
Omstilling til elbaseret fjernvarme

Fra fossilbaseret
til elbaseret
varmeproduktion

Kasper Nagel og Nina
Detlefsen



Dato: 29.03.2016
Udarbejdet af: Kasper Nagel og Nina Detlefsen
Kontrolleret af: Kim Clausen
Beskrivelse: Denne analyse undersøger økonomien ved at udskifte olie- og naturgaskedler i fjernvarmen til elkedler og varmepumper.
Kontakt: www.gronenergi.org

Opsummering

De fossile brændselspriser er for tiden så uforudsigelige at det er yderst vanskeligt at foretage langsigtede investeringer i fjernvarmesektoren for de værker som fortsat producerer varmen på fossilbaserede anlæg. Det man for 5 år siden troede brændselspriserne ville være i dag, har vist sig ikke at holde stik. Selvom brændselspriserne i f.eks. IEA's brændselsprisfremskrivninger forventes at stige i fremtiden, er der ikke noget i markedet der tyder på, det kommer til at gå i den retning ud fra det lave brændselspriserne befinder sig i, i dag. Det er et yderst usikkert grundlag at foretage en investering ud fra, hvilket er virkeligheden for de mange værker der ønsker at omstille deres fossilbaserede varmeproduktion til eksempelvis elbaserede alternativer.

Tidligere analyser har vist at en omstilling til elbaserede teknologier er det mest hensigtsmæssige rent samfundsøkonomisk. Dog er situationen den, at rammevilkårene er skruet sådan sammen, at det sjældent giver selskabsøkonomisk mening at omstille til elbaserede løsninger. Omstillingen fra fossilbaserede til elbaserede teknologier i fjernvarmesektoren skal, over tid, kunne finansieres af den marginale besparelse i varmeproduktionsprisen mellem de forskellige teknologier.

Med de lave brændselspriser bliver varmeproduktionsprisen for de fossile teknologier presset i bund, hvilket gør besparelsen ved at investere i alternativ elbaseret produktionskapacitet mindre. Er der tale om enheder som typisk har meget få driftstimer, såsom spidslastenheder, bliver udfordringen kun større, da der er færre timers drift med besparelse, og dermed færre timer til finansiering af en investering. Med få driftstimer skal der være en meget stor besparelse pr. MWh produceret varme, for at investeringen kan betales indenfor en overskuelig periode, og det vanskeliggør de lave brændselspriser om end de kun er en del af problemet.

Indledning

Der er de seneste år sket et fald i de fossile brændselspriser, hvilket påvirker selskabsøkonomien for værker, der ønsker at investere i ny teknologi. Dette i en tid, hvor der er et politisk ønske om at værker bør omstille deres varmeproduktion til grønnere løsninger baseret på eksempelvis el. I dag er varmeproduktionen på mange værker baseret på naturgaskedler i kombination med naturgaskraftvarme og oliespidslastkedler.

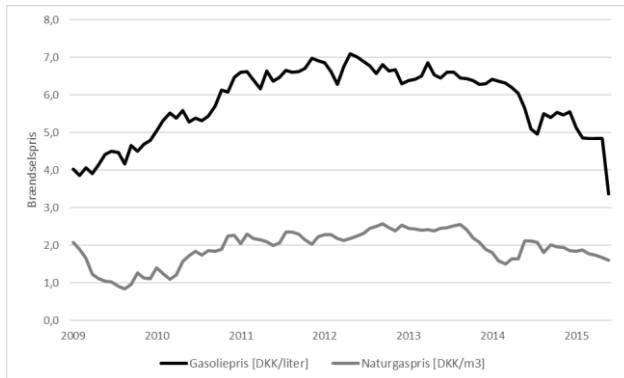
Det er disse naturgaskedler og oliespidslastkedler, som må forventes at skulle omstilles eller erstattes af andre teknologier som er baseret på eksempelvis el. Hvad der skal ske med kraftvarmeanlæggene afhænger i højere grad af elsystemets villighed til at betale for elkapaciteten, og er derfor ikke en del af denne analyse.

Eftersom størstedelen af de fossile kedler i fjernvarmesektoren udgøres af gasolie- og naturgaskedler, er det udelukkende dem der er kigget nærmere på. Eftersom naturgaskedlerne på mange værker efterhånden fungerer som grundlastenheder, er det antaget at de i fremtiden skal erstattes af andre grundlastenheder såsom varmepumper. Med hensyn til spidslastoliekedlerne, er det antaget, at de skal erstattes af elkedler til produktion af spidslastvarmebehovet.

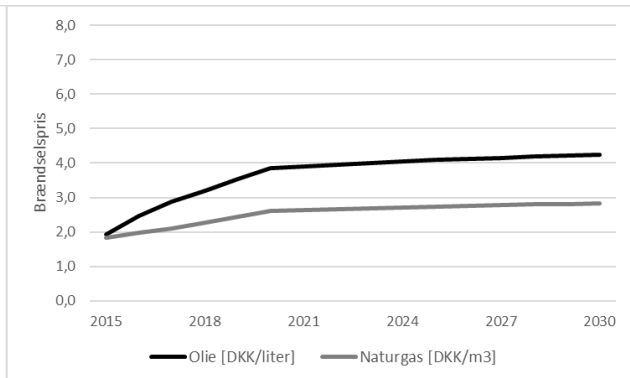
Analysen belyser derfor driftsøkonomien mellem de to nævnte fossilbaserede teknologier overfor de nævnte elbaserede alternativer samt hvilken betydning de lave brændselspriser har for konkurrenceforholdet herimellem. Herunder værkernes muligheder for at forrente investeringen i ny teknologi.

