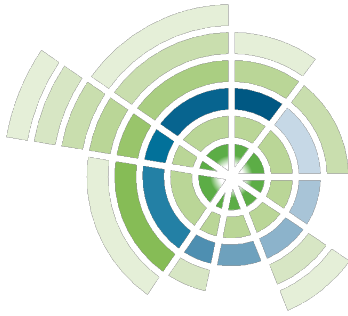




Investeringsanalyse

Varmeproduktionspriser ved
forskellige investeringsscenarier



Grøn Energi er fjernvarmens tænketank. Vi omsætter innovation og analyser til konkret handling til gavn for den grønne omstilling, vækst og beskæftigelse i fjernvarmebranchen. Grøn Energi bygger på et dynamisk fællesskab mellem Dansk Fjernvarme, de toneangivende danske eksportvirksomheder, rådgivere, interesseorganisationer samt universiteter.

Dato: 9. januar 2019

Udarbejdet af: Alexander Boye Boes

Kontrolleret af: Christian Holmstedt Hansen og Nina Detlefsen

Beskrivelse: Analysen undersøger varmeproduktionsprisen, lastfordeling og risikoen ved forskellige investeringskombinationer af en elvarmepumpe, en biomassekedel, et solvarmeanlæg, en elkedel og ekstra varmelagring.

Grøn Energi udgiver løbende rapporter og analyser. Konklusioner, anbefalinger og evt. synspunkter i det udgivne materiale er ikke afstemt med Grøn Energis medlemmer og er derfor ikke nødvendigvis udtryk for holdningerne hos Grøn Energi's medlemmers.

Grøn Energis medlemmer:



Opsummering

Ved at undersøge forskellige varmeproduktionsteknologier for et mindre naturgasfyret kraftvarmeverk, er det muligt, at vurdere den økonomiske effekt af fremtidige investeringer i varmeproduktionskapacitet. Analysens resultater kan opsummeres til følgende:

Fjernvarmeverkets investeringsmuligheder: Med udgangspunkt i et mindre naturgasfyret kraftvarmeverk med en årlig varmeproduktion på 55.000 MWh har analyse af hundredvis af investeringskombinationer vist, at teknologidiversitet er en vigtig faktor for økonomisk optimale investeringer på fjernvarmeverket.

Ved investering i en elvarmepumpe, fås den laveste varmeproduktionspris ved investeringer i størrelsesordenen 11-13 MW varme. Ved investering i en biomassekedel, fås den laveste varmeproduktionspris ved investeringer i størrelsesordenen 9-11 MW varme. I forhold til referencen baseret på naturgas kan fjernvarmeverket ved sådanne investeringer reducere varmeproduktionsprisen til ca. 310 kr./MWh.

Vælges i stedet en kombination af elvarmepumpe og biomassekedel, kan varmeproduktionsprisen reduceres yderligere med ca. 5-10 kr./MWh. Herudover kan kombiløsningen være med til at fortrænge ekstra store mængder naturgas fra fjernvarmeverkets varmeproduktion. Jo bedre varmekilde, jo større bør investeringen i elvarmepumpen være.

En kombinationsløsning med elvarmepumpe, biomassekedel og solvarme giver de laveste varmeproduktionspriser. Specielt giver kombinationen af en stor biomassekedel, et solvarmeanlæg og eventuelt en mindre elvarmepumpe en lav varmeproduktionspris.

I et fossilfrit scenarie kan der yderligere investeres i en eller flere elkedler som erstatning for naturgasenhederne. Disse kan levere både spids- og reservelast. Det fossilfrie alternativ vil forhøje varmeproduktionsprisen med ca. 20-30 kr./MWh i forhold til investering i en kombiløsning, hvor naturgas dækker spids- og reservelast.

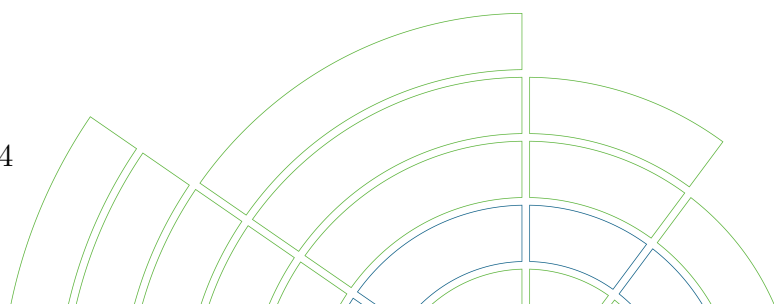
Forbedring af den eksisterende naturgasmotor bør overvejes, hvis der er muligheder for at udnytte flere elmarkeder, fx regulerkraftmarkedet. Udbygning af almindelig varmelagring gennem fx ståltanke vil ikke reducere varmeproduktionsprisen. Sæsonlagring bør overvejes i forbindelse med blandt andet solvarmeanlæg til at balancere varmeproduktion og varmebehov.

Investeringernes robusthed og usikkerheder: Mange faktorer har betydning for investeringerne. Specielt har el- og brændselspriser betydning for den resulterende varmeproduktionspris. Et stort fald i elprisen, kan gøre en investering i en elvarmepumpe mere fordelagtig end investering i en biomassekedel - og omvendt kan en stigning i elprisen have den modsatte effekt. Ligeledes har investeringsomkostningerne stor betydning for dimensioneringen af anlæggene.

Risikoafdækning gennem teknologidiversitet er derfor af afgørende betydning for fjernvarmeværkets investeringsbeslutninger. Så længe der investeres i flere teknologier kan risikoen og eventuelle fejltagelser minimeres. Overordnet fås de mest robuste investeringer ved at kombinere flere varmeproduktionsteknologier.

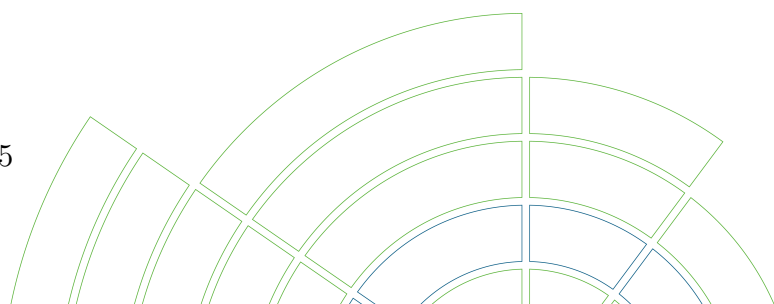
Synergier mellem teknologier: Synergieffekterne mellem elvarmepumpen og biomassekedlen er tydelig, da varmepumpen kan dække grund- og sommerlasten, mens biomassekedlen kan dække mellemlasten. Lige store investeringer i elvarmepumpe og biomassekedel vil i mange tilfælde være en fordelagtig løsning.

En kombination af elvarmepumper og solvarme reducerer antallet af driftstimer på elvarmepumpen, da der er sammenfald mellem de to i sommerperioden. Her vil en elvarmepumpe baseret på udeluft have en høj COP og solvarmeanlægget vil have størstedelen af sin varmeproduktion. Dette gør kombinationen af disse teknologier mindre fordelagtig. Dog kan mindre solvarmeanlæg være et fornuftigt supplement til investering i en elvarmepumpe. Et større solvarmeanlæg i kombination med et stort biomasseanlæg vil være en investering som resulterer i en lav varmeproduktionspris. Således er valget, dimensioneringen og kombinationerne af investeringerne afgørende for fjernvarmeværkets fremtidige driftsøkonomi.



