat ganges med en faktor 20 for at finde forskellen i slutbrugerprisen (inkl. moms og 20 % nettab) for et standardhus.

En forskel på 200 kr./MWh ekskl. moms i varmeprisen mellem en gasmotor og en fliskedel i 2020 betyder altså en forskel på ca. 4.000 kr. på forbrugerens årlige varmeregning.

I det følgende gives først en status for omfanget af den decentrale varmeproduktion på naturgas i dag og konkurrenceevnen af fjernvarmeproduktion på naturgaskraftvarme. Dernæst gennemgås de forskellige fremtidige varmeproduktionsmuligheder for de decentrale fjernvarmeområder. Endelig præsenteres en sammenligning af den fremtidige økonomi i de forskellige løsninger.

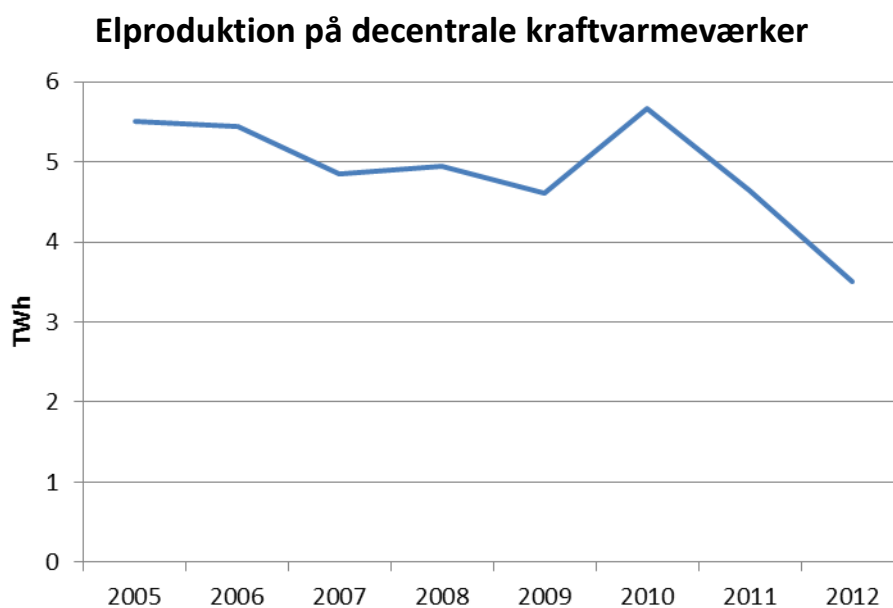


### 3 Status for den decentrale kraftvarme på naturgas

#### 3.1 Omfanget af decentral naturgasbaseret fjernvarme

Ca. 4 TWh fjernvarme produceres i dag til fjernvarmenet, der *udelukkende* er forsynet af decentrale værker der fyrer med naturgas i kraftvarmeanlæg og kedler. Det svarer til ca. 11 % af varmebehovet i Danmark (ENS, 2012b). Hertil kommer en større mængde fjernvarme, der produceres på naturgaskraftvarmeværker og leveres ind i fjernvarmenet der også forsynes af andre kilder. Et eksempel er Helsingør kraftvarmeværk, der er samkørt med Nordforbrændings net og derfor er i en anden konkurrencemæssig situation end f.eks. Silkeborg Kraftvarmeværk, der ikke har andre (billigere) varmeproduktionskilder.

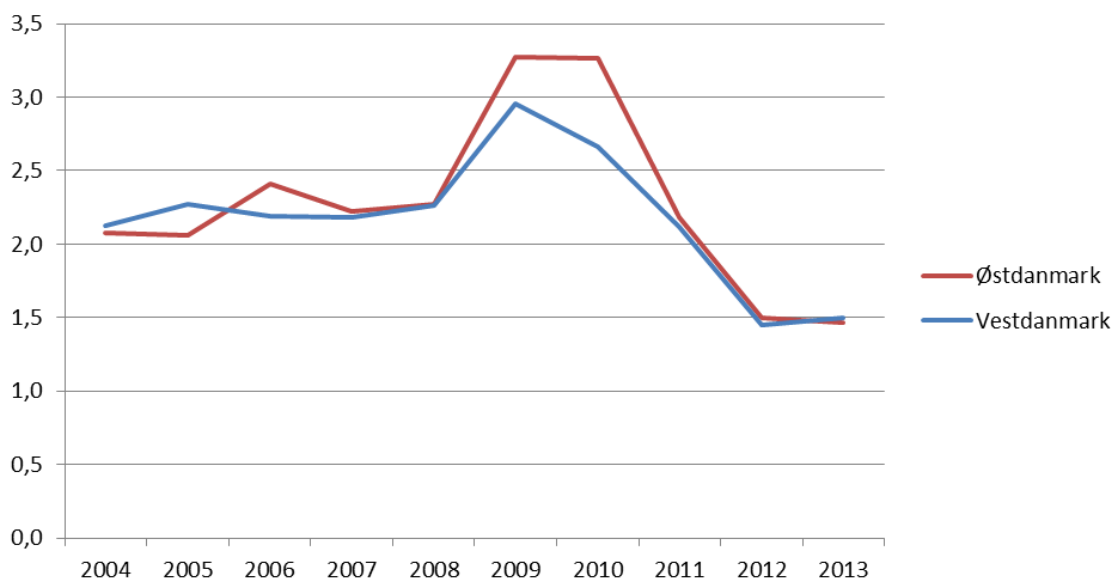
Som det fremgår af Figur 3 har elproduktionen på decentrale anlæg været faldende over de senere år. Fjernvarmeværkerne har i de senere år produceret en stadig mindre del af deres varme som kraftvarme og en større del på kedler. Dette skyldes bl.a. at værkerne er gået fra treledstarif til markedsvilkår, hvorved støtten er omlagt fra at være produktionsafhængig til produktionsuafhængig. Derudover er afgiftsfordelen ved kraftvarmeproduktion blevet forringet og værkerne er pålagt flere miljøafgifter (metan og NO<sub>x</sub>). En stor del af forklaringen skal dog også findes i, at forholdet mellem el og gaspriser er blevet mindre de seneste år, hvilket forringer økonomien i naturgasbaseret elproduktion. Figur 4 viser forholdet mellem spotprisen på NordPool og gasbørsen TTF. Forholdet lå tidligere stabilt mellem 2 og 2,5. Efter en kort periode med et højere forhold har forholdet de sidste to år ligget på ca. 1,5.



**Figur 3** Udviklingen i elproduktion på decentrale kraftvarmeværker. Bemærk at figuren indeholder data for alle decentrale værker. Også dem der ikke er naturgasfyrede. Kilde: ENS månedsstatistik (ENS, 2013b).

Den samlede installerede elkapacitet på de decentrale naturgasfyrede værker fremgår af Tabel 1. Her ses det at langt størstedelen af anlæggene er motoranlæg, der i gennemsnit er på ca. 2,4 MW. Et mindre antal kombianlæg (CCGT) udgør qua deres størrelse (58 MW i snit) lidt over en tredjedel af kapaciteten. Gasturbine-anlæg er ikke analyseret nærmere i dette notat, men udgør under 5 % af den samlede installerede kapacitet.

### Forhold mellem elpris og gaspris



Figur 4 Forholdet mellem elspotpris og gashubpris for Øst- og Vestdanmark. Kilder: (ICEINDEX, 2013), (EEX, 2013) og (Energinet.dk, 2013).

Tabel 1 Antal og kapacitet på decentrale naturgasfyrede kraftvarmeanlæg tilsluttet fjernvarmenet med produktion i 2011. Kilde: Energiproducenttællingen 2012 (ENS, 2012b)

Værkstype	Antal	Kapacitet (MW)
Forbrændingsmotor	317	770
Gasturbine	8	61
Kombianlæg	8	460
<b>Hovedtotal</b>	<b>702</b>	<b>1291</b>

### 3.2 Økonomien for forbrugeren

I dette afsnit beskrives økonomien for forbrugeren for at illustrere den naturgasbaserede fjernvarmes nuværende konkurrencesituation over for individuelle opvarmingsløsninger med udgangspunkt i priser for 2012. Derudover illustreres konsekvenserne af de forventede stigninger i afgifter frem mod 2020.

Den pris forbrugeren ser, indeholder omkostninger til nettab, afskrivninger, drift og vedligehold på fjernvarmenet, administration, evt. målerleje og moms. Med en varmeproduktionspris på eksempelvis 500 kr./MWh ekskl. moms, et nettab på 20 % og en distributionsomkostning på 150 kr./MWh ekskl. moms vil den samlede energiomkostning udgøre 969 kr./MWh inkl. moms eller ca. 17.500 kr./år for et standardhus<sup>7</sup>.

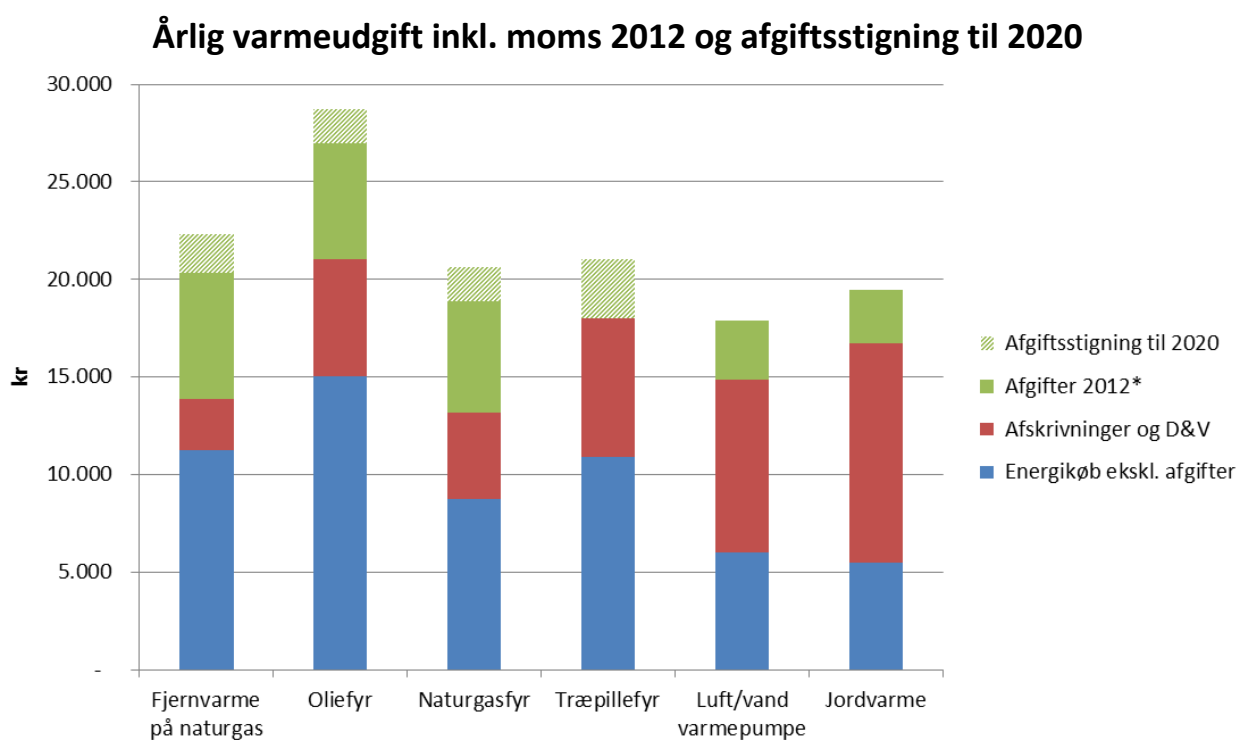
Derudover vil forbrugeren også skulle betale for en fjernvarmeunit og varmtvandsbeholder samt vedligehold af disse.