Historiske olie og naturgaspriser

Fossile brændselspriser er faldet de seneste år. Det kan blandt andet ses i Figur 1, hvor olie- og gasprisens udvikling gennem de sidste 6 år er vist¹. I Figur 2 ses en fremskrivning af olie- og naturgaspriserne fra Energinet.dk's analyseforudsætninger, som er baseret på IEA's fremskrivninger.



Figur 1. Den historiske udvikling i olie- og gaspriser



Figur 2. Fremskrivninger af brændselspriserne 2015-2030

Som det fremgår af Figur 1, har olieprisen nået det laveste punkt i de seneste seks år mens gasprisen har været mere stabil om end den er nedadgående. Omvendt forventes det, som det ses i Figur 2, at såvel olieprisen som naturgasprisen fremover vil stige til et mere moderat niveau. Netop denne forskel mellem de observerede priser og forventningerne gør det svært for værkerne at vide, hvad de skal basere deres forventninger og i sidste ende deres beslutninger på. Netop forventningen til fremtidige priser er meget vigtig for om investeringer kommer til at ske. I denne analyse ser man på hvor stor en besparelse i produktionsprisen for varmen der skal til, for at kunne afskrive en investering.

Baggrund for analysen

Analysen er foretaget ud fra en sammenligning af den marginale varmeproduktionspris for fire forskellige typer teknologier; en gasoliekedel, en naturgaskedel, en elkedel og en varmepumpe. Der er set bort fra biomassekedler af to grunde. Dels fordi biomasse betragtes som et grønt alternativ, men også fordi det i praksis ikke er et valg, som værkerne med de nuværende regler kan investere i. Kulkedler er der ligeledes set bort fra, da de kun udgør en lille del af den samlede bestand af kedler i fjernvarmesektoren.

Udfordringen for energisystemet er også at få mere gang i elektrificering af energisystemet, og her er det vigtigt at få omstillet varmeproduktionen til i højere grad at være baseret på el, og derfor sættes der fokus på dette i denne analyse.

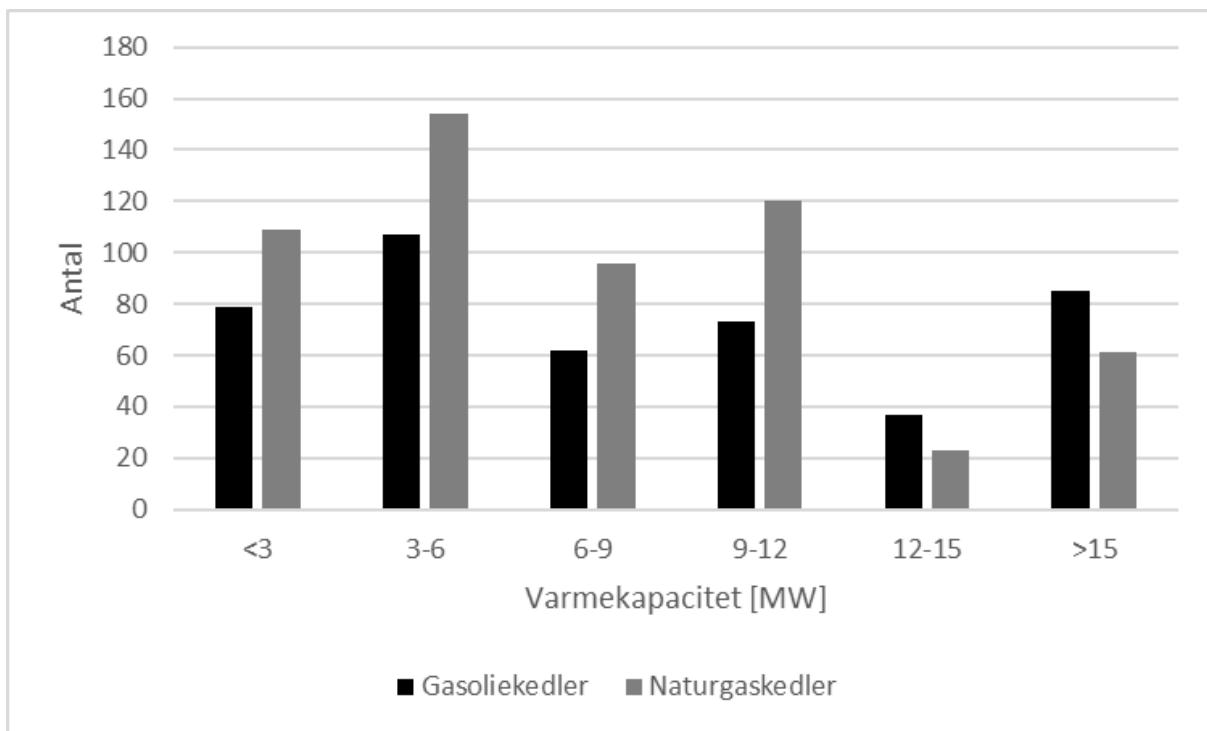
I praksis vil en varmepumpe aldrig blive en spidslastenhed som kun kører i få timer. Derfor vil det være naturligt hvis naturgaskedlen erstattes af en varmepumpe og en oliespidslastkedel erstattes af en elkedel. Der fokuseres i analysen derfor på at sammenligne en naturgaskedel med en varmepumpe og en oliespidslastkedel med en elkedel.