Indhold

Opsummering	3
Indhold	5
Indledning	6
Metode og forudsætninger	7
Beregning af varmeproduktionspriser	7
Investeringsscenarier	8
Varmeproduktionspriser	11
Elvarmepumpe og biomasse	11
Solvarme	16
Kombinationer	17
Fossilfrit scenarie	18
Varighedskurver og lastfordeling	20
Synergier mellem teknologier	23
Lagring	25
Gasmotorens fremtid	27
Risikoafdækning og følsomhedsanalyse	29
Robusthed af investeringer	30
Hvad skal fjernvarmeværket investere i?	32
Påvirkning af fremtidige investeringer	33
Litteratur	34
Bilag A Appendiks - Beregningsforudsætninger	36
Generelle beregningsforudsætninger	36
Brændselspriser	37
Solvarmeanlæg i energyPRO	38
Bilag B Appendiks - Risikoafdækning	39
Simulering af fremtidige brændselspriser	39



Indledning

Med grundbeløbets bortfald og målsætninger om grøn omstilling står mange naturgasfyrede kraftvarmeværker netop nu overfor store udfordringer. Mange værker skal investere i ny produktionsteknologi samtidig med, at varmeprisen minimeres og fremtidige klimapåvirkninger så vidt muligt undgås.

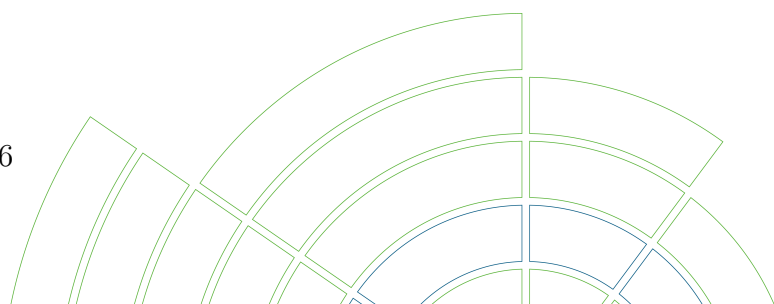
En bred politisk energiaftale sikrede inden sommerferien en reduktion af elvarmeafgiften. Senere er der også opnået enighed i Folketinget om, at naturgas i højere grad bør erstattes med elvarmepumper. Produktionsbindingerne, det vil sige brændselsbindingen til naturgas og kraftvarmekravet, ophævedes pr. 1. januar 2019 for de mindste fjernvarmeområder, der leverer op til under 500 TJ varme an net.

Naturgas bliver i højere grad udskiftet med andre brændsler og når et værk skal investere står valget ofte mellem en eldrevet varmepumpe eller en biomassekedel. Herudover overvejer mange fjernvarmeselskaber at investere i solvarme og elkedler. Den nye aftale giver på mange områder mulighed for at implementere varmepumper, mens kravene til biomasseanvendelse skærpes. Biomassekedler bør dog overvejes i forbindelse med nye investeringer, da de kan levere en stabil varmeproduktion hen over hele året og bør fortsat være en del af den grønne omstilling.

Investeringsbeslutningen er ikke nødvendigvis at vælge én produktionsteknologi. I stedet bør man i højere grad overveje at investere i flere teknologier som kan supplere hinanden. Specielt interessant er valget mellem varmepumpe og biomasse som ikke nødvendigvis er et enten/eller valg, men snarere et både-og valg.

Netop brændsels- og teknologidiversitet kan være ønskværdigt, da det kan være med til at risikofordække den fremtidige varmepris. Varmeprisen påvirkes af mange faktorer, herunder afgifter, tilskudsordninger, eltariffer og brændselspriser, som alle vil variere i løbet af anlæggenes levetid.

Denne analyse undersøger investeringsmulighederne for et typisk naturgasfyret kraftvarmeværk som står overfor et bortfald af grundbeløbet og en grøn omstilling. I analysen undersøges flere hundrede investeringskombinationer. Disse bør naturligvis ikke ses som en udtømmende liste over fremtidige investeringsmuligheder, da individuelle aspekter på fjernvarmeværkerne kan være altafgørende for valget af investering.



Metode og forudsætninger

Denne analyse undersøger hvordan forskellige investeringer påvirker varmeproduktionsprisen på et mindre naturgasfyret kraftvarmeværk. Kraftvarmeværket har en årlig varmeproduktion på 55.000 MWh (ca. 200 TJ) og har som udgangspunkt en naturgaskedel som kan dække hele årets varmeproduktion og en naturgasmotor som kan supplere produktionen ved høje elpriser. Den årlige varmeproduktion svarer til ca. 2280 forbrugere ved et antaget ledningstab på 25% og et varme-forbrug per husstand på 18,1 MWh/år. Det antages, at kraftvarmeværket som udgangspunkt beholder den eksisterende naturgasfyrede produktionskapacitet og i tillæg investerer i forskellige kombinationer af en eldrevet varmepumpe, en fliskedel, et solvarmeanlæg, en elkedel og øget lagerkapacitet. Dimensionering af varmekapacitet for investeringerne og de tilhørende driftsomkostninger er følgelig med til at bestemme den resulterende varmeproduktionspris, samt hvor meget naturgas som fortrænges på værket.

De årlige beregninger af driftsomkostningerne ved forskellige investeringer foretages i energyPRO. EnergyPRO har fuld indsigt i varmebehovet og brændselspriserne henover året, mens lagerudnyttelsen hovedsageligt er begrænset til naturgasmotoren og solvarmeanlægget, i de scenarier hvor der investeres i dette. Herved begrænses lagerudnyttelsen. Tilgængeligheden reduceres modellens mulighed for at optimere lagerudnyttelsen over længere perioder, da energyPRO har fuld indsigt i de fremtidige elpriser og det fremtidige varmebehov.

Der regnes med årlige naturgas- og flispriser, mens elprisen er bestemt på timebasis ud fra årlige elprisfremskrivninger fra Energistyrelsen ([Energistyrelsen, 2017](#)). Beregningerne foretages med timeopløsning og der optimeres over hele årets længde. Dette er valgt af hensyn til optimeringshastigheden, som forkortes ved at lave en årlig optimering frem for en månedlig optimering. Simplificering gøres af hensyn til beregningshastigheden i energyPRO, da der ved enkelte scenarier udføres flere tusinde beregninger af hvert et halvt til to minutters varighed. Der er yderligere ikke taget højde for eventuelle udetider for varmeproduktionsanlæggene og eventuelle opstartstider. Øvrige beregningsforudsætninger kan ses i bilag A.

Beregning af varmeproduktionspriser

Beregningerne foretages over en 20-årig periode med en diskonteringsrente på 4%. Det betyder, at for hver investeringskombination regnes 20 værdier af værkets totale årlige omkostninger ved driften. For 50 forskellige kombinationer af investeringer i ny produktionsteknologi, er der altså 1000 energyPRO beregninger. For hver enkel investeringskombination diskonteres fremtidige udgifter tilbage til år nul, som her er valgt til 2018. Det betyder altså, at beregningsperioden løber fra 2018 til 2038.