<sup>7</sup> Udregnet som  $(500 \text{ kr./MWh} / (1 - 0,20) + 150 \text{ kr./MWh}) * 1,25 * 18,1 \text{ MWh/år}$

Omkostningen til køb af naturgasbaseret fjernvarme for et standardhus i 2012 var inkl. afgifter i gennemsnit 17.320 kr./år (Energitilsynet, 2012a). Dette er et produktionsvægtet gennemsnit<sup>8</sup> fundet for de 123 rent naturgasbaserede fjernvarmeværker i Danmark. Da større værker typisk har bedre økonomi end små, er den produktionsvægtede fjernvarmepris noget lavere end det simple gennemsnit.

I Figur 5 ses den årlige varmeudgift inkl. omkostninger til husstandsinstallationen (jernvarmeunit, fyr eller varmepumpe). Selv når de faste omkostninger medregnes er naturgasbaseret fjernvarme kun overgået i pris af opvarmning med oliefyr. Træpillefyr og varmepumper er lidt billigere i dag, hvilket fører til at nogle forbrugere – hvis de har mulighed for det – vil søge væk fra fjernvarmen. Afkobling eller øget brændeovnsfyring vil yderligere forværre økonomien for de tilbageværende forbrugere, da de relative nettab og relative omkostninger til administration vokser, når forbruget falder, og der bliver færre kunder.

De forskellige løsninger med undtagelse af oliefyr ligger dog ganske tæt, og lokale forhold kan derfor have betydning for hvad der er mest optimalt for den enkelte boligejer.



**Figur 5** Årlig varmeudgift for standardhus inkl. omkostninger til køb og drift af fyr/varmepumpe/fjernvarmeunit. Afgiftsstigningerne frem mod 2020 er også vist.

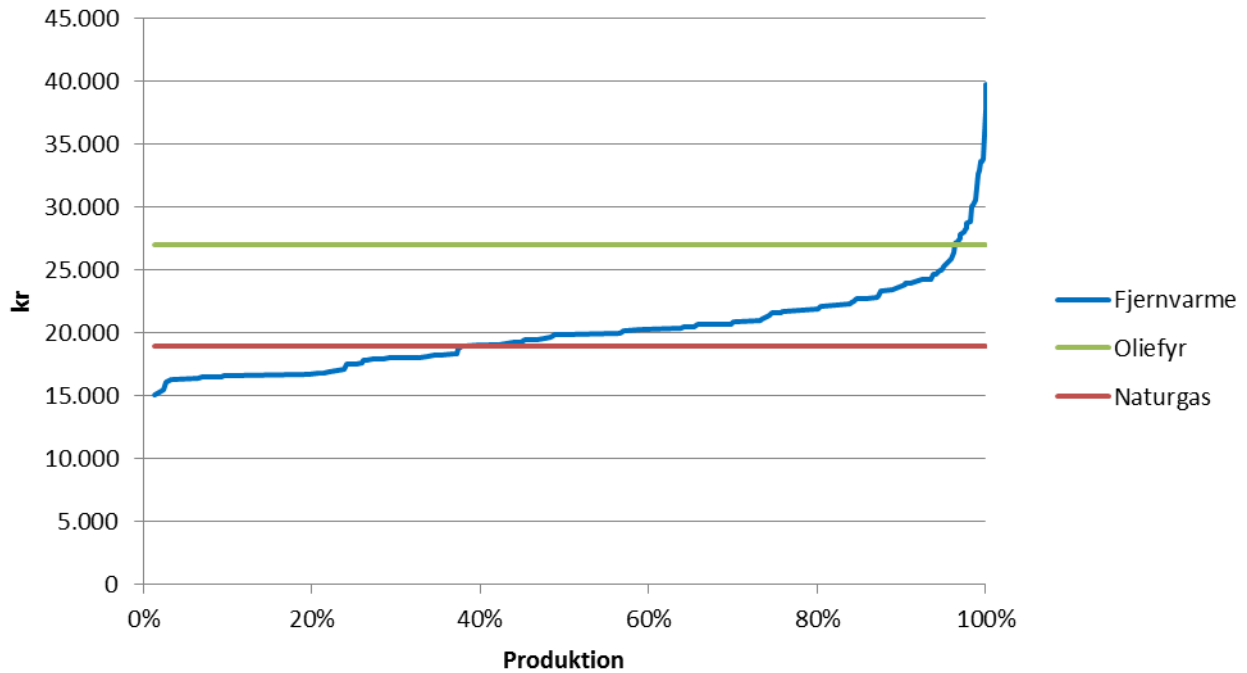
Kilder: (Energitilsynet, 2012a), (ENS, 2013c), (Energitilsynet, 2012b), (EOF, 2012), træpillepriser fra (ENS, 2012a). Antaget elpris på 1,50 kr/kWh inkl. afgift og moms. \*Elvarmeafgift gældende for 2013 er anvendt.

Som det fremgår af Figur 6 dækker middelpriiserne for fjernvarme over relativt store prisforskelle. Få værker er ekstremt dyre (over 35.000 kr./år), mens de billigste klarer forsyningen for ca. 15.000 kr./år.

<sup>8</sup> Det uvægtede gennemsnit er 19.565 kr. Det produktionsvægtede gennemsnit udtrykker bedre gennemsnitsprisen for forbrugerne, idet en produktionsvægtning groft set svarer til en vægtning med antal forbrugere.

Selvom ca. 20 % af værkerne giver varmeomkostninger, der er højere end hvis boligerne blev opvarmet med moderne oliefyr, drejer det sig om under 5 % af varmeproduktionen, der bliver afsat til så høje priser.

### Årlige varmeomkostninger for fjernvarmekunder med decentral naturgasfyret kraftvarme – 2012



Figur 6 Årlige varmeomkostninger for et standardhus i 2012 inkl. varmeinstallation og inkl. moms for naturgasfyr, oliefyr og naturgasbaseret fjernvarme. Sidstnævnte er vist efter produktion, sorteret efter billigste produktion. Kilder: Samme som i Figur 5.

## 4 Muligheder for varmeproduktion

I det følgende beskrives en række tekniske løsninger, der er mulige for de decentrale kraftvarmeværker.

Det skal bemærkes, at de decentrale naturgasfyrede kraftvarmeværker er underlagt projektbekendtgørelsens bestemmelser, der kort fortalt stiller følgende krav i decentrale kraftvarmeområder med naturgas (KEBMIN, 2013a):

- Ny brændselsbaseret kapacitet skal etableres som kraftvarme
- Naturgaskedler må etableres som spidslast
- Biomassekedler må etableres ved udvidelser af fjernvarmeområdet.

Bestemmelserne betyder, at værkerne er tvunget til fortsat at bruge naturgas, men kan etablere flisfyret *kraftvarme*, solvarme og varmepumper (elektricitet regnes ikke som brændsel). Hvis forsyningsområdet udvides må der etableres en biomassekedel, der kan dække spidslasten i det nye område. Kravet gælder kun investeringerne. Det er derfor i praksis muligt at etablere en biomassekedel dimensioneret til at dække spidslastbehovet i et nyt område, og derefter anvende den som grundlastenhed og også forsyne det oprindelige fjernvarmeområde efterfølgende.

### 4.1 Samkøring af net

Enkelte varmeværker kan have mulighed for at samkøre deres net med større fjernvarmeselskaber, der har en lav varmepris. Enten fuldstændigt som f.eks. Hjortekær, der bliver indlemmet i det storkøbenhavnse fjernvarmesystem om få år eller delvist ved etablering af en transmissionsledning fra et billigt fjernvarmesystem i nabobyen, der leverer grundlastvarmen. Potentialet for disse samkøringer er ikke analyseret, men vurderes umiddelbart at være begrænset. For langt størstedelen af de decentrale kraftvarmeværker, er det derfor nødvendigt at finde en lokal løsning.

### 4.2 Overskudsvarme fra industri

Flere fjernvarmesystemer modtager i dag overskudsvarme fra industrien. Blandt de større er Aalborg Portland, der leverer til Aalborg Forsyning og Shells raffinaderi i Fredericia, der leverer til TVIS (Trekantsområdet). En nyligt udgivet rapport (Viegand, 2013) konkluderer, at der er et yderligere økonomisk potentiale for udnyttelse af overskudsvarme direkte fra industrien på ca. 1 PJ og hertil et potentiale på 2 PJ, hvis der bruges varmepumper til at booste temperaturen. Dette er med et krav om fire års tilbagebetalingstid. Hvor stor en del af dette potentiale, der kan finde anvendelse i decentral fjernvarme er ikke beskrevet. I adskillige fjernvarmeområder vil der dog ikke være mulighed for at udnytte overskudsvarme til at dække en større del af varmeforsyningen, idet der ikke findes nogen energiintensive virksomheder, der kan levere større mængder overskudsvarme.

### 4.3 Solvarme

Storskala solvarme udgør et konkurrencedygtigt alternativ til både naturgas og biomassekedler og storskalafordelele er betragtelige. Således koster store solvarmeanlæg kun en fjerdedel af individuelle husstands anlæg per solfangerareal<sup>9</sup>. Det er typisk muligt at opnå omkring 20 % solvarmedækning i et fjernvarmesystem med udnyttelse af eksisterende varmeakkumulatorer. Herudover er der teknisk

<sup>9</sup> Omkostningen for store solvarmeanlæg er 1700 kr/m<sup>2</sup> (ENS, 2013a), for husstands anlæg er den 6700 kr/m<sup>2</sup> (ENS, 2013c)

mulighed for sæsonlagring af solvarme, der dog endnu er på et tidligt stadie. Sæsonlagringen lægger en del til prisen for solvarme, men kan øge værdien af solvarmen, idet den i højere grad kan bruges i opvarmningssæsonen. Flere varmekærker bygger i øjeblikket sæsonvarmelagre herunder Marstal, Dronninglund og Vojens.

Solvarme er afgiftsfritaget og har meget lave driftsomkostninger, hvilket gør, at afskrivninger på anlægget stort set er den eneste omkostning. Solvarme koster ca. 250 kr./MWh<sup>10</sup>.

Grundet den lave pris, er der meget, der tyder på, at solvarme bliver implementeret i fuld skala på mange decentrale kraftvarmekærker og vil kunne dække 20 % af varmeproduktionen. Særligt små fjernvarmesystemer med gasmotoranlæg kan i øjeblikket få udbytte af solvarmeanlæg, da solvarme er billigere end både den nuværende varmeproduktion og alternativerne. Ingen af de større decentrale fjernvarmesystemer med CCGT anlæg satser i øjeblikket på solvarme i større skala. Disse har et varmegrundlag, der gør det attraktivt, at etablere geotermi og flisfyret kraftvarme, der har så lave variable omkostninger, at det bliver uattraktivt at supplere med solvarme, hvilket kan forklare, at værkerne er tilbageholdende.

I denne analyse er der derfor, for alle løsninger på nær flisfyret kraftvarme, antaget en solvarmedækning på 20 % af varmebehovet svarende til maksimal udbygning uden yderligere investering i lagerkapacitet. For at sikre et rimeligt sammenligningsgrundlag, korrigeres prisen for flisfyret kraftvarme som beskrevet i afsnit 4.9.