Størstedelen af kedlerne i den danske fjernvarmesektor som fyres med fossilt brændsel, består af gasolie- og naturgaskedler. Hertil kommer et mindre antal kedler der fyres med fuelolie, spildolie eller LPG. I 2014 var der i alt 1.442 kedler i den danske fjernvarmesektor hvoraf de 1.031 kedler er fyret med gasolie eller

¹ Olieprisen er fra Energi- og olieforum. Naturgasprisen er fra Gaspoint Nordic.

naturgas fordelt på ca. 190 varmeselskaber. Ud af de 1.031 kedler, udgør oliekedler (gasolie) 458 af bestanden, mens 573 af kedlerne er naturgaskedler. De resterende 411 kedler ses der bort fra i denne analyse.

Den samlede varmekapacitet for de eksisterende gasolie- og naturgaskedler er på samlet ca. 9.500 MW-varme med omkring lige mange MW fordelt på de to brændselstyper gasolie og naturgas. På Figur 3 ses et diagram med varmekapaciteten og antal kedler fordelt på henholdsvis gasolie- og naturgaskedler.



Figur 3. Diagram over varmekapaciteten på kedlerne medtaget i analysen

Som det fremgår, er naturgaskedler dominerende ved varmekapaciteter op til 12 MW hvorimod der ved varmekapaciteter herover er flest gasoliekedler. Derudover ses det at der for begge brændselstyper er den største forekomst af kedler i gruppen 3-6 MW.

Forudsætninger for analysen

Forudsætningerne for de fire typer enheder der er regnet på, er vist her:

Oliekedel: Der er regnet på en gasoliekedel med en varmevirkningsgrad på 100 %².

Naturgaskedel: Der er regnet på en naturgaskedel med en varmevirkningsgrad på 100 %³.

Elkedel: Der er regnet på en elkedel med en varmevirkningsgrad på 100 %⁴.

Varmepumpe: Der er regnet på en varmepumpe med en konstant årlig COP på 3,5⁵.

² Energistyrelsens Teknologikatalog "Individual Heating Plants and Energy Transport", oktober 2013

³ Energistyrelsens Teknologikatalog "Generation of Electricity and District Heating, Energy Storage and Energy Carrier Generation and Conversion", maj 2015

⁴ Energistyrelsens Teknologikatalog "Generation of Electricity and District Heating, Energy Storage and Energy Carrier Generation and Conversion", maj 2015

⁵ Energistyrelsen "Drejebog til store varmepumpeprojekter i fjernvarmesystemet"

Beregningerne dækker året 2016 med de dertilhørende afgifter. Med hensyn til NOx-afgiften, er der taget udgangspunkt i den afgiftssats, der træder i kraft 1. juli 2016.

Distributionspriserne for naturgas er gældende priser hentet fra HMN Naturgas hjemmeside (15. marts 2016).

For elkedlen og varmepumpen er der anvendt de i Tabel 1 viste økonomiske forudsætninger.

	Elkedel	Varmepumpe
<i>Køb af el [DKK/MWh-el]⁶</i>	170	170
<i>PSO-tarif [DKK/MWh-el]⁷</i>	-	261
<i>Systemtarif [DKK/MWh-el]</i>	39	39
<i>Nettarif [DKK/MWh-el]</i>	43	43
<i>Distributionstarif inkl. handelsomkostninger [DKK/MWh-el]⁸</i>	97	97

Tabel 1. Økonomiske forudsætninger for elkedel og varmepumpe

Drift- og vedligeholdelseskostninger er baseret på praktiske erfaringer som for varmepumper er vurderet ud fra 'Drejebogen for Store Varmepumper' og for elkedler er omkostningerne baseret på kommunikation med værker som ejer en elkedel.

Resultater

Baseret på ovenstående forudsætninger kan man beregne varmeproduktionspriser for varme produceret på de fire teknologier.

I analysen er det antaget at elkedlen skal erstatte gasoliekedlerne som spidslastenheder mens varmepumper skal erstatte naturgaskedler, som mange steder efterhånden kører som grundlastenheder.

På Figur 4 ses den marginale varmeproduktionspris samt hvordan varmeproduktionsprisen er sammensat for de fire enheder. I første omgang er der set bort fra investeringsomkostningerne.