Alle udgifter til investeringer foretages i år nul og produktionsanlæggene afskrives over en 20-årig periode. Solvarmeanlæg afskrives dog over en 30-årig periode. For hvert år regnes nutidsværdien af nettobetalingerne, som indeholder de årlige driftsomkostninger beregnet i energyPRO. Herved fås en total omkostning

til investering og drift over 20 år. Denne annualiseres ved diskonteringsrenten på 4 %, således at man får en gennemsnitlig årsomkostning. Når denne slutteligt deles med den årlige varmeproduktion på 55.000 MWh og de faste omkostninger lægges til, fås den gennemsnitlige varmeproduktionsomkostning ved investering og drift af produktionsanlæggene over en 20-årig periode. Dette er eksemplificeret i tabel 1.

Årlige omkostninger		2018	2019	2020	2021	...	2037	2038
Investeringsomkostninger	[mio. kr.]	50,0	0,00	0,00	0,00	...	0,00	0,00
Driftsomkostninger	[mio. kr.]	0,00	10,00	10,10	10,20	...	11,80	11,90
Faste omkostninger	[mio. kr.]	0,00	0,15	0,15	0,15	...	0,15	0,15
Varmeproduktion	[MWh]	0	55.000	55.000	55.000	...	55.000	55.000
Nettobetaling	[mio. kr.]	50,00	10,15	10,25	10,35	...	11,95	12,05
Nutidsværdi	[mio. kr.]	50,00	9,76	9,48	9,20	...	5,67	5,50

Varmeproduktionspris

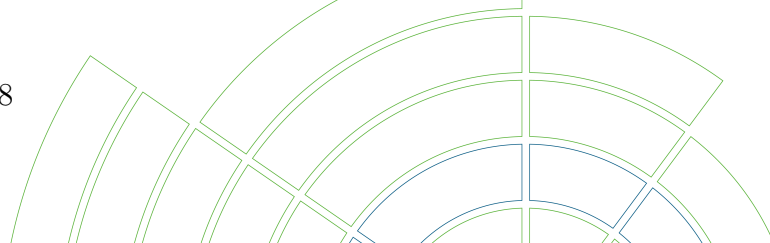
Total nutidsværdi over perioden	[mio. kr.]	199,10
Gennemsnitlig årsomkostning	[mio. kr./år]	14,65
Gennemsnitlig varmeproduktionspris	[kr./MWh]	266,36

Tabel 1: Beregningseksempel af den resulterende gennemsnitlige varmeproduktionspris over en 20-årig periode. I eksemplet investeres 50 mio. kr. i ny produktionsteknologi, fx varmepumper og/eller fliskedler. Værket har følgelig årlige driftsomkostninger på 10 mio. kr. som årligt øges med 100.000 kr./år og faste årlige omkostninger på 150.000 kr./år. De enkelte omkostninger til investering og drift tilbagediskonteres ved nutidsværdien og den gennemsnitlige årsomkostning beregnes ved annualisering. Diskonterings- og annualiseringsrenten er 4 %. Herved bliver den resulterende gennemsnitlige varmeproduktionspris for denne investering ca. 266 kr./MWh.

Investeringsscenarier

I analysen præsenteres beregninger af varmeproduktionspriser foretaget på baggrund af forskellige investeringsscenarier. Scenarierne undersøger forskellige kombinationer af produktionsteknologier og den resulterende varmeproduktionspris. Det antages, at kraftvarmeværket investerer i forskellige kombinationer af en eldrevet varmepumpe, en fliskedel, et solvarmeanlæg, en elkedel og øget lagerkapacitet. Inden for hvert scenarie varierer dimensioneringen af anlægsinvesteringerne, hvorved også varmeproduktionsprisen vil variere. Herved kan den potentielt set laveste varmeproduktionspris bestemmes ved at vælge "optimale" anlægsstørrelser i forhold til varmebehovet. Investeres der i overkapacitet vil det komme til udtryk i en højere varmeproduktionspris end det billigste alternativ. Der er altså et trade-off mellem investeringsomkostningerne og de resulterende driftsomkostninger, som i rette kombination kan reducere varmeproduktionsprisen mest muligt for kraftvarmeværket. I alt opstilles seks scenarier som beskrives i nedenstående:

- 1) **Biomasse:** I biomassescenariet investeres udelukkende i en ny fliskedel. Den eksisterende naturgasfyrede kapacitet beholdes til at dække den øvrige varmeproduktion og sikre reservekapacitet. Fliskedlen antages, at have en virkningsgrad på 100 %.

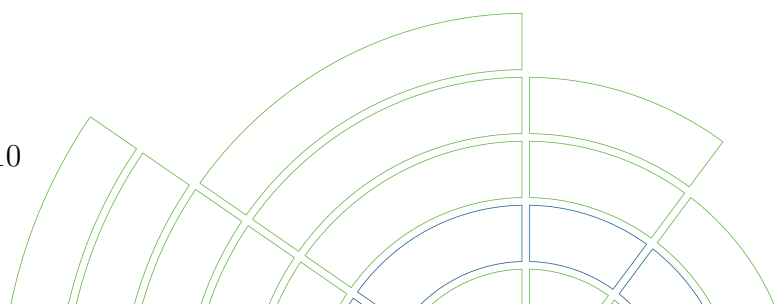


- 2) **Varmepumpe:** I varmepumpescenariet investeres udelukkende i en eldrevet varmepumpe med udeluft som varmekilde. I scenariet har varmepumpen en gennemsnitlig COP over året på ca. 3,5. Den eksisterende naturgasfyrede kapacitet beholdes til at dække den øvrige varmeproduktion og sikre reservekapacitet.
- 3) **Biomasse og varmepumpe:** Ved denne kombiløsning investeres i en kombination en både en fliskedel og en eldrevet varmepumpe. Af hensyn til forskellige temperaturprofiler på mulige varmekilder og tilsvarende forskellige COP-værdier, regnes i dette scenarie på tre forskellige kombinationer af biomasse og elvarmepumpe:
- Eldrevet varmepumpe baseret på udeluft som varmekilde med en varierende COP, som gennemsnitligt er ca. 3,5 i kombination med en fliskedel med en virkningsgrad på 100 %.
 - Eldrevet varmepumpe baseret på grundvand som varmekilde med en gennemsnitlig fast års-COP på ca. 3,5 i kombination med en fliskedel med en virkningsgrad på 100 %.
 - Eldrevet varmepumpe baseret på grundvand som varmekilde med en gennemsnitlig fast års-COP på ca. 4,0 i kombination med en fliskedel med en virkningsgrad på 100 %.

Derudover bevares den eksisterende naturgasfyrede kapacitet til at dække den øvrige varmeproduktion og sikre reservekapacitet.

- 4) **Solscenariet:** I dette scenarie investeres i en kombination af en eldrevet varmepumpe baseret på udeluft som varmekilde med en gennemsnitlig års-COP på 3,5 og et solvarmeanlæg. Simulering af solvarmeanlægget i energyPRO tager udgangspunkt i standardværdier for sådanne anlæg, og kan ses i bilag A. Derudover bevares den eksisterende naturgasfyrede kapacitet til at dække den øvrige varmeproduktion og sikre reservekapacitet.
- 5) **Kombiscenariet:** I kombiscenariet investeres både i en fliskedel, en eldrevet varmepumpe og et solvarmeanlæg. Fliskedlen har en virkningsgrad på 100 %. Den eldrevne varmepumpe er baseret på udeluft som varmekilde og har en gennemsnitlig års-COP på 3,5. Solvarmeanlægget er baseret på samme forudsætninger som i Solscenariet. Derudover bevares den eksisterende naturgasfyrede kapacitet til at dække den øvrige varmeproduktion og sikre reservekapacitet.
- 6) **Fossilfrit scenarie:** I det fossilfrie scenarie skrottes de eksisterende naturgasfyrede enheder for derved fuldstændig at undgå fremtidig brug af fossile brændsler. Der investeres i samme varmeproduktionsteknologier som i kombiscenariet, dvs. en fliskedel, en eldrevet varmepumpe og et solvarmeanlæg. I tillæg til dette investeres i to elkedler. Dette gøres for både at dække spidstlast og have reserve kapacitet. Der vil i alle scenariets investeringskombinationer blive investeret i en 4-5 MW elkedel og en 15 MW elkedel. Sidstnævnte vil udelukkende skulle bruges i det tilfælde, at en eller flere af

de øvrige varmeproduktionsenheder er ude af drift. Derved kan den store elkedel sammen med det eksisterende varmelager dække eventuelle udfald.