#### 4.4 Levetidsforlængelse af gaskraftvarmeanlæg

En gasmotor skal som hovedregel hovedrenoveres efter 40.000-60.000 driftstimer, hvor motoren skilles ad fuldstændig, renses og samles igen. Herefter er den som da den var ny. Dansk Gasteknisk Center (DGC) oplyser, at omkostningen til dette er indeholdt i prisen for drift og vedligehold (D&V) anført i teknologikataloget. D&V-priserne baserer sig på servicekontrakter, hvis pris (i kr./MWh) varierer meget med anlægsstørrelsen. Servicekontrakter er udformet forskelligt, men en stor del af dem indeholder opsparring til hovedrenovering (DGC, 2013).

Middelværdien for D&V for gasmotorer fra teknologikataloget (ENS, 2013a) er på 69 kr./MWh<sub>el</sub> (55 kr./MWh<sub>varme</sub>). Dette anvendes i beregningerne.

Alternativt til hovedrenovering kan værkerne vælge at investere i en helt ny motor, hvilket koster 2,3 - 3,8 mio. kr./MW (ENS, 2013d). Dette er set i stigende omfang de senere år. I 2012 investerede 5 værker i nye motorer med en samlet kapacitet på 19 MW<sub>el</sub> (ENS, 2012b). Virkningsgraderne på nye motorer er højere, og varmegrundlaget kan have ændret sig således at en ændret motorstørrelse kan give bedre økonomi. Derfor kan en ny motor, i nogle tilfælde, være en bedre investering. Muligheden er dog ikke behandlet nærmere i dette notat.

For CCGT'er er de samlede omkostninger til vedligehold og levetidsforlængelse højere. Hillerød Forsyning forventer, at omkostningerne til levetidsforlængelse af deres anlæg på 75 MW<sub>el</sub> og 78 MW fjernvarme vil

<sup>10</sup> Kilde: Teknologikataloget (ENS, 2013a). Antaget 4 % rente og 20 års afskrivning.

være 85 mio.kr.<sup>11</sup> Dette svarer til 1,1 mio. kr./MW<sub>varme</sub>. Hertil kommer en tre-årig vedligeholdelsescyklus med en samlet omkostning på 52 mio.kr. (222.000 kr./MW/år eller 57 kr./MWh<sub>varme</sub> ved 3.900 fuldlasttimer/år). Dette er anvendt i analysen for CCGTer.

#### 4.5 Absorptionsvarmepumper til røggaskondensering i gaskraftvarme

En stor del af naturgassens energiindhold går i dag tabt gennem røggassen på motoranlæg, da denne er varm og fugtig, når den forlader fjernvarmeveksleren. Ved at bruge noget af den varme røg, kan man drive en absorptionsvarmepumpe, der trækker ekstra varme ud af røggassen, så man kan øge totalvirkningsgraden op til 104 %. For et typisk gasmotoranlæg med 40 % elvirkningsgrad betyder det, at man kan øge varmeeffektiviteten med 14 procentpoint fra de sædvanlige 50 % til 64 %. Den ekstra varme, der produceres, kommer uden ekstra brændselsforbrug og ved beskatning gennem E-formlen er den også afgiftsfritaget<sup>12</sup>. Varmen koster derfor alene investeringen i absorptionsvarmepumpe og anlæg til røggaskondensering. I Toftlund, der netop har etableret sådan et anlæg har man regnet med 9 mio.kr. for absorptionsvarmepumpe og røggaskondensator til en gasmotor på 5,5 MW<sub>el</sub> (1,6 mio. kr./MW<sub>el</sub>) (Rambøll, 2012a). Toftlund fjernvarme forventer, at investeringen vil være tilbagebetalt på tre år.

Absorptionsvarmepumper vurderes at kunne installeres på stort set alle motoranlæg større end 1 MW el-effekt, hvor pladsforholdene og temperaturniveauer i fjernvarmesystemet tillader det. Et forsigtigt skøn er, at løsningen er mulig på ca. halvdelen af alle motoranlæg i Danmark. Hvorvidt løsningen kan lade sig gøre på CCGT anlæg bliver undersøgt i løbet af efteråret 2013, hvor Rambøll gennemfører et studie på et større anlæg. Udtag af varme til at drive absorptionsvarmepumpen vil dog gå lidt ud over elvirkningsgraden i et CCGT anlæg, da disse anlæg i dag bruger den varme røggas til elproduktion (Rambøll, 2013).

I Tabel 1 ses virkningsgraderne for et motoranlæg med og uden røggaskondensering. Ved den samme varmedækning vil den forøgede effektivitet umiddelbart føre til mindre elproduktion fra motoranlæg. Introduktionen af røggaskondensering flytter dog markant ved, hvor høj elprisen skal være, før kraftvarmedrift kan betale sig. I dag bliver en stor del af varmen produceret på gaskedler, der er billigere end gasmotoren, når elprisen er under ca. 350 kr./MWh. Med en absorptionsvarmepumpe skal elprisen blot være over ca. 200 kr./MWh, før end kraftvarmedrift er attraktivt, hvilket betyder, at det stort set altid vil være en fordel at producere gaskraftvarme.

**Tabel 2 Virkningsgrader for motoranlæg med og uden røggaskondensering.**

	Uden røggaskond.	Med røggaskond.
<b>Elvirkningsgrad</b>	40 %	40 %
<b>Varmevirkningsgrad</b>	50 %	64 %
<b>Elproduktion ved produktion af 1 MW varme</b>	0,8 MW	0,63 MW

<sup>11</sup> Teknologikatalogets omkostning til D&V for CCGT-værker på 19 kr./MWh (ENS, 2013a) vurderes at være for lavt, såfremt det skulle indeholde al D&V. I stedet har vi taget udgangspunkt i (Hillerød, 2013).

<sup>12</sup> Ved afgiftsbetaling efter E-formlen betales afgift af hele brændselsmængden med fradrag for elproduktionen delt med 0,67. Øges varmeoutputet ændres afgiftsbetalingen således ikke.

Alternativt kan der betales efter V-formlen, der antager, at brændselsmængden er lig varmeoutput delt med 1,2. Med en elvirkningsgrad på 40 % og en varmeeffektivitet på 50 % er E-formlen lidt mere attraktiv end V-formlen.

Største barriere for investering i absorptionsvarmepumper vurderes at være usikkerheden om hvorvidt motoranlæggene kommer til at producere i større omfang fremadrettet. Hvis der investeres i anden grundlastkapacitet (varmepumpe eller fliskedel) vil driftstiden for gasmotoren (der har højere variable omkostninger) blive reduceret betragteligt.

#### 4.6 Eldrevne varmepumper

Flere analyser af det fremtidige energisystem, f.eks. (Klimakommissionen, 2010), peger på eldrevne varmepumper til at producere fjernvarme på langt sigt, da store fleksible varmepumper giver mulighed for at indpasse vindkraft.

Store varmepumper er dog i dag kun udbredt i meget lille omfang. Det skyldes, at afgiften på el til opvarmningsformål før sænkningen i forbindelse med finanslov 2013<sup>13</sup> har været for høj til at gøre elvarmepumper økonomisk attraktive. Derudover er der sket en stor teknologisk udvikling over de senere år for varmepumper, der bruger naturlige kølemidler<sup>14</sup>. Det er blandt andet blevet muligt at levere en højere fremløbstemperatur, således at varmepumperne nu kan anvendes i stort set alle fjernvarmesystemer.

De variable omkostninger til eldrevne varmepumper udgøres af fire komponenter:

- Elvarmeafgift<sup>15</sup>
- Nettarif
- Elkøb på spotmarkedet
- Service og vedligehold

Hertil kommer de faste omkostninger, der medfører, at en høj driftstid er påkrævet for at holde omkostningen per produceret enhed varme nede.

I Figur 7 er de forskellige omkostningskomponenter vist for en varmepumpe med en driftstid på 3.900 timer/år og en COP faktor på 2,8, som angivet i teknologikataloget. Der er indsat en illustrativ elpris på 300 kr./MWh. Store varmepumper til fjernvarmeproduktion installeret på kraftvarmeverker er fritaget for PSO-betaling jf. elforsyningslovens § 9a (KEBMIN, 2012a).

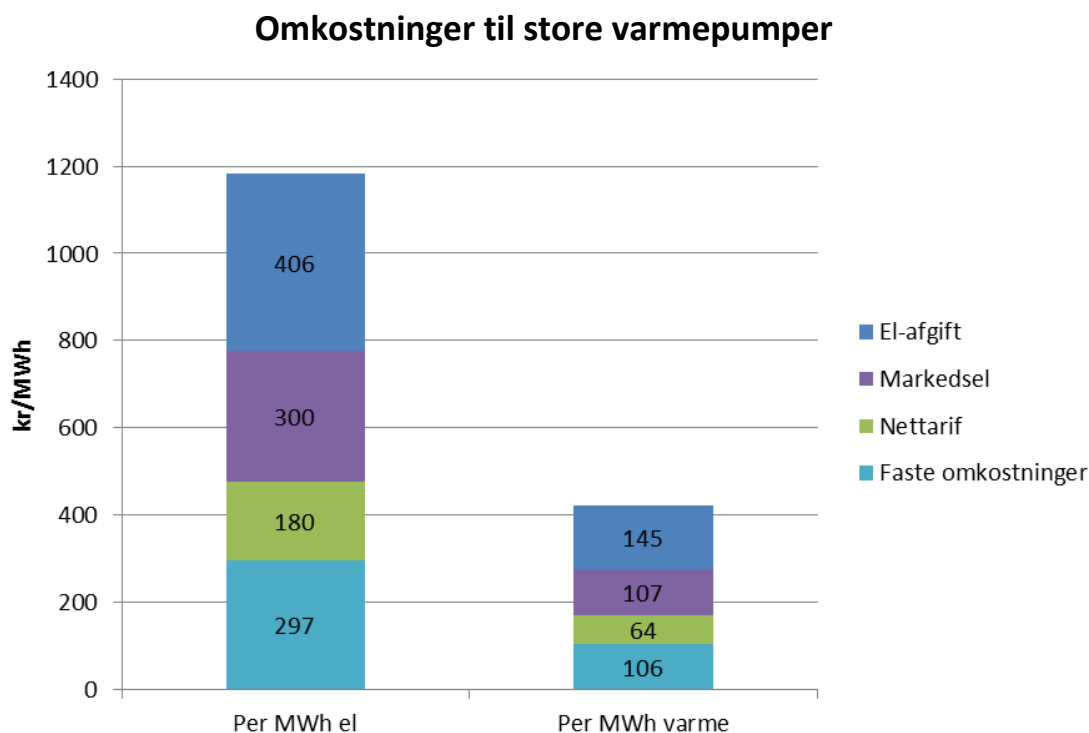
Varmepumpens effektivitet (COP-værdi) har stor betydning for den endelige varmepris, idet alle omkostningerne ligger på input-siden og derfor skal deles med COP-faktoren for at få varmeprisen på outputsiden.

<sup>13</sup> I forbindelse med finanslov 2013 (FM, 2012) blev elvarmeafgiften sænket med 29,4 øre/kWh.

<sup>14</sup> Det er et krav at større kølemaskiner med fyldninger på over 10 kg kølemiddel, kun må bruge naturlige kølemidler som ammoniak og CO<sub>2</sub>, og ikke f.eks. HFC gasser.

<sup>15</sup> Elvarmeafgiftssatsen for el brugt til rumvarme gælder også for fjernvarmesystemer og er 34,1 øre/kWh i 2013-priser (SKM, 2013a). Hertil kommer CO<sub>2</sub> afgift på 6,5 øre/kWh (SKM, 2013b). Alt i alt 40,6 øre/kWh.