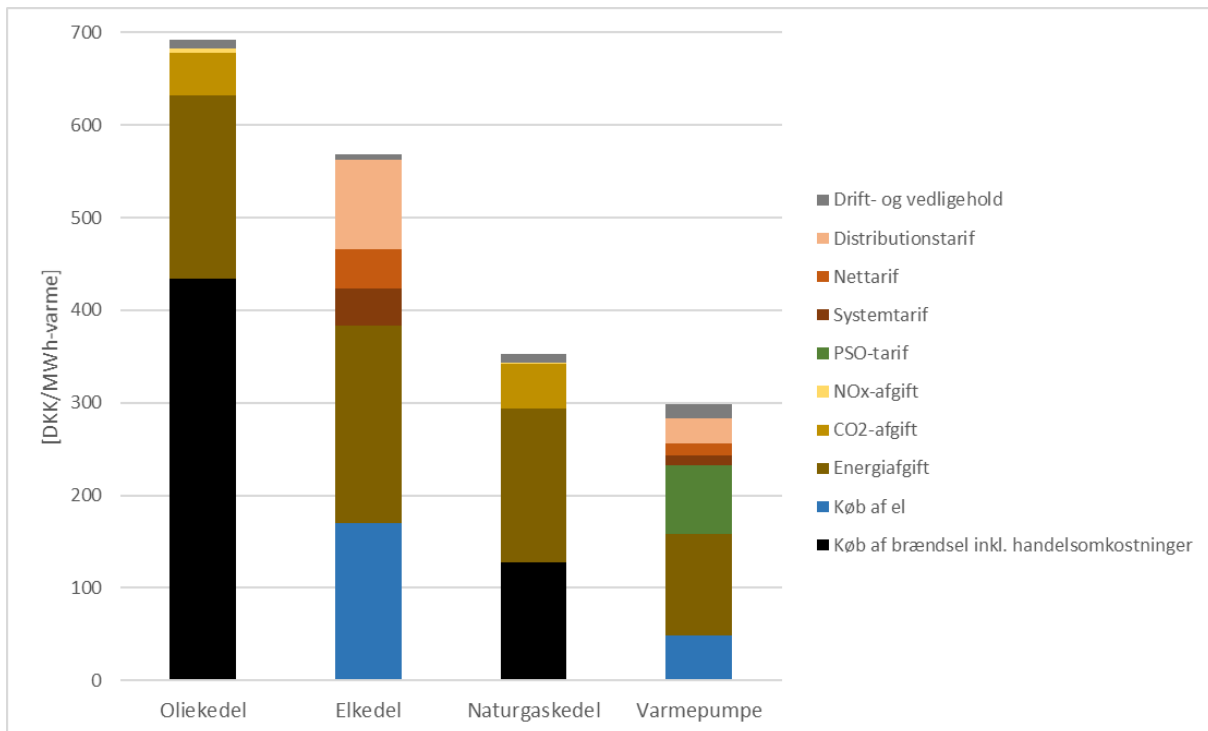
⁶ Den gennemsnitlige spotpris for 2015 for DK1 (Vestdanmark)

(Kilde: <http://nordpoolspot.com/Market-data1/Elspot/Area-Prices/ALL1/Yearly/?view=table>)

⁷ PSO-, system- og nettarif stammer fra Energinet.dk (12. marts 2016).

(Kilde: <http://energinet.dk/DA/El/Engrosmarked/Tariffer-og-priser/Sider/Aktuelle-tariffer-og-gebyrer.aspx>)

⁸ John Tang, Dansk Fjernvarme (gennemsnit af distributionstarifferne i Danmark)



Figur 4. Marginale varmeproduktionspriser for de fire typer varmeproduktionsenheder

For gasolie- og naturgaskedlen er der anvendt brændselspriser på henholdsvis 4,34 DKK/liter olie⁹ og 1,1 DKK/m³ naturgas svarende til dagsprisen den 12. marts 2016. For elkedlen og varmepumpen er der anvendt en elpris på 170 DKK/MWh-el svarende til den gennemsnitlige elpris i 2015 for DK1 (Vestdanmark).