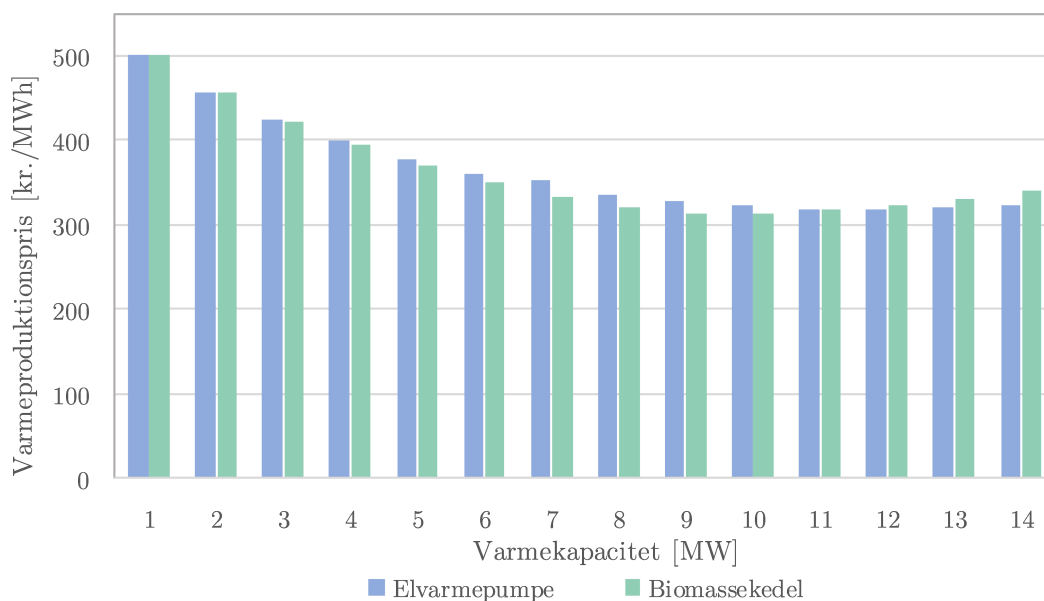
Varmeproduktionspriser

Investeringsscenarierne sammenlignes med en reference, hvor det eksisterende naturgasfyrede kraftvarmeværk fortsætter driften som hidtil. Det antages, at den eksisterende naturgaskedel og naturgasmotor kan fortsætte driften i de kommende 20 år uden reinvesteringer i anlæggene. I realiteten vil naturgasenhederne i mere eller mindre grad skulle renoveres, vedligeholdes eller udskiftes. Naturgasmotoren vil afhængigt af slid på hovedkomponenterne få behov for en større service og omkostningerne til dette kan være altafgørende for kraftvarmeenhedens fremtid. Dette er dog ikke medtaget i beregningerne, da fortsat naturgasfyret drift er referencesituationen. Hvorvidt denne fordyres af eventuelle services har ikke betydning for størstedelen af de øvrige scenariers indbyrdes konkurrenceforhold. Naturgasmotorens betydning for referencens varmeproduktionspris vurderes separat i afsnittet “Gasmotorens fremtid”.

Over en 20-årig periode vil fortsat drift med udelukkende naturgasfyrede enheder resultere i en varmeproduktionspris på 525 kr./MWh. De årlige driftsomkostninger til anlæggene vil stige fra ca. 24,7 mio. kr. i 2019 til ca. 31,5 mio. kr. i 2038. Denne stigning i varmepris skyldes den forudsatte stigning i naturgaspriserne.

Elvarmepumpe og biomasse

Figur 1 viser varmeproduktionspriserne forbundet med investering i forskellige varmekapaciteter af enten en elvarmepumpe med udeluft som varmekilde eller en flis kedel.

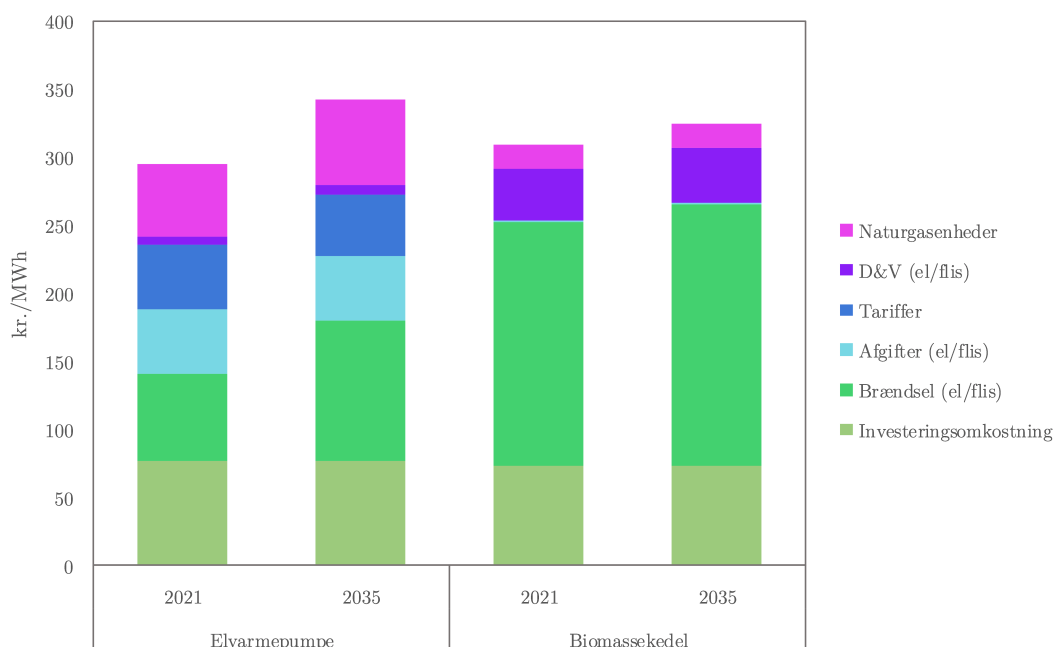


Figur 1: Varmepumpe og biomasse. Varmeproduktionspriser ved investering i enten en elvarmepumpe eller en biomassekedel. Varmepumpen er baseret på udeluft med en gennemsnitlig års-COP på 3,5.

Af figuren ses, at varmeproduktionsprisen falder i takt med at varmekapaciteten stiger indtil 10-12 MW, hvorefter varmeproduktionsprisen igen stiger. Varmeproduktionsprisen for investering i en elvarmepumpe og biomassekedel følges ad og de laveste priser fås ved enten en investering på 12 MW elvarmepumpe eller 10 MW fliskedel. Varmeproduktionspriserne er her henholdsvis 318 kr./MWh og 313 kr./MWh. I forhold til referencen er der altså en reduktion på ca. 200 kr./MWh ved begge investeringer.