**Figur 7 Omkostninger til varmeproduktion på store varmepumper opgjort per MWh el input og per MWh varme output.**

COP-faktoren for en varmepumpe afhænger i høj grad af temperaturen på den varmekilde, der anvendes. Bruges omgivelsesvarme (fra søer, havvand eller grundvand) opnås typisk en COP-faktor på omkring 3, mens det med overskudsvarmekilder er muligt at opnå COP-faktorer over 4. Der er i dette notat kun kigget på økonomien i varmepumper, der bruger omgivelsesvarme, og har en COP-faktor på 2,8 (ENS, 2013a), idet det er begrænset, hvor mange højtemperatur varmekilder, der er til rådighed for varmepumper i fjernvarmen.

Muligheden for at etablere store varmepumper afhænger af tilgængeligheden af lavtemperatur-varmekilder. Energistyrelsen har fået udarbejdet en udredning vedrørende varmelagrings teknologier og store varmepumper til brug i fjernvarmesystemet (ENS, 2013e). Resultaterne af arbejdets indledende screeninger peger på, at der for de fleste fjernvarmesystemer vil være mulighed for at hente varme fra omgivelserne i form af grundvand. Derudover vil det for kystnære byer være muligt at hente varme fra havvand. Hertil kommer et mindre potentiale for at trække varme fra industrier, renseanlæg, søer og åer. For enkelte værker vil det dog kun være muligt at trække varme fra luften, hvilket kan være problematisk i de koldeste perioder. I forhold til ovenstående vurdering skal det bemærkes, at der ikke er lavet en grundig kortlægning over potentialet for grundvandsvarmepumper samt at det kræver udviklingen af nye typer varmepumper med vanddampkompressorer for at kunne trække varme fra havet i vinterperioden. Der forventes dog et kommercielt gennembrud inden for vanddampkompressorer inden for de næste 5-10 år.

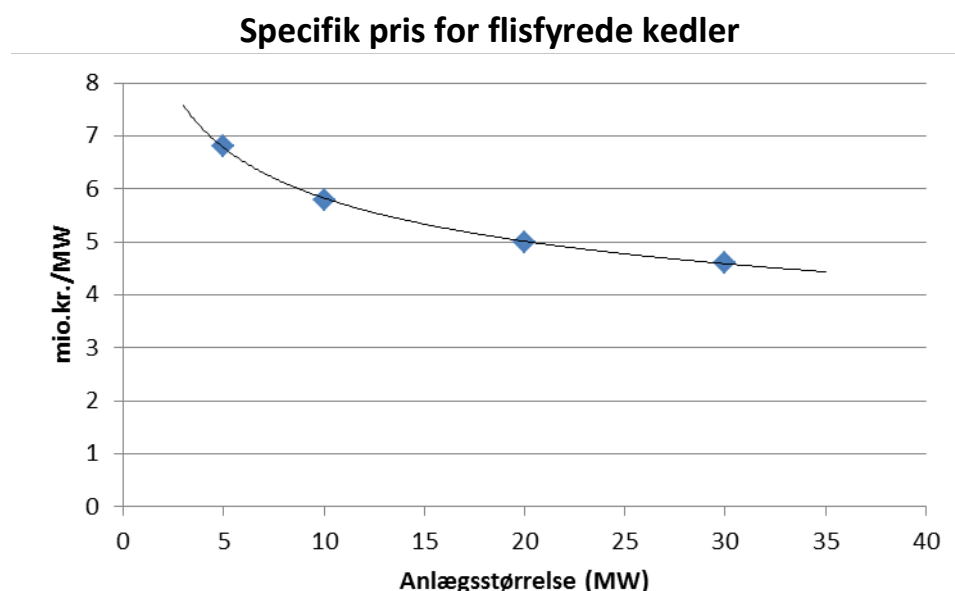
#### 4.7 Biomassekedler

Biomassekedler fyret med træflis, halm eller træpiller er i dag den selskabsøkonomisk set billigste teknologi til grundlastvarmeproduktion i de fleste decentrale fjernvarmeområder. Der er derfor i dag flere

fjernvarmeværker, der, når det er muligt inden for projektbekendtgørelsens rammer, investerer i biomassekedler til varmeproduktion. Dette skyldes primært afgiftsfordelen (biomasse har en stor afgiftsfordel som brændsel til varmeproduktion), men også at træflis og halm på brændselsprisen er konkurrencedygtig med naturgas.

Store og mellemstore fjernvarmeværker kan desuden have fordel af at investere i træfliskedler med røggaskondensering. Grænsen for hvornår det er økonomisk optimalt ligger ved 1-2 MW varme (ENS, 2013a). Ved røggaskondensering er det muligt at opnå meget høje virkningsgrader. Hvor høje afhænger i høj grad af, hvor fugtigt brændslet er.

Som det ses af Figur 8, afhænger prisen af størrelsen på anlægget. I denne analyse anvendes middelværdien for investeringsomkostningen i teknologikataloget på 6 mio.kr./MW<sub>varme</sub> samt virkningsgraden, der er angivet til 108 % for træfliskedler med røggaskondensering.



**Figur 8** Specifik pris for flisfyrede kedelanlæg med røggaskondensering. Kilde: (Rambøll, 2012b)

De mindste værker bruger typisk halm eller træpiller for en simplere brændselshåndtering og røggaskondenserer ikke (vandindholdet i halm og træpiller er væsentligt lavere end i flis).

De største fjernvarmeområder kan opnå storskalafordele. Således har Hjørring varmeværk netop investeret i en fliskedel med en virkningsgrad på op til 125 % ved afbrænding af fugtig flis og en anlægsinvestering på 115 mio. kr. for 27,7 MW varmekapacitet inkl. tilkobling til ledningsnet. Altså 4,2 mio.kr./MW, hvilket er 30 % lavere end middelværdien i teknologikataloget (Fjernvarmen, 2013).

#### 4.8 Geotermi

De største værker kan have økonomiske muligheder for at investere i geotermi. Hillerød Forsyning har d. 8. april 2013 fremsendt projektforslag for etablering af geotermi i Hillerød. Det geotermiske anlæg booster temperaturen fra borerne med varme fra flisfyrede kedler, og da denne varme betegnes som

procesenergi, er det muligt inden for projektbekendtgørelsens rammer at etablere et 36 MW geotermianlæg, hvoraf 20 MW er flisfyrede kedler og 16 MW er geotermisk varme (Hillerød, 2013).

Geotermi er ikke behandlet yderligere i dette notat. Økonomien i geotermiske anlæg er umiddelbart god. I praksis har det dog vist sig, f.eks. i Viborg, at borerer indebærer en stor risiko, idet der ingen garanti er for, at det lykkes at lave en boring, der giver et acceptabelt udbytte. Denne risiko har en omkostning, der skal prissættes ud over de direkte omkostninger.

## 4.9 Flisfyret kraftvarme

Som tidligere nævnt tillader projektbekendtgørelsen brug af biomasse til kraftvarme i områder med decentral kraftvarme på naturgas (KEBMIN, 2013a).

Små flis-kraftvarmeanlæg er generelt for dyre sammenlignet med andre løsninger og derfor er flisfyret kraftvarme primært en relevant løsning i de større decentrale fjernvarmeområder. I analysen er der anvendt data fra teknologikataloget (ENS, 2013a) for anlæg baseret på flis med en eleffekt på mellem 10 og 50 MW.

Investeringsomkostningen vurderes her at være 30 mio.kr./MW<sub>el</sub>, og med brug af røggaskondensering opnås en varmekoefficiensgrad på 77 % og en elvirkningsgrad på 29 %. Til sammenligning er middelpriisen for små flisfyrede kraftvarmeanlæg ifølge teknologikataloget 50 % højere end for de større anlæg (45 mio.kr./MW<sub>el</sub>). Derudover er totalvirkningsgraden en anelse lavere.

Elproduktion på biomasse opnår et tilskud på 150 kr./MWh (KEBMIN, 2011). Dette tilskud er ikke indekseret og bliver over tid udhulet af inflationen. Høj-effektive fliskraftvarmeværker kan med fordel betale afgift efter E-formlen (i stedet for V-formlen) og har her en afgiftsmæssig varmekoefficiensgrad på op til 136 %<sup>16</sup>.

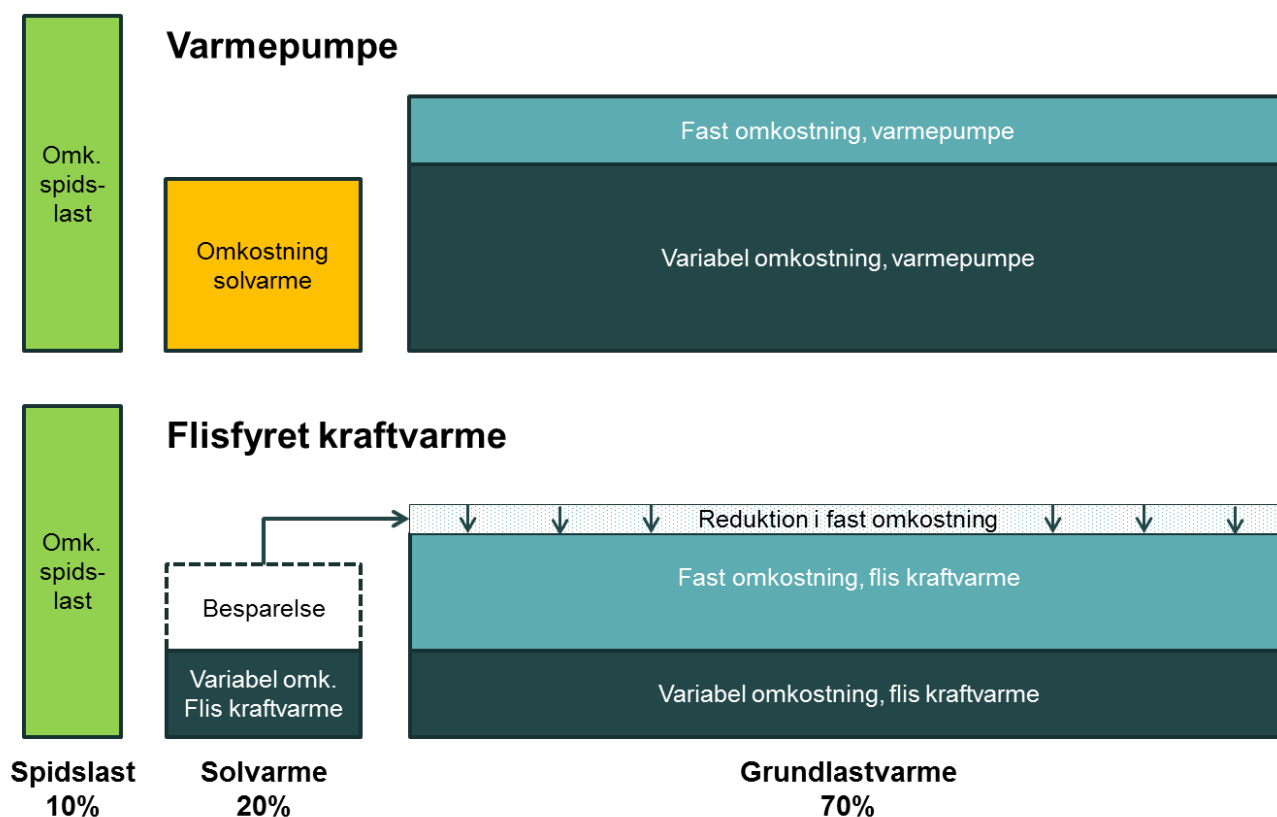
Pga. den lave variable varmepris fra flisfyret kraftvarme er der ikke økonomi i også at investere i solvarme, hvis man bygger sådan et værk. I stedet produceres hele grundlastvarmen (90 % af den samlede produktion) på det flisfyrede kraftvarmeværk.