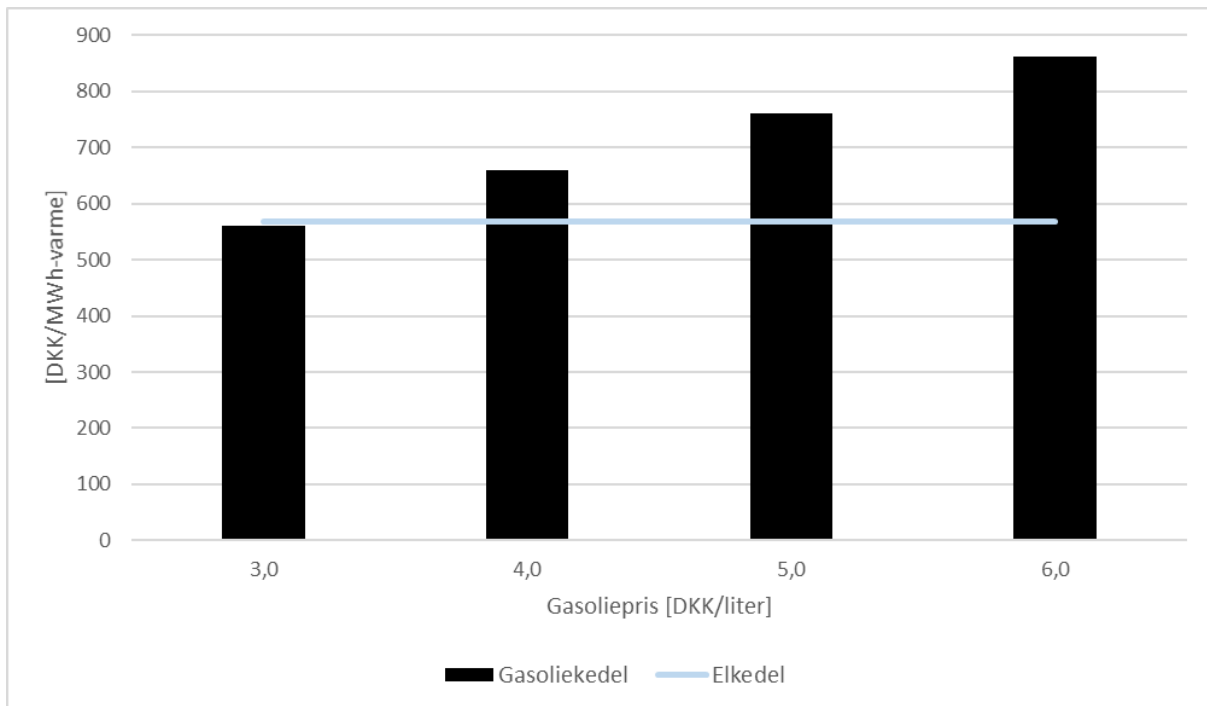
Gasoliekedel vs. elkedel

Som det fremgår af varmeproduktionspriserne for gasoliekedlen og elkedlen på Figur 4, er elkedlen driftsøkonomisk den billigste af de to enheder. For gasoliekedlen går ca. en tredjedel af betalingen til afgifter mens den resterende del går til betaling af brændsel på trods af at gasolien er yderst billig. For elkedlen går ca. en tredjedel til betaling af eltariffer, en tredjedel til afgifter og den sidste tredjedel til køb af el.

For at elkedlen kan overtage rollen som spidslastenhed, skal den være i stand til at producere varmen i de timer hvor anden varmekapacitet ikke er tilstrækkelig. Det betyder at elprisen i nogle timer vil være lav mens den i andre timer vil være så høj at man normalt ikke ville køre med den. Eftersom det er en spidslastenhed må man derfor acceptere denne præmis, og derfor køre med den når der er behov for det. I denne analyse er det antaget at den årlige gennemsnitspris er på 170 DKK/MWh-el.

På Figur 5 ses den marginale varmeproduktionspris for en gasoliekedel ved forskellige oliepriser sammenlignet med varmeproduktionsprisen for elkedlen ved den ovennævnte elpris.

⁹ Statoil's hjemmeside (14. marts 2016)



Figur 5. Marginal varmeproduktionspris for en gasoliekedel ved forskellige oliepriser sammenlignet med en elkedel

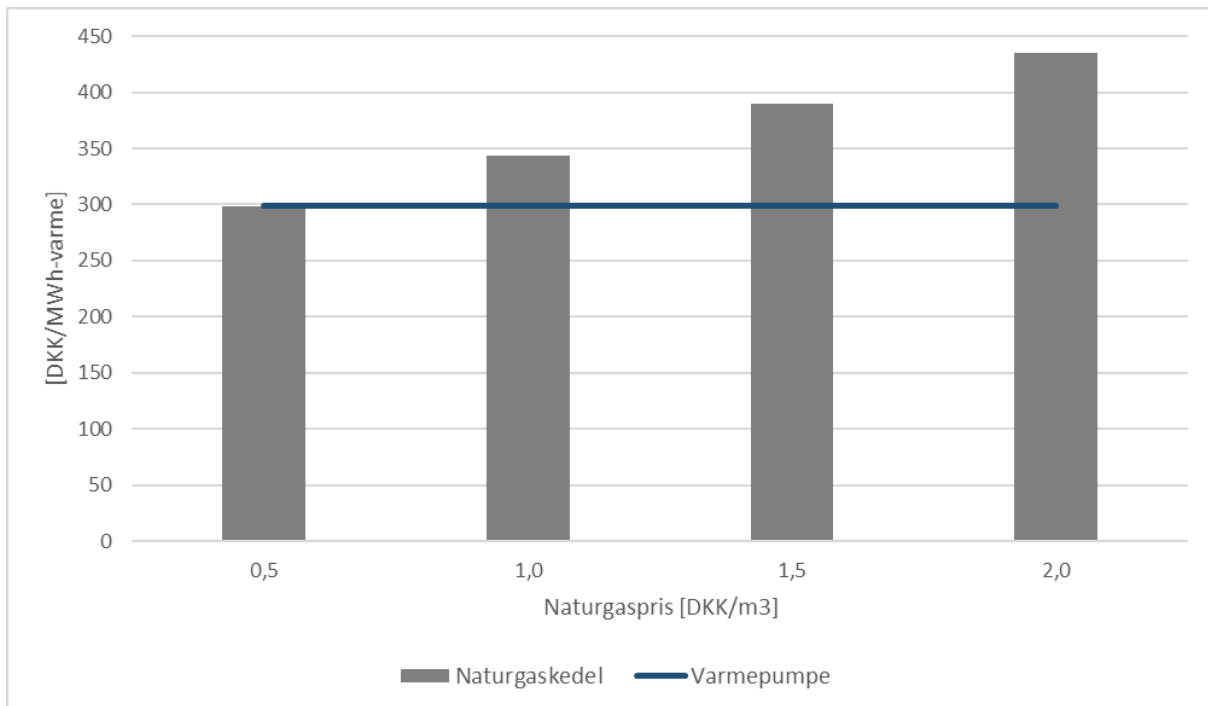
Ved en oliepris på op til 3,0 DKK/liter har gasoliekedlen den laveste marginale varmepris mens elkedlen ved oliepriser herover er den billigste enhed. Forskellen i marginale varmeproduktionspriser er netop det som skal være med til at betale en investering i en elkedel, og jo mindre denne forskel er, jo mindre er mulighederne for investering for et værk. Med den nuværende oliepris på godt 4 DKK/liter, vil der dermed være omkring 90 DKK/MWh-varme til betaling af en investering i en elkedel. På Figur 5 ses det ydermere, at den marginale varmeproduktionspris for en gasoliekedel stiger med 100 DKK/MWh-varme for hver gang olieprisen stiger med 1 DKK/liter.