For varmekapaciteterne 8-14 MW er varmeproduktionsprisen 313-340 kr./MWh for både elvarmepumpen og fliskedlen. Det er følgelig et relativt bredt minimum, hvoromkring en lille ændring i varmekapacitet ikke har stor betydning for varmeproduktionsprisen. Samtidig fortrænges store mængder naturgas. Andelen af varme produceret på naturgas falder til ca. 6% ved investering i elvarmepumpen på 12 MW, mens den tilsvarende falder til ca. 3% ved investering i fliskedlen på 10 MW.

Figur 2 viser omkostningsfordelingen for investering i henholdsvis 11 MW elvarmepumpe eller 11 MW biomassekedel i årene 2021 og 2035. Her ses det, at ved investering i elvarmepumpen udgør investeringen og brændsel de største omkostninger. Specielt omkostninger forbundet med køb af el stiger fra 2021 til 2035, hvor elindkøb udgør 30% af fjernvarmeverkets totale omkostninger. Ved investering i biomassekedlen er det klart brændselsudgifter til flis der udgør hovedparten af omkostningerne. Indkøb af flis udgør i 2021 og 2035 58-59% af de samlede omkostninger på værket.



Figur 2: Omkostningsfordeling for investering i henholdsvis 11 MW elvarmepumpe eller 11 MW biomassekedel i årene 2021 og 2035.

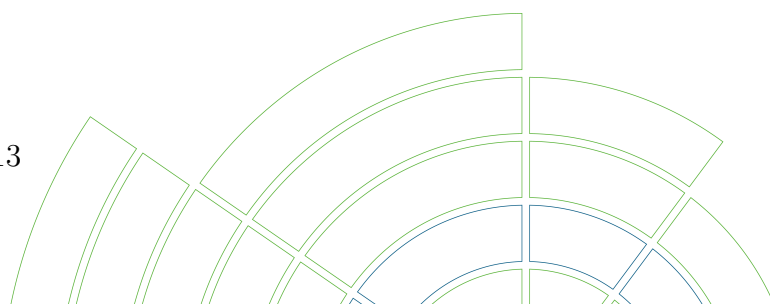
Investeres der i stedet i en kombination af en elvarmepumpe med udeluft som varmekilde og en fliskedel, kan varmeproduktionsprisen reduceres yderligere. Dette er vist på figur 3. COP'en varierer fra time til time og den gennemsnitlige års-COP er 3,5. Der investeres i varmekapacitet for varmepumpen på 1-7 MW og 4-10 MW for fliskedlen. Dette giver i alt 49 investeringskombinationer.

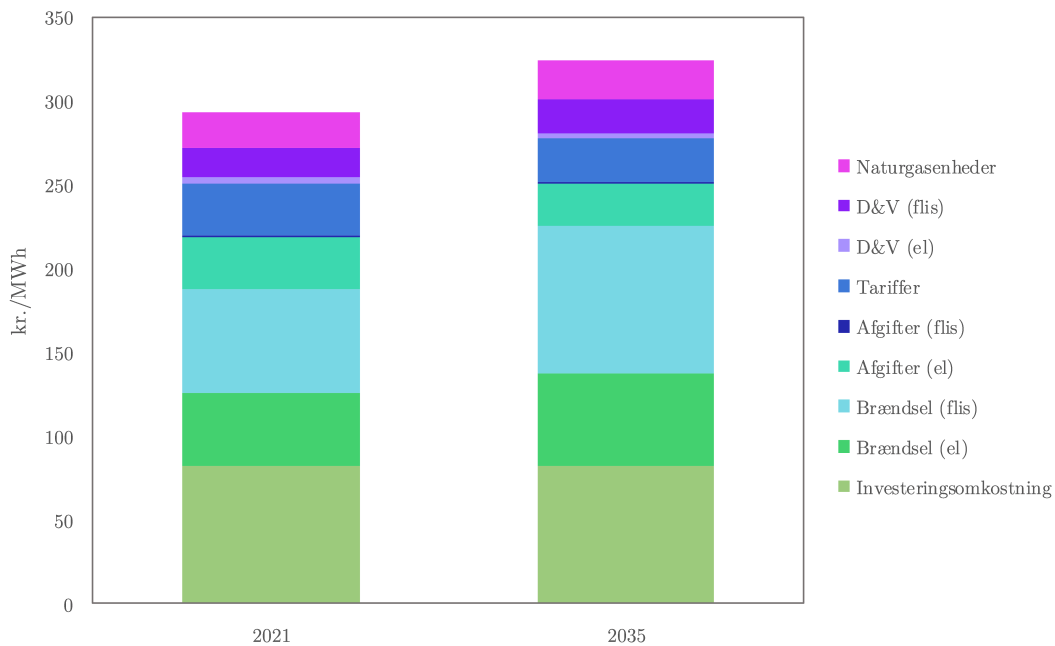
Elvarmepumpe [MW] (Luft, COP 3,5)		Biomasse [MW]							
		4	5	6	7	8	9	10	
1	371	350	333	321	313	310	313		
2	350	333	320	311	307	309	314		
3	334	321	311	306	307	311	317		
4	323	313	307	306	310	315	322		
5	315	309	307	309	314	320	327		
6	311	308	310	314	320	326	333		
7	309	310	314	320	326	333	340		

Figur 3: Varmepumpe og biomasse. Varmeproduktionspriser ved investering i en kombination af en biomassekedel og en elvarmepumpe. Varmepumpen er baseret på udeluft med en gennemsnitlig års-COP på 3,5. Elvarmepumpen dimensioneres med en kapacitet på 1-7 MW og biomassekedlen dimensioneres med en kapacitet på 4-10 MW.

Det ses, at de laveste varmeproduktionspriser fås ved en kombineret investering i elvarmepumpe (3-5 MW) og biomassekedel (6-8 MW). Der er dog ikke de store udsving i varmeproduktionsprisen ved små ændringer af varmekapaciteterne for begge teknologier. Lige store investeringer i elvarmepumpe og biomassekedel på 5 og 6 MW giver derfor varmeproduktionspriser tæt på de laveste værdier på figur 3. Denne kombiløsning giver altså lavere omkostninger på værket i forhold til investering i de enkelte teknologier og dermed lavere varmeproduktionspris. For de laveste varmeproduktionspriser fortrænges naturgas så andelen af varme produceret på naturgas er ca. 2-5 %. En 5 MW varmepumpe og en 6 MW biomassekedel har en samlet investeringsomkostning på ca. 56,3 mio. kr. Her producerer varmepumpen 52 % af varmen, biomassekedlen producerer 44 % af varmen og naturgasenhederne producerer 4 % af varmen.