For at skabe et rimeligt sammenligningsgrundlag mellem de forskellige teknologier i analysen er den sparede investering i solvarme indregnet i varmeprisen for flisfyret kraftvarme, der rapporteres for de 70 % af varmeproduktionen, der finder sted hvor solvarmen ikke ville have produceret.

Figur 9 viser hvordan korrektionen finder sted. Værdien af den sparede investering i solvarme udregnes som forskellen på omkostningen til solvarme og de variable omkostninger for flisfyret kraftvarme for de 20 % af produktionen, hvor flisfyret kraftvarmeproduktion erstatter solvarmeproduktion. Herefter udregnes varmeproduktionsprisen som for de andre teknologier (faste omkostninger delt med 3.900 timer) fratrukket dækningsbidraget fra den sparede investering. Værdien af den sparede investering bliver mindre over tid i takt med at de variable omkostninger til flisfyret kraftvarme stiger.

<sup>16</sup> Afgiftsmæssig virkningsgrad angiver hvilken varmekoefficiensgrad der regnes med i afgiftsmæssig forstand. Den reciprokke værdi af den afgiftsmæssige virkningsgrad angiver, hvor stor en del af energiafgiften/ forsyningsikkerheds-afgiften/elvarmeafgiften værket skal betale per enhed varme det producerer. Den afgiftsmæssige virkningsgrad ved brug af E-formel kan beregnes som  $A = 1 / (1/\eta_{\text{varme}} - C_b/0,67)$ . For et høj-effektivt flisfyret kraftvarmeværk med røggaskondensering, der har  $\eta_{\text{varme}} = 77\%$  og  $C_b = 0,38$  fås  $A = 136\%$ .

## Udregningen af varmeproduktionsomkostningen for grundlastvarmen



Figur 9 Illustration af hvordan omkostningen til opvarmning er bygget op for flis kraftvarme og de øvrige teknologier. Varmepumpen er vist som eksempel på de øvrige teknologier.

For flisfyret kraftvarme er den variable varmeproduktionsomkostning i 2020 udregnet til 153 kr./MWh. Solvarme antages at koste 250 kr./MWh (jf. afsnittet om solvarme) og dækningsbidraget bliver derfor 97 kr./MWh for de 20 % af produktionen. Når denne besparelse fordeles på de 70 % af produktionen giver det en reduktion i varmeprisen på  $97 \text{ kr./MWh} * 20 \% / 70 \% = 28 \text{ kr./MWh}$  (for de 70 % af produktionen).

## 5 Sammenligning af alternativer

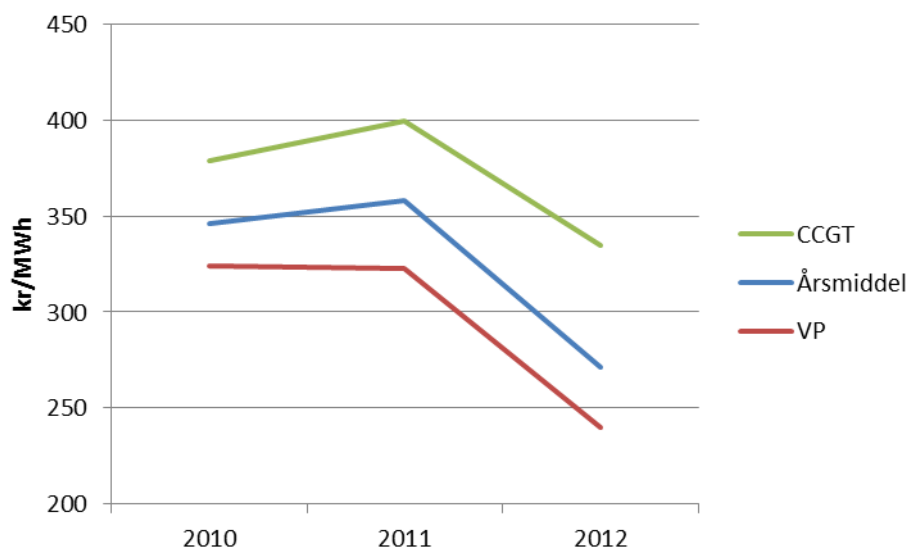
### 5.1 Forudsætninger

Scenariet for de fremtidige varmepriser for en række varmeproduktionsteknologier er beregnet ved brug af Energistyrelsens samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger fra oktober 2012 (ENS, 2012a), og indfasningen af forsyningsikkerhedsafgift svarende til lovforslaget, som blev sendt i høring 12. august 2013<sup>17</sup> (SKM, 2013), samt fortsættelse af nuværende regulering<sup>18</sup>. Der er regnet med et selskabsøkonomisk gaspristillæg på 25,7 kr./kWh<sup>19</sup>. Dette tillæg går til at afholde omkostninger, der regnes som "sunk cost" i den samfundsøkonomiske pris, f.eks. betalinger til afdrag på naturgasselskabernes gæld. Der er anvendt en nettarif for elektricitet på 180 kr./MWh.

Omkostningerne til solvarme og spidslast er ikke medtaget, da det vil påvirke økonomien i alle løsninger på samme måde. For flisfyret kraftvarme er der kompenseret for, at flisfyret kraftvarme dækker hele grundlasten, således at tallene er sammenlignelige (jf. afsnit 4.9). Der er regnet med, at 70 % af varmebehovet svarer til 3.900 fuldlasttimer.

Ved beregninger i Dansk Energis SAM-model<sup>20</sup> med 2011-elpriser ses det, at en stor fleksibel varmepumpe i gennemsnit køber el til ca. 10 % under årsgennemsnittet af markedsprisen, mens et CCGT-anlæg sælger el til ca. 11 % over årsgennemsnittet af markedsprisen. Billedet er nogenlunde det samme for 2010 og 2012, selvom CCGTerne klarer sig lidt bedre i 2012.

### Markedselpriser ved optimeret drift af kraftvarmeanlæg og varmepumper



Figur 10 Elspot-priser i middel og ved optimeret salg af el fra kraftvarme (CCGT) og køb af el til varmepumper. Kilde: Dansk Energis SAM model og elprisdata for Vestdanmark fra Energinet.dk.

<sup>17</sup> 29,7 kr./GJ for biomasse og 21,8 kr./GJ for naturgas i 2020, ingen forsyningsikkerhedsafgift på el til varme.

<sup>18</sup> Gældende energiafgifter, NOx- og metan-afgift samt afgiftsberegning med E-faktor på 0,67.

<sup>19</sup> Tillægget er fundet ved at korrigere Energistyrelsens selskabsøkonomiske tillæg for 2010 på 9,5 kr./GJ (ENS, 2011) med den gennemsnitlige reduktion af distributionstariffen fra 2010 til 2013 på 2,4 kr./GJ for kunder med et årligt forbrug på 5 mio. m<sup>3</sup>.

<sup>20</sup> Single Area Modellen kan regne detaljeret på enkelt-fjernvarmesystemer med flere produktionsanlæg, start/stop omkostninger og lager.

ENS beregningsforudsætninger (ENS, 2012a) baserer sig på en udvikling i CO<sub>2</sub>-kvoteprisens frem mod 2020, der ligger væsentlig over den aktuelle CO<sub>2</sub>-kvotepris, og som konsekvens af dette anvendes nogle (for) høje forventninger til elprisen. Dansk Energis analyser peger på, at elprisen frem mod 2020 vil ligge på et lavere niveau som følge af anvendelse af en kvoteprisfremskrivning, der er det halve af den i ENS basisfremskrivning (81 kr./ton i 2020 i stedet for 162 kr./ton). Det er kun værker med en samlet indfyret effekt på over 20 MW, der er kvoteomfattet (KEBMIN, 2012b). Beregningerne for gasmotorer og gaskedler indeholder derfor ingen omkostninger til kvotekøb. CCGT-værker betaler både omkostninger til kvotekøb og CO<sub>2</sub>-afgift.

Hvordan kvoteprisen påvirker elprisen er ikke analyseret nærmere i dette notat. Det er dog vurderet at niveauet bliver 10 % lavere end i ENS basisfremskrivning. Hermed opnår kraftvarmeværkerne prisen fra ENS basisfremskrivning<sup>21</sup> svarende til 372 kr./MWh i 2020, mens varmepumperne køber el til 81 % af prisen i ENS basisfremskrivning svarende til 302 kr./MWh i 2020. Der er ikke medtaget øvrige indtægter f.eks. fra salg af systemydelse.

Grundbeløbsstøtten udregnes efter den gældende metode<sup>22</sup>. Dog anvendes den gennemsnitlige års-elpris i dette analysenotat. Grundbeløbet bortfalder helt efter 2018. Grundbeløbsstøtten vil dog allerede være blevet udhulet i nogen grad af inflationen frem mod 2018, idet reguleringsindekset ikke (længere) bliver justeret med kulprisindeks og inflation.

Det skal bemærkes, at værker under 5 MW har mulighed for at producere kraftvarme efter treleds-tarif i stedet for at modtage grundbeløbet. Langt størstedelen af kapaciteten er dog på markedsvilkår (og grundbeløb) og derfor er økonomien for værker på treleds-tariffen ikke analyseret nærmere her<sup>23</sup>.

I tillæg til den ovenfor beskrevne grundbeløbsstøtte (der opnås ved overgang til markedsvilkår) udbetales der et ekstra grundbeløb<sup>24</sup> på i alt 142 mio.kr. til 645 MW gasfyrede motoranlæg, som kompensation for bortfald af elproduktionstilskuddet på 8 øre/kWh per 1. juli 2013. Dette tilskud er ikke-indeksret, men gives ubegrænset i modsætning til det andet grundbeløb. Den gennemsnitlige støtte er 220.000 kr./MW/år, men varierer meget fra værk til værk<sup>25</sup> (se Figur 11). Enkelte gasmotoranlæg modtager ikke denne støtte. Det vurderes, at støtten vil være tilstrækkelig til at dække de faste omkostninger til at have motoranlæg-gene stående driftsklare. Omkostningen til dette vurderes at være 50.000-150.000 kr./MW iflg. teknologi-kataloget (ENS, 2013d). Pga. dette forhold vurderes det, at en del af den gasfyrede motorkapacitet (især de helt små anlæg) forventeligt ikke vil lukke med bortfaldet af det "store" grundbeløb ved udgangen af 2018.