Naturgaskedel vs. varmepumpe

Som det fremgår af varmeproduktionspriserne for naturgaskedlen og varmepumpen på Figur 4, er varmepumpen driftsøkonomisk den billigste af de to enheder. For naturgaskedlen går ca. en tredjedel af betalingen til brændsel mens den resterende del går til betaling af afgifter. For varmepumpen går ca. halvdelen til afgifter og køb af el mens den øvrige halvdel går til betaling af eltariffer.

I modsætning til elkedlen, er varmepumpen ikke så følsom over for elprisen, da elprisen grundet en COP-faktor udgør en mindre del af den marginale varmeproduktionspris på varmepumpen. I beregningerne er det antaget at varmepumpen handler el til en gennemsnitlig elpris på 170 DKK/MWh-el.

På Figur 6 ses den marginale varmeproduktionspris for en naturgaskedel ved forskellige naturgaspriser sammenlignet med varmeproduktionsprisen for en varmepumpe ved den ovennævnte elpris.



Figur 6. Marginal varmeproduktionspris for en naturgaskedel ved forskellige naturgaspriser sammenlignet med en varmepumpe

Som det ses, har varmepumpen og naturgaskedlen samme marginale varmeproduktionspris når gasprisen er på 0,5 DKK/m³. For varmepumper gælder også, at investeringen skal kunne betales af forskellen i varmeproduktionspriser, og jo mindre forskel der er, jo sværere er det for værkerne at gennemføre investeringen. Med den nuværende gaspris på godt 1 DKK/m³ er der omkring 50 DKK/MWh-varme til betaling af en investering i varmepumpen. Her ses det at varmeproduktionsprisen stiger med knap 100 DKK/MWh-varme for hver gang gasprisen stiger med 1 DKK/m³.

Det er besparelsen i den marginale varmeproduktionspris som skal betale for investeringen over tid. Det er netop her forventningen til den fremtidige fossile brændselspris bliver så vigtig. Tror man på en høj fossil brændselspris, bliver der en større besparelse som kan være med til at betale afskrivningen på investeringen, også selvom elprisen stiger når den fossile brændselspris stiger.

Årsagen til at de elbaserede teknologier er billigst, skyldes, at der i det ovenstående ikke er taget højde for investering i hverken elkedel eller varmepumpe. Det vil blive belyst i det følgende afsnit.

Investeringspotentiale

Ud af det samlede antal kedler på 1.031, som denne analyse omhandler, er 241 af kedlerne mere end 35 år gamle, mens hele 341, svarende til en tredjedel, er mere end 30 år gamle. Med en forventet levetid for en kedel på 35 år¹⁰, vil mange værker, afhængig af årligt antal driftstimer, stå overfor en beslutning om hvorvidt de skal levetidsforlænge, udskifte eller beholde kedlerne i drift til de ikke kan mere.

Det er i analysen antaget, at eksisterende kedler er afbetalte. Det er derfor differencen i den marginale varmeproduktionspris mellem den eksisterende enhed (gasoliekedel eller naturgaskedel) og en eventuel ny

¹⁰ Energistyrelsens Teknologikatalog, maj 2015

enhed, der skal finansiere investeringen. Differencen er selvsagt meget afhængig af de eksisterende rammevilkår og ikke mindst den elpris, elkedlen og varmepumpen kan handle til samt brændselspriserne.

I Tabel 2 ses kapaciteter, årlig varmeproduktion samt driftstimer for en gennemsnitlig gasolie- og naturgaskedel for et decentralt kraftvarmeværk¹¹. Driftstimerne er beregnet ud fra den gennemsnitlige årlige varmeproduktion for kedlen divideret med varmekapaciteten. Dermed er det antaget, at kedlerne har kørt fuldlast, hvilket oftest ikke er tilfældet. Dette blot for at få en indikation af, hvor mange timer kedlerne har været i drift, selvom tallet meget vel kan være dobbelt så højt, da de oftest kører dellast.