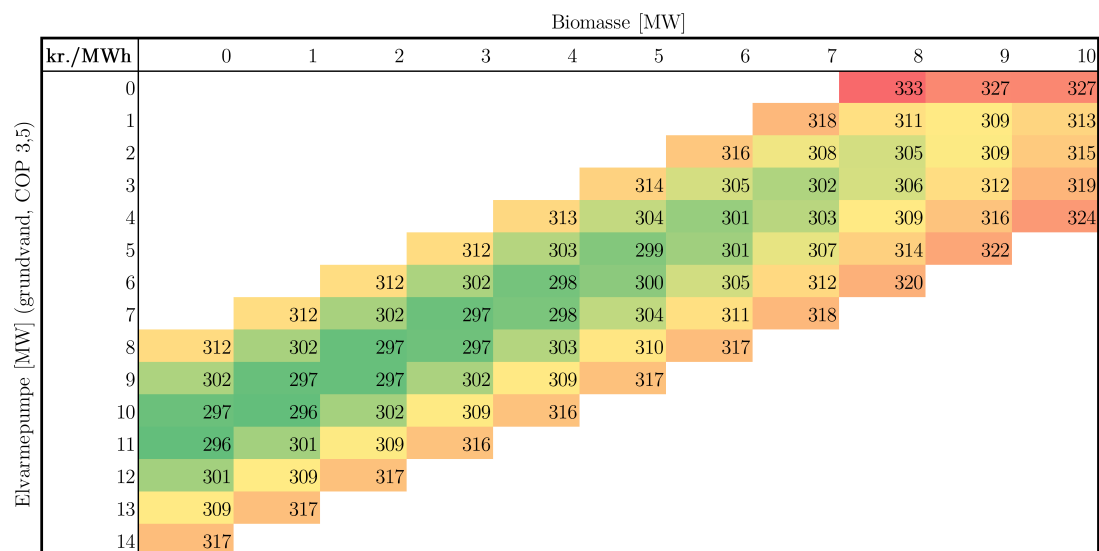
Figur 4 viser omkostningsfordelingen for investering i en 6 MW elvarmepumpe og en 6 MW biomassekedel i årene 2021 og 2035. Her ses det, at investeringerne og brændselsudgiften til biomasse er de største udgiftsposter. Brændselsomkostningerne til el og flis stiger frem mod 2035 på grund af stigende brændselspriser. Driften på varmepumpen falder dog frem mod 2035, hvilket betyder lavere udgifter til eltariffer og afgifter.





Figur 4: Omkostningsfordeling for investering i en 6 MW elvarmepumpe og en 6 MW biomassekedel i årene 2021 og 2035

Figur 5 viser varmeproduktionspriser for 67 investeringskombinationer, hvor varmekilden er ændret til at have en konstant temperatur henover året. Det kan fx være en varmekilde baseret på grundvand. COP'en er derfor mere eller mindre stabil henover året og den gennemsnitlige års-COP er stadig 3,5. Figuren er udvidet til at inkludere flere varmekapaciteter for både varmepumpen og fliskedlen og inkluderer nu også varmekapacitet for begge teknologier på 0 MW. Det fremgår af



Figur 5: Varmepumpe og biomasse. Varmeproduktionspriser ved investering i en kombination af en biomassekedel og en elvarmepumpe. Varmepumpen er baseret på grundvand med en gennemsnitlig års-COP på 3,5. Elvarmepumpen dimensioneres med en kapacitet på 0-14 MW og biomassekedlen dimensioneres med en kapacitet på 0-10 MW.

figuren, at varmeproduktionsprisen bliver lavest ved investering i en elvarmepumpe med kapacitet på 6-11 MW kombineret med investering i fliskedel med en kapacitet på 0-4 MW. Varmepumpen drager fordel af den forbedrede varmekilde, hvilket tydeligt afspejles på figur 5. Der er følgerigt mange kombinationer, som giver varmeproduktionspriser i størrelsesordenen 296-300 kr./MWh.

Figur 6 viser ligeledes varmeproduktionspriser for 67 investeringskombinationer, hvor varmekilden har en konstant temperatur henover året. Den gennemsnitlige års-COP er øget til 4,0. Det kan fx være en varmekilde baseret på grundvand eller overskudsvarme. Idet varmepumpens COP øges, vil varmeproduktionsprisen for kombinationerne, som i højere grad investerer i elvarmepumpen frem for fliskedlen, blive lavere. For disse beregninger fås den laveste varmeproduktionspris ved investering i elvarmepumpen på 9-11 MW og investering i fliskedel på 0-2 MW.

		Biomasse [MW]										
kr./MWh		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Elvarmepumpe [MW] (grundvand, COP 4,0)	0									333	327	327
	1								315	308	306	310
	2							309	301	299	302	309
	3						304	296	293	296	303	310
	4					301	292	289	292	298	305	313
	5			295	286	282	285	287	293	301	308	
	6		293	284	279	281	286	294	302			
	7	292	282	277	278	284	291	299				
	8	281	276	276	282	289	297					
	9	275	274	280	288	295						
	10	273	278	286	294							
	11	278	286	294								
	12	286	294									
	13	294										
	14											

Figur 6: Varmepumpe og biomasse. Varmeproduktionspriser ved investering i en kombination af en biomassekedel og en elvarmepumpe. Varmepumpen er baseret på grundvand med en gennemsnitlig års-COP på 4,0. Elvarmepumpen dimensioneres med en kapacitet på 0-14 MW og biomassekedlen dimensioneres med en kapacitet på 0-10 MW.

Betragtes udelukkende varmeproduktionsprisen vil det altså med en tilstrækkelig god varmekilde være bedst kun at investere i en elvarmepumpe og jo bedre varmekilden er, jo større varmepumpe bør man investere i.

Solvarme

I solscenariet investeres der ud over en elvarmepumpe også i et solvarmeanlæg. Varmeproduktionspriser ved 49 forskellige investeringskombinationer er vist på figur 7. Solvarmeanlæggets størrelse varierer fra 0-30.000 m² mens varmepumpens varmekapacitet varierer fra 8-14 MW. Elvarmepumpen er baseret på udeluft med en gennemsnitlig års-COP på 3,5.

		Solvarme [m ²]						
		0	5.000	10.000	15.000	20.000	25.000	30.000
Elvarmepumpe [MW] (luft, COP 3,5)	8	337	333	330	328	326	326	328
	9	329	326	323	321	319	321	323
	10	323	320	318	316	315	317	320
	11	319	317	316	314	314	315	318
	12	318	317	315	314	314	316	319
	13	320	319	318	317	316	318	321
	14	324	324	322	321	321	323	326

Figur 7: Solscenariet. Varmeproduktionspriser ved investering i en kombination af en elvarmepumpe og et solvarmeanlæg. Varmepumpen er baseret på udeluft med en gennemsnitlig års-COP på 3,5. Elvarmepumpen dimensioneres med en kapacitet på 8-14 MW og solvarmeanlægget dimensioneres med en størrelse på 0-30.000 m².

I forhold til scenariet, hvor der udelukkende investeres i en elvarmepumpe (se figur 1), reduceres varmeproduktionsprisen med 4-10 kr./MWh, alt efter hvilken kombination af solvarme og elvarmepumpe som vælges. Et solvarmeanlæg på 5000 m² producerer ca. 3300 MWh, hvilket svarer til 6 % af den totale varmeproduktion. Solvarmeanlæggets varmeproduktion per arealenhed falder dog ved de største anlæg, på grund af et begrænset varmebehov i sommerperioden, hvor varmeproduktionen fra solvarmeanlægget er størst. Det betyder, at et anlæg på 30.000 m² producerer ca. 16.600 MWh varme, hvilket svarer til 30 % af den totale varmeproduktion. Investeringsomkostningen ved 5000 m² solvarme er på ca. 8,5 mio. kr. Det betyder ligeledes at et solvarmeanlæg på 30.000 m² har en investeringsomkostning på ca. 51,1 mio. kr.