Det skal bemærkes, at værkerne modtager grundbeløbsstøtterne uafhængigt af om de producerer eller ej, blot de er driftsklar. Derfor er det stadig muligt at modtage grundbeløbsstøtte selvom værket har

<sup>21</sup> 10 % ned og 11 % op giver samme pris, da  $(1-0,10)*1,11 = 1,00$

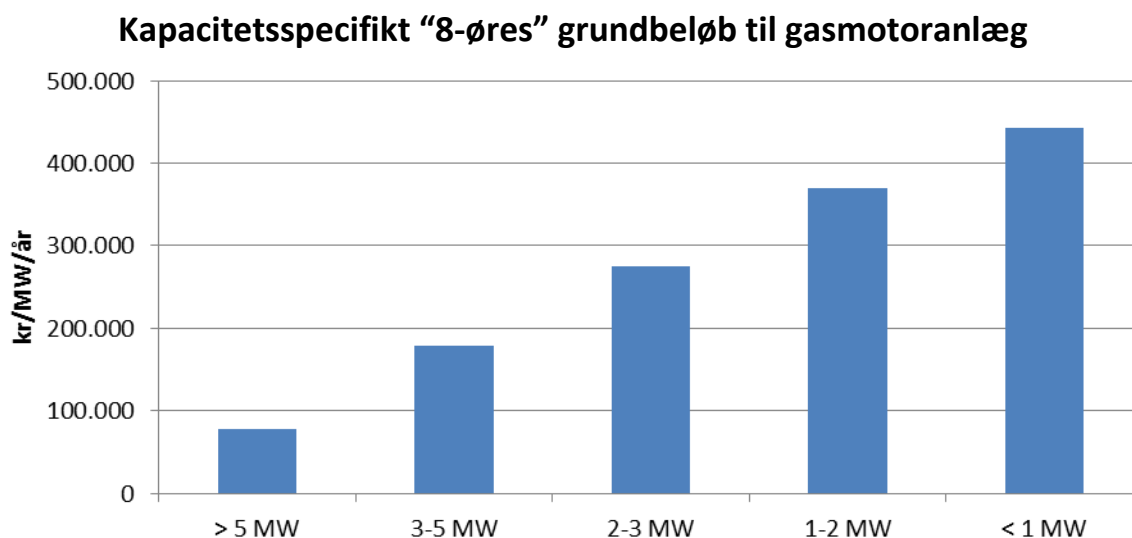
<sup>22</sup> Grundbeløbsstøtten (omfattet af § 4 i (KEBMIN, 2013b)) udregnes på baggrund af månedsgennemsnittet af spotprisen på el og udbetales hver måned som 1/12 af det samlede grundbeløb (1.504 mio. kr. fordelt på 1904 MW) ganget med indekseringsfaktoren, der er 1,7122 ved spotpris under 134,5 kr./MWh og aftrappes lineært fra 134,5 kr./MWh op til 415,8 kr./MWh. Overstiger elprisen 415,8 kr./MWh udbetales der ingen støtte.

<sup>23</sup> Energinet.dk oplyser at 116 MW er på tre-ledstarif mod 1904 MW på markedsvilkår (og grundbeløbsstøtte).

<sup>24</sup> Dette grundbeløb er fastsat i § 5 i (KEBMIN, 2013b)

<sup>25</sup> Støtten gives svarende til 8 øre/kWh for maksimalt 8.000 MWh årsproduktion per værk. Dvs. maksimalt 640.000 kr.

investeret i f.eks. en varmepumpe. Betydningen af dette forhold for løsningernes indbyrdes økonomi er beskrevet i afsnit 5.2.1.



Figur 11 Kapacitetsspecifikt grundbeløbsstøtte kommende fra omlægningen af 8-øres tilskuddet. Støtten er vist for fem intervaller af anlægsstørrelser.

### 5.1.1 Data for teknologier

Dette afsnit beskriver de tekniske data, der er anvendt for de forskellige teknologier. Idet det er antaget, at der investeres i gaskedelkapacitet som spids- og reservelast i alle tilfælde, er der ingen ekstra omkostning til investering i gaskedler. For gasmotorer er hele omkostningen til D&V og investering gjort variabel, da behovet for D&V og levetidsforlængelser ved almindelig drift afhænger af antallet af driftstimer. For CCGT anlægget er der taget udgangspunkt i Hillerød Forsynings projektforslag for geotermi, hvorfra omkostningen til levetidsforlængelse og D&V er opgjort separat (se afsnit 4.4). Data for absorptionsvarmepumpe til gasmotorer er taget fra Toftlund Fjernvarmes projekt (Rambøll, 2012a). D&V per varmeoutput er lavere for gasmotoren med absorptionsvarmepumpe, da D&V for absorptionsvarmepumpen er ubetydeligt og varmeoutputtet er større. Øvrige oplysninger inkl. emissionsdata er taget fra teknologikataloget (ENS, 2013a). Flis kraftvarme og -kedler antages udstyret med røggaskondensering.

Tabel 3 Forudsætninger anvendt i analysen. Der er forudsat 3.900 fuldlasttimer. For CCGT angiver investeringsomkostningen omkostningen til at levetidsforlænge anlægget.

\*Afskrivninger og D&V for flisfyret kraftvarme er reduceret med bidraget fra sparet investering i solvarme pga. billigere varmeproduktion og er her vist for 2020 (se afsnit 4.9 for yderligere forklaring).

	Gaskedel	Gasmotor	Gasmotor + AbsVP	CCGT	Varmepumpe	Flis-kedel	Flis-KV
Elvirkningsgrad	0	0,4	0,4	0,44	-1	0	0,29
Varmevirkningsgrad	1	0,5	0,64	0,44	2,8	1,08	0,77
C <sub>b</sub> -værdi	0	0,8	0,63	1	-	0	0,38
Variabel D&V (kr./MWh varme)	0	55	43	0	0	40	11
Fast D&V (kr./ kW varme / år)	27	0	0	222	41	0	81
Investeringsomkostninger (mio. kr./MW varme)	0,0	0,0	1,0	1,1	5,0	6,0	11,2
<b>Afskrivninger og D&amp;V (kr./MWh varme)</b>	<b>7</b>	<b>55</b>	<b>62</b>	<b>78</b>	<b>106</b>	<b>153</b>	<b>205*</b>
Afgiftsmæssig virkningsgrad	100 %	124 %	159 %	128 %	280 %	108 %	136 %

## 5.2 Resultater

Figur 12 viser varmepriserne inkl. investeringer. Det betyder, at priserne kan anvendes i den situation, hvor værket står over for valget mellem at levetidsforlænge de eksisterende gasfyrede anlæg eller investere nyt i biomasseløsninger eller varmepumpe. Er der allerede investeret i en varmepumpe, en biomassekedel eller et flisfyret kraftvarmeværk, er det svært at konkurrere med disse produktionsanlæg. Særligt for biomasseløsningerne er kapitalbindingen meget høj (se Tabel 3).

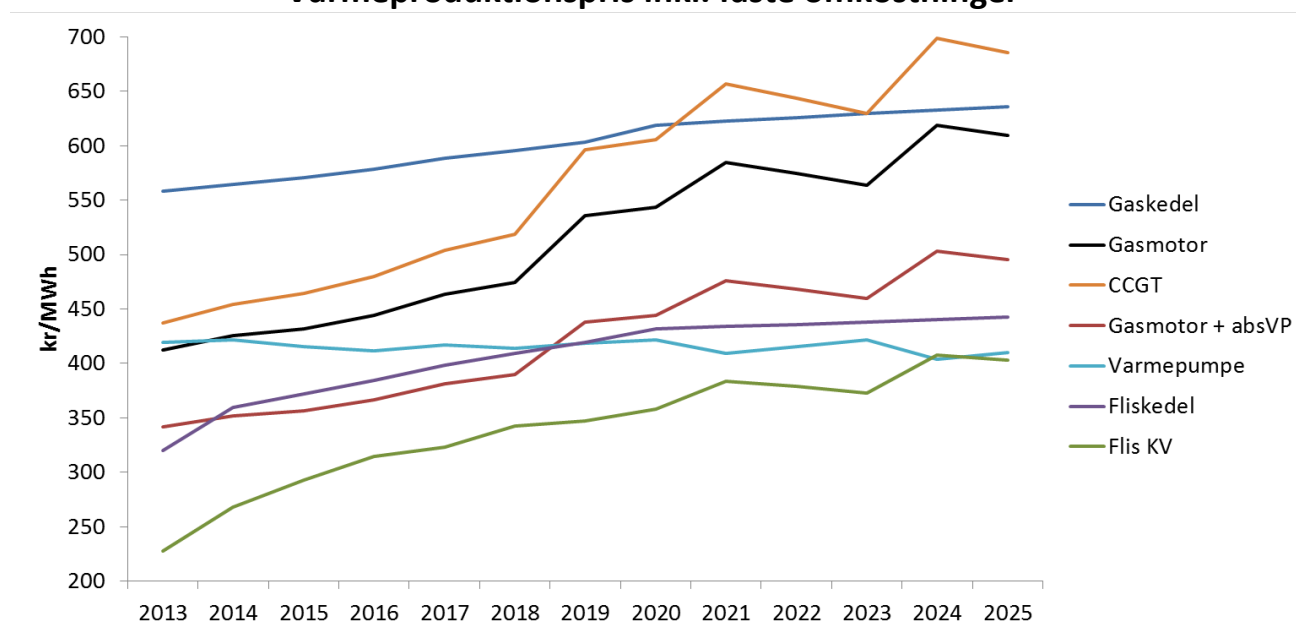
Gasmotor og CCGT anlæg vil opleve yderligere stigende varmepriser de næste fem år, primært som følge af aftrapning og endelig udfasning af grundbeløbet ved udgangen af 2018. Uden grundbeløbet ligger både motoranlæg og CCGT på samme pris som gaskedlen efter grundbeløbets bortfald, og dermed er kraftvarmeproduktionen på disse anlæg alvorligt presset. Brug af absorptionsvarmepumper til røggaskondensering på gasmotoranlæg giver en reduktion af varmeprisen på ca. 100 kr/MWh i 2020. Det vil dog stadig være en dyrere løsning end biomassekedler og varmepumper på den lange bane, hvorfor en del kraftvarmeværker kan tænkes at holde igen med at investere af frygt for, at pengene er tabt, hvis der kommer frit brændselsvalg eller det viser sig, at der er gode muligheder for at etablere en eldrevet varmepumpe ved værket.

Flisfyret kraftvarme er den billigste løsning. Herefter følger flis kedler og gasmotoranlæg med absorptionsvarmepumper i de første år. Store varmepumper til fjernvarme er dyrere end de biomassebaserede løsninger i den første periode, men overhaler allerede inden for dette årti flis kedlerne, idet de ikke får afgiftsstigning og elprisen iflg. Energistyrelsen ikke stiger frem til 2025.



Der er en debat pt. om, hvorvidt elkapacitet har en selvstændig værdi i et marked, hvor pålidelig elproduktionskapacitet i stigende grad er en efterspurgt ressource. Det skyldes at mange kraftværker ikke økonomisk kan opretholde produktion ved udelukkende at få betaling for energien. Medtages en værdi af elkapacitet vil dette øge konkurrenceevnen for kraftvarmeanlæggene i forhold til solvarme, kedler, geotermi og varmepumper.

### Varmeproduktionspris inkl. faste omkostninger



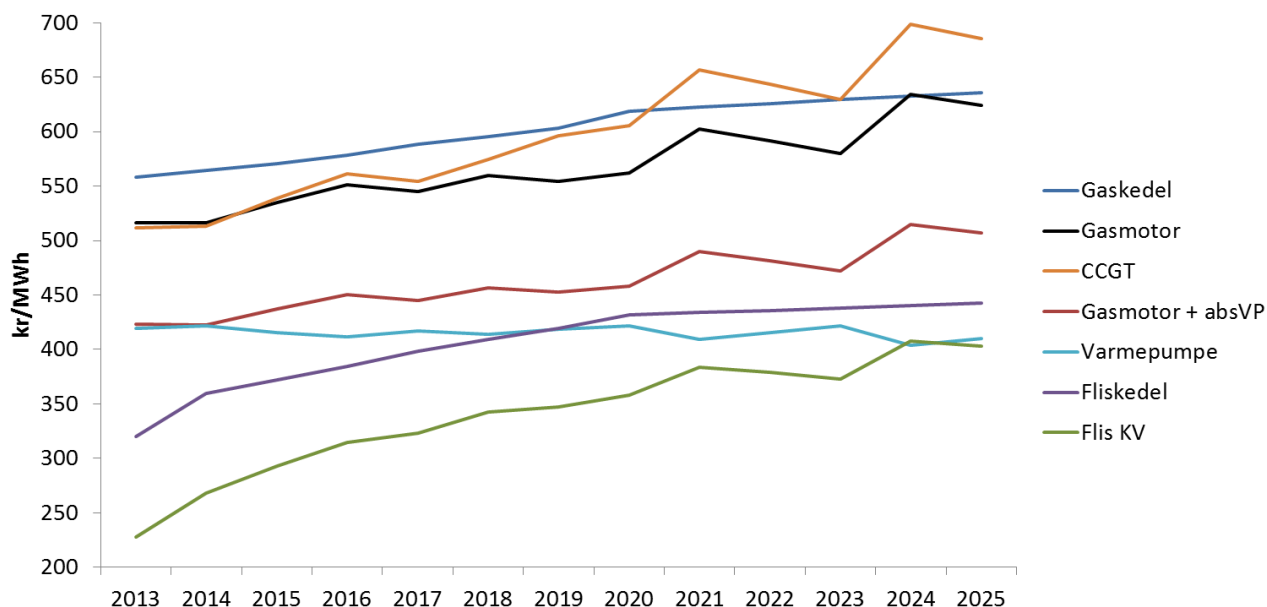
Figur 12 Varmeproduktionsomkostninger for forskellige teknologier. Der er medregnet udgifter til afskrivninger og D&V.