Gennemsnitlig kedel på decentralt kraftvarmeværk	Gasoliekedel	Naturgaskedel
<i>Indfyret kapacitet [MW]</i>	5,2	5,6
<i>Varmekapacitet [MW]</i>	4,6	5,4
<i>Varmeproduktion [MWh]</i>	6.694	8.111
<i>Varmevirkningsgrad [%]</i>	88,5 %	96,4 %
<i>Driftstimer, beregnet [h]</i>	1.455	1.502

Tabel 2. Gennemsnitlig gasolie- og naturgaskedel for et decentralt kraftvarmeværk, baseret på data fra Energiproducenttællingen

Hvis eksempelvis et decentralt værk ønsker at udskifte den eksisterende gasoliekedel på 4,6 MW-varme med en elkedel med tilsvarende kapacitet, vil det koste omkring 3.600.000 DKK, svarende til ca. 800.000 DKK/MW-varme¹². Afbetalt over 15 år til en rente på 4 % med et årligt antal driftstimer på 1.455, vil det koste ca. 50 DKK/MWh-varme. Dermed skal elkedlens marginale varmeproduktionspris være minimum 50 DKK billigere per MWh-varme end gasoliekedlens, for at investeringen er rentabel.

Hvis investeringen i stedet afbetales over 25 år, ville det kun kræve en difference i den marginale varmeproduktionspris på 35 DKK/MWh-varme, og med et højere antal fuldlasttimer på elkedlen, vil det kræve en endnu mindre besparelse.

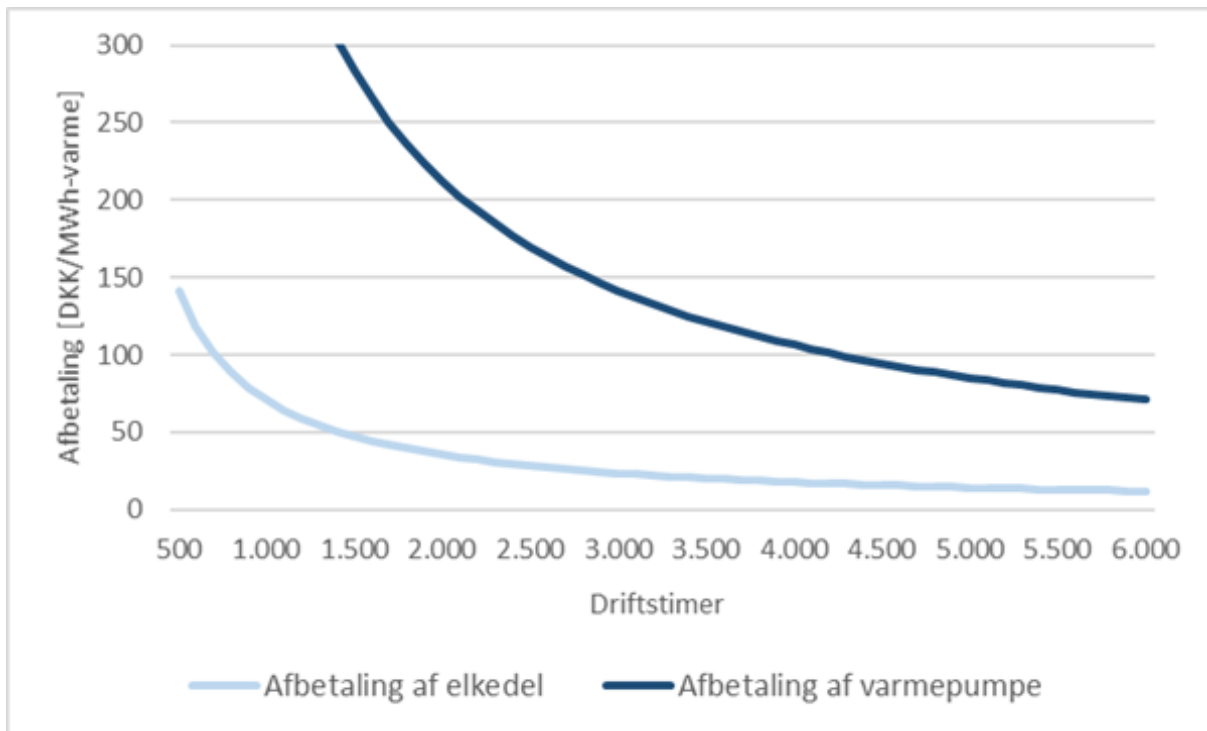
Tilsvarende for et decentralt værk, der ønsker at udskifte naturgaskedlen på 5,4 MW-varme med en varmepumpe, skal der være en forskel i den marginale varmeproduktionspris på ca. 280 DKK/MWh-varme for at investeringen kan forrente sig. Dette med en investeringsomkostning på 4.725.000 DKK/MW-varme¹³, og en samlet investeringsomkostning i en varmepumpe på ca. 25.500.000 DKK afbetalt over 15 år til en rente på 4 %. Med en afbetalingshorisont på 25 år, ville det kun kræve en difference på omkring 200 DKK/MWh-varme. Også her vil antallet af driftstimerne på varmepumpen spille ind, men da varmepumper er yderst driftsøkonomiske, er det ikke ualmindeligt med driftstimer på minimum 6.000 timer om året, men grundet den høje investeringsomkostning og de nuværende rammevilkår, er det svært at få god økonomi i en varmepumpe.

På Figur 7 er vist en figur som viser den nødvendige afbetaling af hhv. en elkedel og en varmepumpe afhængig af det årlige antal driftstimer set over en tidshorisont på 15 år.

¹¹ Beregningerne er foretaget med udgangspunkt i Energistyrelsens Energiproducenttælling 2015 med informationer for driftsåret 2014.