De laveste varmeproduktionspriser fås ved investering i solvarmeanlæg i størrelsesordenen 15.000-20.000 m² og en elvarmepumpe på 11-12 MW. Her er varmeproduktionsprisen 314 kr./MWh. I forhold til kombiløsningen med elvarmepumpe og biomasse er den laveste varmeproduktionspris i solscenariet altså 8 kr./MWh højere. Dette kunne tyde på, at solvarmen og varmepumpen har flere sammenfaldende driftstimer end kombiløsningen med varmepumpe og biomasse. Dette undersøges nærmere i afsnittet "[Varighedskurver og lastfordeling](#)". Andelen af varme produceret på naturgasenhederne er på 5-8 % for de laveste varmeproduktionspriser vist på figur 7. En investering i en 11 MW elvarmepumpe og 20.000 m² solvarmeanlæg er på 91,8 mio. kr. Her produceres 69 % af varmen på elvarmepumpen, 24 % af varmen på solvarmeanlægget og de resterende 8 % af varmen produceres af naturgasenhederne.

Kombinationer

I kombinationsscenariet kombineres elvarmepumpen, biomassekedlen og solvarmeanlægget for at undersøge ved hvilken investeringskombination den laveste varmeproduktionspris findes. Varmeproduktionspriser ved 156 forskellige investeringskombinationer er vist på figur 8. Solvarmeanlæggets størrelse varierer fra 10.000-30.000 m² mens varmepumpens varmekapacitet varierer fra 0-7 MW og biomassekedlens varmekapacitet varierer fra 0-10 MW. Elvarmepumpen er baseret på udeluft med en gennemsnitlig års-COP på 3,5.

Varmepumpe [MW]	Solvarme [m ²]	Biomasse [MW]											
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
0	10.000							335	321	310	305	305	
0	20.000							325	312	303	299	299	
0	30.000							324	313	306	302	303	
1	10.000						336	321	310	304	303	306	
1	20.000						328	315	305	300	299	303	
1	30.000						327	316	308	303	303	307	
2	10.000					338	323	311	304	302	304	309	
2	20.000					331	317	307	301	299	302	307	
2	30.000					331	319	310	305	303	306	312	
3	10.000				341	326	314	306	302	303	308		
3	20.000				334	320	309	303	300	301	306		
3	30.000				334	321	313	307	304	306	311		
4	10.000		344	329	316	308	303	303	307				
4	20.000		338	323	312	304	301	301	305				
4	30.000		338	325	315	309	306	307	311				
5	10.000	347	332	319	310	305	303	307					
5	20.000	341	327	315	307	303	302	305					
5	30.000	342	329	318	311	307	307	311					
6	10.000	351	336	323	313	307	304	307					
6	20.000	344	331	318	310	305	303	306					
6	30.000	345	332	321	314	309	308	311					
7	10.000	339	326	316	309	306	307						
7	20.000	334	322	313	307	304	306						
7	30.000	335	324	317	311	309	312						

Figur 8: Kombinationsscenario. Varmeproduktionspriser ved investering i en kombination af en elvarmepumpe, en biomassekedel og et solvarmeanlæg. Varmepumpen er baseret på udeluft med en gennemsnitlig års-COP på 3,5. Elvarmepumpen dimensioneres med en kapacitet på 0-7 MW, biomassekedlen dimensioneres med en kapacitet på 0-10 MW og solvarmeanlægget dimensioneres med en størrelse på 10.000-30.000 m².

Af figuren ses, at de laveste varmeproduktionspriser fås ved en relativt stor biomassekedel, en mindre elvarmepumpe og et solvarmeanlæg med et areal på 20.000 m². I området hvor biomassekedlen har en varmekapacitet på 5-10 MW og varmepumpen har en varmekapacitet på 0-5 MW fås varmeproduktionspriser omkring 300 kr./MWh. De laveste varmeproduktionspriser er i et stort minimums-

område, hvor det ikke har den store indvirkning på varmeproduktionsprisen om der investeres i en 5 MW elvarmepumpe og en 5 MW biomassekedel eller investeres i en 10 MW biomassekedel uden varmepumpekapacitet. Der kan dog være andre aspekter i forhold til risikoafdækning og fremtidssikring af varmepri- sen der har betydning for investeringsbeslutningen. Dette undersøges nærmere i afsnittet ”[Risikoafdækning og følsomhedsanalyse](#)”.

Ved lige store investeringer i varmepumpe og biomassekedel på 5 MW og et 20.000 m² solvarmeanlæg produceres ca. 40 % af varmen af elvarmepumpen mens ca. 31 % af varmen produceres på biomasseanlægget. Herudover producerer solvarmeanlægget ca. 23 % af varmen og naturgasenhederne producerer 6 % af varmen. Der er altså stor fortrængning af naturgas i forhold til referencen. Investeringsomkostningen ved netop denne dimensionering er på i alt 85,3 mio. kr.

Fossilfrit scenarie

I det fossilfrie scenarie erstattes naturgaskedlen og naturgasmotoren med to elkedler. Den ene dimensioneres til 15 MW for alle investeringskombinationerne i dette scenarie, mens den anden varierer mellem 4 og 5 MW. Den store elkedel på 15 MW kan herved agere reservelast i stedet for naturgaskedlen og bliver altså udelukkende en ekstra investeringsomkostning og indgår således ikke i den normale drift som simuleres i energyPRO. I tillæg til dette investeres der fast i et 20.000 m² solvarmeanlæg for alle investeringskombinationerne på baggrund af resultaterne fra kombinationsscenarioet. Solvarmeanlægget og den store elkedel fremgår derfor ikke på figur 9, som viser varmeproduktionsomkostningerne ved 16 forskellige investeringskombinationer.

		Biomasse [MW]			
Varmepumpe [MW]	Elkedel [MW]	4	5	6	7
4	5				327
5	4				327
5	5			328	329
6	4			328	331
6	5		330	329	332
7	4		329	331	336
7	5	333	331	333	338

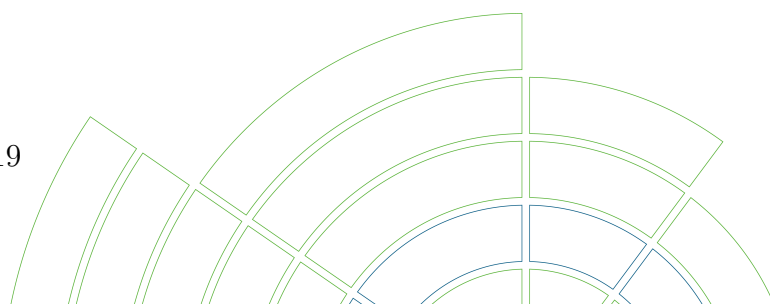
Figur 9: Fossilfrit scenarie. Varmeproduktionspriser ved investering i en kombination af en elvarmepumpe, en biomassekedel, en elkedel og et solvarmeanlæg. Varmepumpen er baseret på udeluft med en gennemsnitlig års-COP på 3,5. Elvarmepumpen og biomassekedlen dimensioneres med en kapacitet på 4-7 MW og elkedlen dimensioneres med en kapacitet på 4-5 MW. Solvarmeanlæg indgår i alle beregningerne med en størrelse på 20.000 m². Herudover indgår en investering i en 15 MW elkedel til reservelast.