#### 5.2.1 Økonomien uden grundbeløbsstøtte

Som nævnt i afsnit 5.1, er det muligt for et kraftvarmeværk at etablere ny kapacitet og fortsætte med at modtage grundbeløbsstøtte, så længe det gasfyrede kraftvarmeanlæg holdes driftsklart. For at illustrere betydningen af dette forhold for teknologiernes indbyrdes konkurrenceforhold, er der lavet en ekstra beregning, hvor grundbeløbsstøtten fjernes fra økonomien i gaskraftvarme, men hvor omkostningerne til at holde gaskraftvarmeanlæggene driftsklar er betalt. Disse omkostninger vurderes groft at være 100.000 kr./MW/år.

Resultatet af denne beregning fremgår af Figur 13, der er ens med Figur 12 bortset fra varmepriserne for gaskraftvarme i 2013-2018. Af figuren ses det, at økonomien i kraftvarmedrift er på vippen allerede i dag, hvilket forklarer nedgangen i elproduktion som vist i Figur 3. Investering i en varmepumpe eller biomasseløsning har bedre økonomi i dag end fortsat produktion på gaskraftvarmeanlægget, selv hvis der investeres i en absorptionsvarmepumpe til røggaskondensering på gasmotoren.

### Varmeproduktionspris inkl. faste omkostninger uden grundbeløb



Figur 13 Varmeproduktionsomkostninger for forskellige teknologier. Der er medregnet udgifter til afskrivninger og D&V. Til forskel fra Figur 12 dækker bidraget fra grundbeløbsstøtten alene omkostningerne til at beholde kraftvarmeanlægget.

#### 5.2.2 Samfundsøkonomiske varmepriser

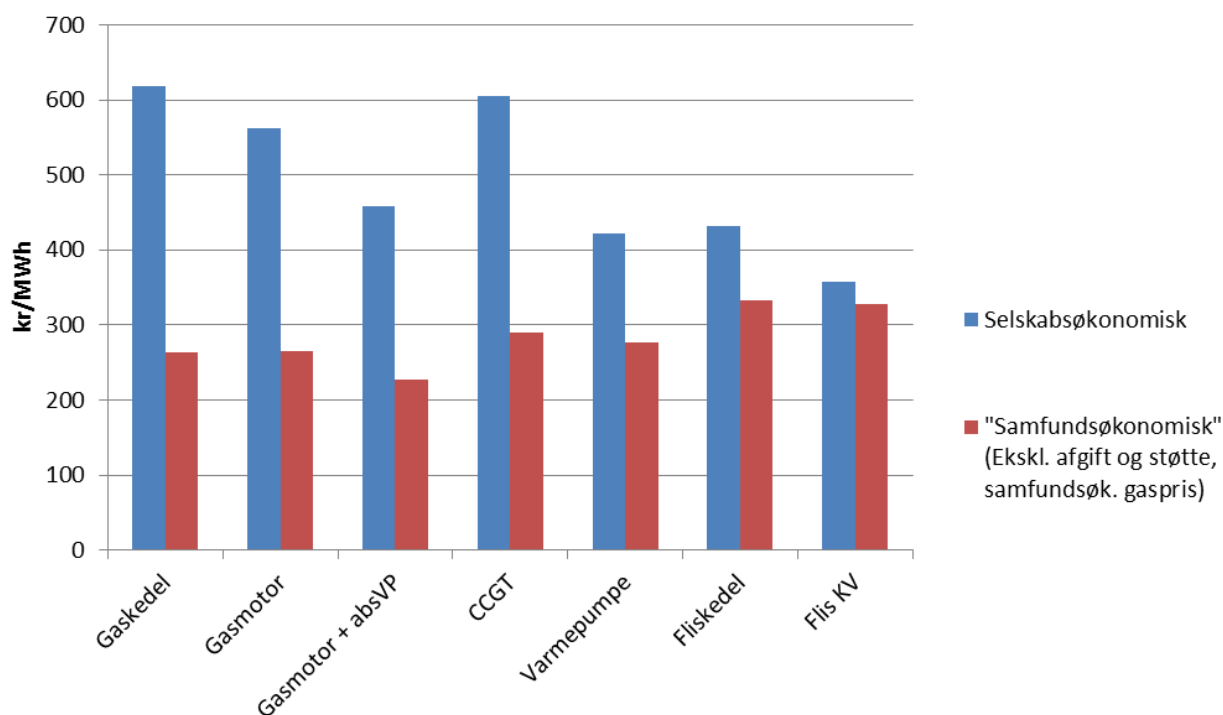
Figur 14 viser de selskabsøkonomiske og samfundsøkonomiske varmepriser i 2020. De samfundsøkonomiske varmepriser er fundet simpelt ved at fjerne energifgifterne (energifgift, forsyningssikkerhedsafgift og CO<sub>2</sub>-afgift) og støtte og er altså ikke justeret for skatteforvriddningstab, nettoafgiftsfaktoren eller eksternaliteter<sup>26</sup>. De samfundsøkonomiske omkostninger til naturgasdistribution er anvendt, hvilket reducerer gasprisen med 25,7 kr./MWh<sup>27</sup> (ENS, 2011).

Når energifgifterne fjernes ses det, at varmepumper og gasbaserede løsninger umiddelbart er de billigste for samfundet i 2020. Gasmotorer med absorptionsvarmepumper er den billigste af løsningerne. Fliskedler er den dyreste løsning. Der er ikke indregnet en kapacitetsværdi for kraftvarmeløsningerne, hvilket vil øge værdien for de gasfyrede kraftvarmeløsninger og i mindre grad flisfyret kraftvarme. Medregnes skatteforvriddningstab på 20 % vil det primært være en fordel for gasteknologierne, der betaler de højeste afgifter.

<sup>26</sup> Eksternaliteterne er delvist medregnet, idet NOx- og metanafgift og betaling for CO<sub>2</sub>-kvoter er fastholdt.

<sup>27</sup> Den samfundsøkonomiske omkostning til gasdistribution er lavere, da bl.a. afskrivninger på nettet ikke medregnes.

## Varmepris i 2020 inkl. faste omkostninger



Figur 14 Selskabs- og samfundsøkonomiske varmeproduktionsomkostninger. Der er medregnet udgifter til afskrivninger og D&V. Den samfundsøkonomiske varmepris er beregnet ved at fjerne energiafgifterne (energiafgift, forsyningsikkerhedsafgift og CO<sub>2</sub>-afgift) og støtte. Derudover er selskabsøkonomiske pristillæg på naturgas fjernet.

Når der ikke investeres mere i fliskraftvarme i dag kan det skyldes, at det er vanskeligt at vise positiv samfundsøkonomi i denne løsning, hvilket § 26 stk. 2 i projektbekendtgørelsen stiller krav om (KEBMIN, 2013a). Tallene i Figur 14 indikerer, at dette kan være tilfældet, da fortsat drift på CCGT anlæg eller ren gasfyring er billigere samfundsøkonomisk end fliskraftvarme. Det skal dog bemærkes, at ovenstående resultatet er fundet ved beregninger på standardværdier og det derfor kan tænkes, at billedet ændres i konkrete tilfælde når lokale forhold inddrages i vurderingen. Hillerød forsynings projektforslag for geotermi når frem til, at den samfundsøkonomiske omkostning ved fliskraftvarme er højere end både geotermi og fortsat drift på CCGT anlægget.

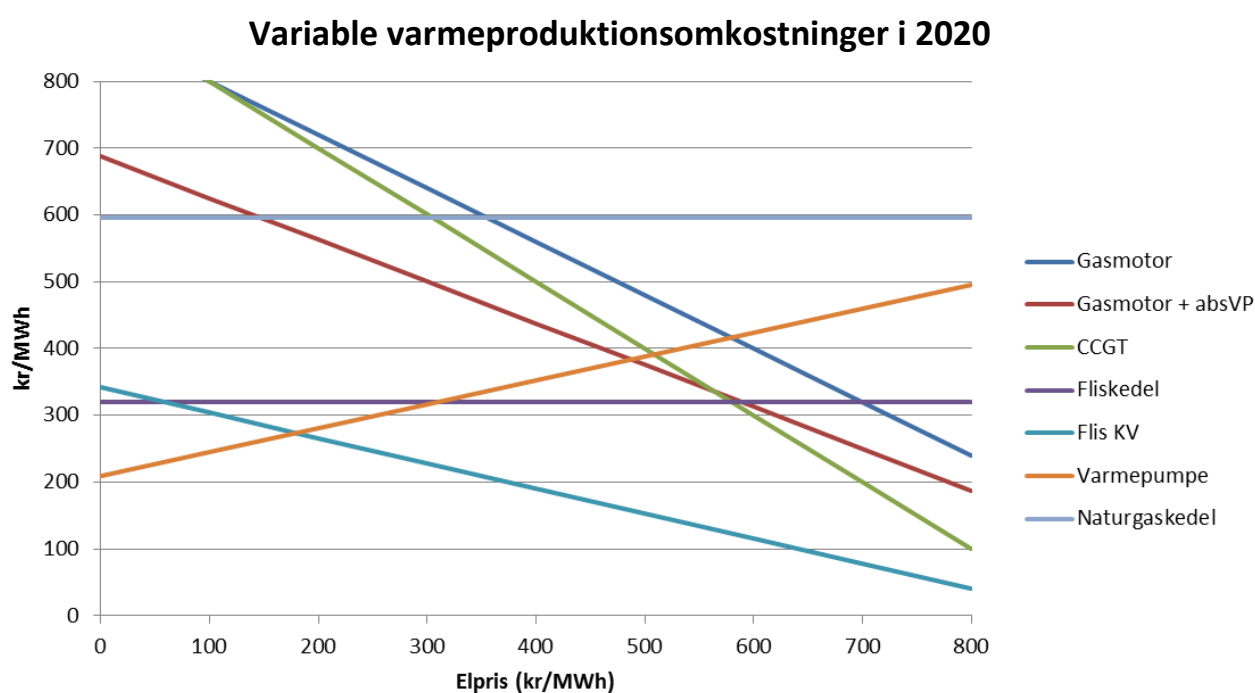
### 5.2.3 Variabel drift

Nedenstående figur viser konkurrenceforholdet mellem de forskellige teknologier, som variable varmepriser ved forskellige elpriser. Figuren medtager altså ikke faste omkostninger. Kedlerne, hvis varmepris er upåvirket af elprisen, ligger som vandrette kurver i figuren. Kraftvarmeanlæggenes varmepris falder med stigende elpriser, da indtægten fra elsalg stiger. Varmepumpens omkostninger stiger med elprisen, og den har derfor en stigende kurve modsat de andre teknologier.