¹² 787.500 DKK/MW-varme jf. Energistyrelsens Teknologikatalog, maj 2015

¹³ 4.725.000 DKK/MW-varme jf. Energistyrelsens Teknologikatalog, maj 2015



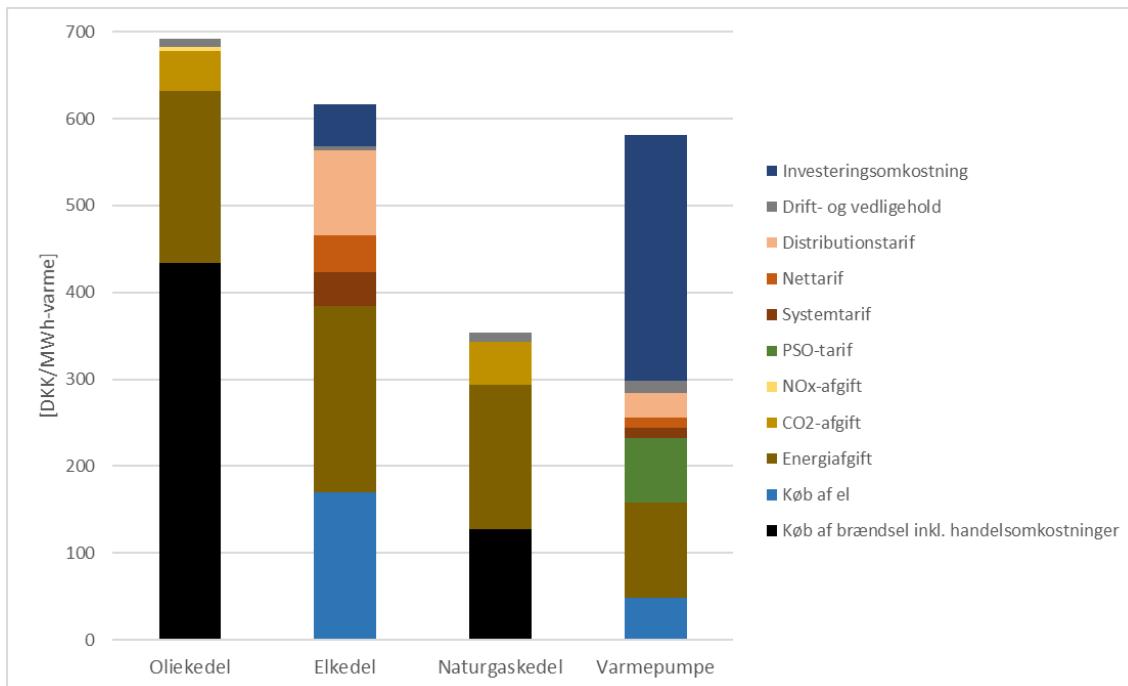
Figur 7. Afbetaling af investeringen stiger jo færre driftstimer enheden har.

I Figur 7 ses det at en varmepumpe bør have et betragteligt antal driftstimer for at kunne afbetale den store investering som er forbundet med en varmepumpe mens en elkedel kan nøjes med færre timer på grund af den mindre investering. Dermed passer det fint overens med elkedlens egenskaber som spidslastenhed og varmepumpens egenskaber som grundlastenhed.

På Figur 8 ses de marginale varmeproduktionspriser som vist tidligere på Figur 4. Den eneste forskel er blot at der i Figur 8 er inkluderet investeringsomkostninger ud fra antallet af driftstimer fra Tabel 2.

Som det fremgår, har elkedlen med dens lave investeringsomkostning ikke brug for mange driftstimer for at kunne udkonkurrere en gasoliekedel som spidslastenhed.

Vanskeligere ser det ud for varmepumpen, der med ca. 1.500 driftstimer skal bruge halvdelen af den marginale varmeproduktionsomkostning på afbetaling af en investering. Først ved 7.800 årlige fuldlasttimer på varmepumpen, vil den marginale varmeproduktionspris mellem naturgaskedlen og varmepumpen være den samme. Havde naturgasprisen i stedet været på 2,0 DKK/m³ i stedet for de 1,1 DKK/m³ som anvendt, ville varmepumpen kunne nøjes med ca. 3.000 årlige antal driftstimer for at kunne konkurrere med naturgaskedlen, vel at mærke under de samme rammevilkår.



Figur 8. Marginale varmeproduktionspriser for de fire typer varmeproduktionsenheder inkl. investeringsomkostninger

Hvor stor afbetaling en given investering kan bære afhænger af det eksisterende alternativ, og i høj grad hvilke rammevilkår enhederne er underlagt. Hvis den eksisterende produktionsenhed har høje marginale varmeproduktionsomkostninger vil det være lettere at få økonomi i en investering end hvis dette ikke er tilfældet. Når fossile brændsler har så lave priser som det er tilfældet i dag, kan det være svært at få god økonomi i omstilling af fossilbaserede teknologier til elbaserede alternativer, især hvad angår grundlastenheder, som er de primære varmeproduktionsenheder. Spidslastenhederne er bedre stillet over for udsving i brændselspriserne. Når brændselspriserne er markedsbestemte, som det jo netop er tilfældet, er det nødvendigt at ændre rammevilkårene, så vi kan sikre en fornuftig omstilling af de fossilbaserede varmeproduktionsenheder.