I et system med både varmepumper og fliskedler, vil det være attraktivt at anvende varmepumpen når elprisen når under 300 kr./MWh. Det ses også, at introduktionen af en absorptionsvarmepumpe sænker

kip-prisen (under hvilken kedeldrift bedre kan betale sig) med ca. 200 kr./MWh i 2020. Kip-prisen for CCGT ligger på ca. 300 kr./MWh, mens den ligger på knap 360 kr./MWh for gasmotoren. Forskellen skyldes delvist beregningsmetoden, hvor D&V er regnet som rent variabelt for gasmotoren, mens det regnes som fast for CCGT og derfor ikke indgår i den variable varmepris. Størstedelen af omkostninger til flisfyret kraftvarme er faste, hvorfor varmeprisen er lav ved stort set alle elpriser.

Kombineres varmepumper og gasmotoranlæg er skæringspunktet ca. 580 kr./MWh<sub>el</sub>. Bevares kraftvarmeanlægget kan det bruges til at sikre sig mod perioder med høje elpriser. Bevares kraftvarmeanlægget ikke, ligger skæringspunktet mellem varmepumpe og gaskedel på ca. 1080 kr./MWh<sub>el</sub>. Når skæringsprisen er så høj, skyldes det varmepumpens høje effektivitet, hvilket medfører, at spotprisen på el kun udgør en mindre del af omkostningerne.



Figur 15 Variable selskabsøkonomiske varmeproduktionsomkostninger i 2020 ved forskellige elpriser.

## 6 Referencer

- DGC, 2013 Dansk Gasteknisk Center, *Personlig kontakt med Jan De Wit*, 30. oktober 2013
- EEX, 2013 EEX, *Spot Market | Daily Reference Price (TTF)*, hentet 29. oktober 2013.  
<http://www.eex.com/en/Market%20Data/Trading%20Data/Natural%20Gas/daily-reference-price-index/gas-index-table/>
- Energinet.dk, 2013 Energinet.dk, Udtræk af markedsdata, hentet 11. september 2013.  
<http://energinet.dk/DA/El/Engrosmarked/Udtraek-af-markedsdata/Sider/default.aspx>
- ENS, 2011 Energistyrelsen, *Opdatering af samfundsøkonomiske brændselspriser KUL, OLIEPRODUKTER OG NATURGAS*, marts 2011  
<http://www.ens.dk/sites/ens.dk/files/info/tal-kort/fremskrivninger-analyser-modeller/samfundsokonomiske-beregnings-forudsatninger/Priser%20-%20Kul%2C%20olieprodukter%20og%20naturgas%202011.pdf>
- ENS 2012a Energistyrelsen, *Forudsætninger for samfundsøkonomiske analyser på energiområdet*, oktober 2012.  
<http://www.ens.dk/info/tal-kort/fremskrivninger-analyser-modeller/samfundsokonomiske-beregnings-forudsatninger>
- ENS, 2012b Energistyrelsen, *Energiproducenttællingen 2012*, udtræk leveret 27. februar 2013.
- ENS 2013a Energistyrelsen, *Teknologikatalog for el, fjernvarme, lagring og konvertering*, oktober 2013  
<http://www.ens.dk/info/tal-kort/fremskrivninger-analyser-modeller/teknologikataloger>
- ENS, 2013b Energistyrelsen, *Månedlig elforsyningsstatistik*, hentet 30. oktober 2013.  
<http://www.ens.dk/info/tal-kort/statistik-noglestal/manedsstatistik>
- ENS, 2013c Energistyrelsen, *Teknologikatalog for individuelle varmeanlæg og energitransport*, oktober 2013  
<http://www.ens.dk/info/tal-kort/fremskrivninger-analyser-modeller/teknologikataloger>
- ENS, 2013d Energistyrelsen, *Udkast til revideret gasmotor kapitel i teknologikataloget (i høring)*, november 2013
- ENS, 2013e Energistyrelsen, *Udredning vedrørende varmelagringsteknologier og store varmepumper til brug i fjernvarmesystemet*, november 2013  
[http://www.ens.dk/sites/ens.dk/files/byggeri/udredning\\_vedroerende\\_varmelagringsteknologier\\_og\\_store\\_varmepumper\\_til\\_brug\\_i\\_fjernvarmesystemet.pdf](http://www.ens.dk/sites/ens.dk/files/byggeri/udredning_vedroerende_varmelagringsteknologier_og_store_varmepumper_til_brug_i_fjernvarmesystemet.pdf)
- Energitilsynet, 2012a Energitilsynet, *Prisstatistik for fjernvarme pr. 31. august 2012*  
<http://energitilsynet.dk/varme/prisstatistik/pr-31-august-2012/>
- Energitilsynet, 2012b Energitilsynet, *Gasprisstatistik, 1.-4. kvartal i 2012*  
<http://energitilsynet.dk/gas/prisstatistik/>

Energitilsynet, 2013	Energitilsynet, <i>Store forskelle i varmepriiserne – hvorfor?</i> , maj 2013 <a href="http://energitilsynet.dk/fileadmin/Filer/0_-_Nyt_site/VARME/Materiale_til_varmenyheder/2013-05_-_Varmeprisanalyse/Varmeprisanalyse.pdf">http://energitilsynet.dk/fileadmin/Filer/0_-_Nyt_site/VARME/Materiale_til_varmenyheder/2013-05_-_Varmeprisanalyse/Varmeprisanalyse.pdf</a>
EOF, 2012	Energi- og Olieforum, <i>Prisudvikling – fyringsolie</i> , data hentet for 2012. <a href="http://www.eof.dk/Priser-og-Forbrug/Fyringsolie-udvikling">http://www.eof.dk/Priser-og-Forbrug/Fyringsolie-udvikling</a>
FM, 2012	Finansministeriet, <i>Aftaler om finansloven for 2013</i> , oktober 2012 <a href="http://www.fm.dk/publikationer/2012/aftaler-om-finansloven-for-2013/~media/Publikationer/Imported/2012/Aftaler%20om%20finansloven%202013/aftaler_om_finansloven_pdfa_web.pdf">http://www.fm.dk/publikationer/2012/aftaler-om-finansloven-for-2013/~media/Publikationer/Imported/2012/Aftaler%20om%20finansloven%202013/aftaler_om_finansloven_pdfa_web.pdf</a>
Fjernvarmen 2013	Fjernvarmen Nr. 7/8, <i>Grønt superværk skal varme Hjørring</i> , Juli/August 2013 <a href="http://www.fjernvarmen.dk/Faneblade/FJERNVARMEN/arkiv/~media/FJERNVARMEN/Arkiv/2013/Jul%20Aug/07%2008%202013Gr%C3%B8ntSuperv%C3%A6rkSkalVarmeHj%C3%B8rring.ashx">http://www.fjernvarmen.dk/Faneblade/FJERNVARMEN/arkiv/~media/FJERNVARMEN/Arkiv/2013/Jul%20Aug/07%2008%202013Gr%C3%B8ntSuperv%C3%A6rkSkalVarmeHj%C3%B8rring.ashx</a>
Hillerød, 2013	Hillerød Varme A/S, <i>Projektforslag for opførelse af geotermi anlæg og procesvarmeanlæg ved Roskildevej i Hillerød til varmeforsyning af Hillerød og omkringliggende byer og bysamfund</i> , april 2013. <a href="http://www.hillerod.dk/da/ForBorgere/Natur_Miljoe_og_Klima/Miljoe/Geotermi.aspx">http://www.hillerod.dk/da/ForBorgere/Natur_Miljoe_og_Klima/Miljoe/Geotermi.aspx</a>
ICEENDEX, 2013	IceENDEX, <i>OLD Gas NL All Day Index historical data</i> , hentet 29 oktober 2013. <a href="http://www.iceendex.com/market-data/spot-markets/ttf-spot/dashboard/">http://www.iceendex.com/market-data/spot-markets/ttf-spot/dashboard/</a>
KEBMIN, 2011	Klima- Energi- og Bygningsministeriet, <i>LBK nr 1074 af 08/11/2011 (Bekendtgørelse af lov om fremme af vedvarende energi)</i> <a href="https://www.retsinformation.dk/Forms/r0710.aspx?id=139075">https://www.retsinformation.dk/Forms/r0710.aspx?id=139075</a>
KEBMIN, 2012a	Klima- Energi- og Bygningsministeriet, <i>LBK nr 279 af 21/03/2012 (Bekendtgørelse af lov om elforsyning)</i> <a href="https://www.retsinformation.dk/Forms/R0710.aspx?id=141061">https://www.retsinformation.dk/Forms/R0710.aspx?id=141061</a>
KEBMIN, 2012b	Klima- Energi- og Bygningsministeriet, <i>LOV nr 1095 af 28/11/2012 (Lov om CO<sub>2</sub>-kvoter)</i> <a href="https://www.retsinformation.dk/Forms/R0710.aspx?id=144102">https://www.retsinformation.dk/Forms/R0710.aspx?id=144102</a>
KEBMIN, 2013a	Klima- Energi- og Bygningsministeriet, <i>BEK nr 374 af 15/04/2013 (Projektbekendtgørelsen)</i> <a href="https://www.retsinformation.dk/Forms/R0710.aspx?id=145836">https://www.retsinformation.dk/Forms/R0710.aspx?id=145836</a>
KEBMIN, 2013b	Klima- Energi- og Bygningsministeriet, <i>BEK nr 760 af 24/06/2013 (Bekendtgørelse om pristillæg til elektricitet produceret ved decentral kraftvarme m.v.)</i> <a href="https://www.retsinformation.dk/Forms/R0710.aspx?id=152628">https://www.retsinformation.dk/Forms/R0710.aspx?id=152628</a>
Klimakommissionen, 2010	Klimakommissionen, <a href="#">Grøn Energi - vejen mod et dansk energisystem uden fossile brændsler</a> , september 2010
Rambøll, 2012a	Rambøll, <i>Projektforslag – 11.000 m<sup>2</sup> solvarme og hedtvandsabsorptionsvarmepumpe</i> , august 2012 <a href="http://www.toftlundfjernvarme.dk/getfile.php?objectid=68034">http://www.toftlundfjernvarme.dk/getfile.php?objectid=68034</a>

- Rambøll, 2012b      Rambøll, [Varmeplan 2013 – Holbæk Kommune](#), august 2012
- Rambøll, 2013      Rambøll, Personlig kontakt med Flemming Ulbjerg, 10. september 2013
- SKM, 2012a      Skatteministeriet, *elafgiftsloven*, december 2012  
[http://www.skm.dk/skatteomraadet/talogstatistik/satser\\_og\\_beloeb/206.html](http://www.skm.dk/skatteomraadet/talogstatistik/satser_og_beloeb/206.html)
- SKM, 2012b      Skatteministeriet, *CO<sub>2</sub>-afgiftsloven*, december 2012  
[http://www.skm.dk/skatteomraadet/talogstatistik/satser\\_og\\_beloeb/216.html](http://www.skm.dk/skatteomraadet/talogstatistik/satser_og_beloeb/216.html)
- SKM, 2013      Skatteministeriet, *Notat: Beskrivelse af model for forsyningssikkerhedsafgiften*, august 2013.  
<http://www.skm.dk/skatteomraadet/love/lovforslagihoering/9752/9755/>
- Viegand, 2013      Viegand og Maagøe, *Analyse af mulighederne for bedre udnyttelse af overskudsvarme fra industrien*, august 2013  
[http://www.kebmin.dk/sites/kebmin.dk/files/nyheder-presse/overskudsvarme\\_-\\_sammenfattende\\_rapport\\_august\\_2013\\_final.pdf](http://www.kebmin.dk/sites/kebmin.dk/files/nyheder-presse/overskudsvarme_-_sammenfattende_rapport_august_2013_final.pdf)