Varmepumpens og biomassekedlens varmekapaciteter varierer fra 4-7 MW. Elvarmepumpen er baseret på udeluft med en gennemsnitlig års-COP på 3,5. Der er kun regnet på investeringskombinationer, hvor varmegrundlaget kan dækkes af

varmepumpen, biomassekedlen, solvarmeanlægget og den mindste elkedel. Derfor er der fx ikke regnet en varmeproduktionspris for kombinationen af en 7 MW varmepumpe, en 4 MW biomassekedel, en 4 MW elkedel og et solvarmeanlæg på 20.000 m², da denne kombination ikke tilstrækkeligt kan dække varmegrundlaget.

Af figuren fremgår det, at så længe den samlede varmekapacitet på varmepumpen, biomassekedlen og elkedlen holdes omkring 16-17 MW er varmeproduktionsprisen tæt på 330 kr./MWh. Dette er en forhøjelse på ca. 20-30 kr./MWh i forhold til de øvrige scenarier. Det kan samtidig ses som ekstraomkostningen forbundet med at blive fuldstændig uafhængig af fossile brændsler. Yderligere forsyningssikkerhed kan fås gennem investering i ekstra varmekapacitet. Denne fås typisk billigst gennem ekstra elkedelkapacitet. En kapacitetsforøgelse til en samlet kapacitet på fx 19 MW, hvor elkedlen på 15 MW er inkluderet, vil have en meromkostning på ca. 5-10 kr./MWh.

Den laveste varmeproduktionspris på figur 9 fås ved en investering i en 4 MW varmepumpe, en 7 MW biomassekedel, en 5 MW elkedel og et 20.000 m² solvarmeanlæg. Her produceres ca. 32 % af varmen af elvarmepumpen mens ca. 43 % af varmen produceres på biomasseanlægget. Herudover producerer solvarmeanlægget ca. 23 % af varmen og elkedlen producerer 2 % af varmen. Investeringsomkostningen ved netop denne dimensionering er på i alt 112,6 mio. kr. og giver altså en fossilfri varmeproduktion på fjernvarmeværket.

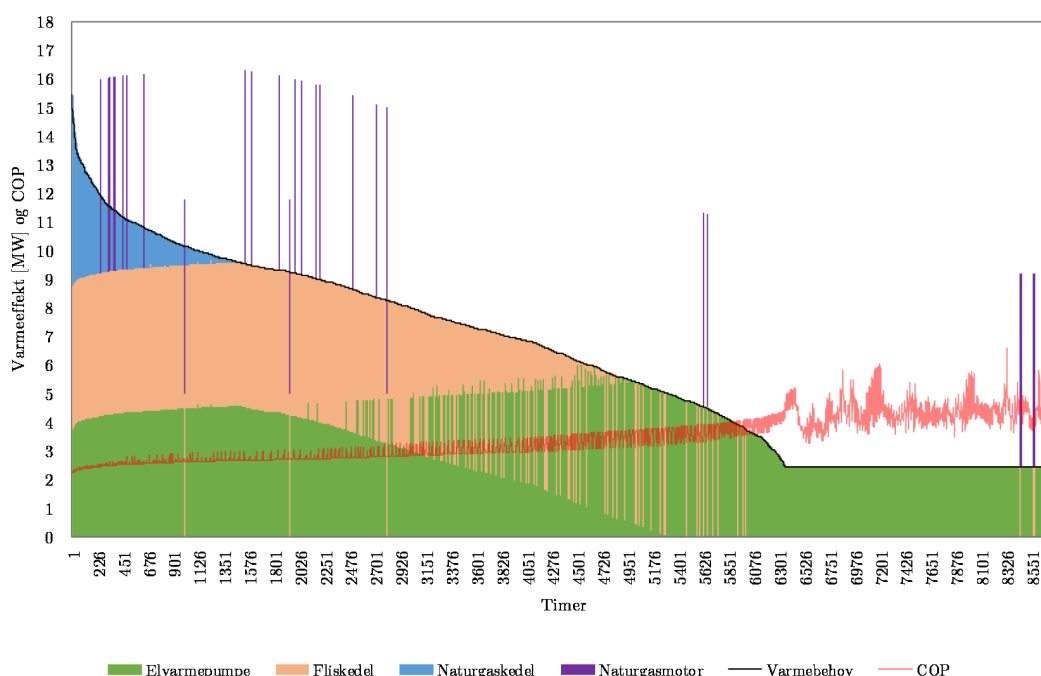


Varighedskurver og lastfordeling

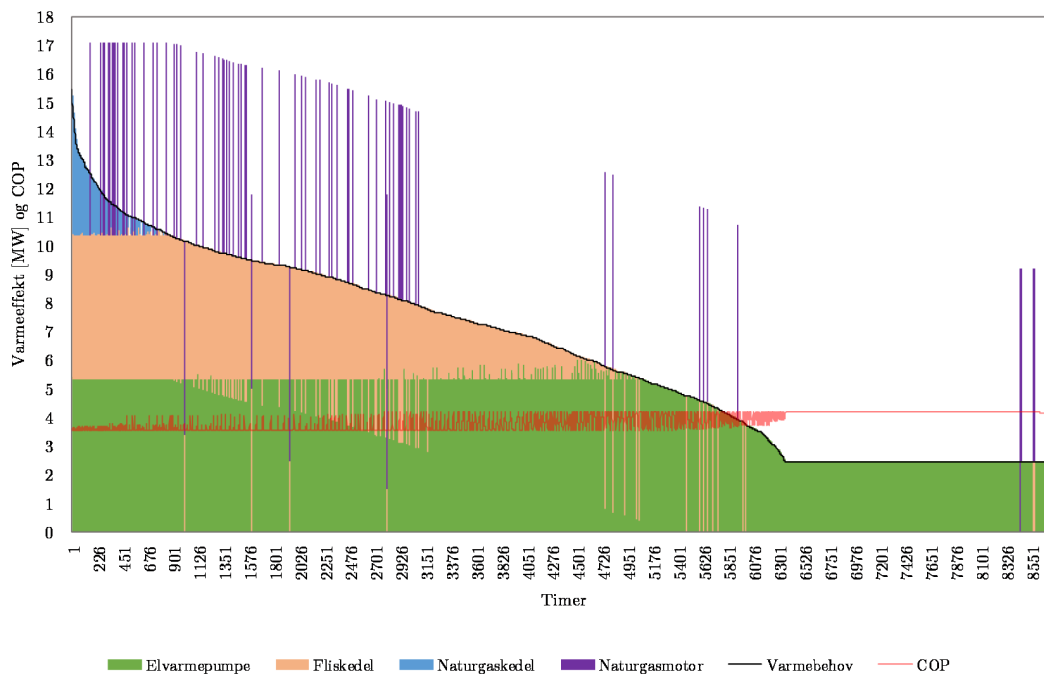
Hvordan varmebehovet fordeles over året har stor betydning for driften af anlæggene og samspillet mellem disse. Som udgangspunkt skal varmen altid produceres på det billigste anlæg, indtil dets maksimale varmekapacitet er nået. Herefter produceres på det næstbilligste anlæg og så videre. Der kan altså være perioder hvor fx høje elpriser betyder, at biomassekedlen eller naturgasmotoren er at foretrække frem for elvarmepumpen. I scenarier med solvarme vil varmeproduktion herfra altid prioriteres højest.

Figur 10 viser varighedskurven i år 2021 for investering i en elvarmepumpe og en biomassekedel på henholdsvis 6 og 5 MW. Elvarmepumpen er baseret på udeluft med en varierende COP over året, som gennemsnitligt er 3,5. Derudover viser figuren hvordan COP'en ændres over året. Den er lavest i vinterhalvåret, hvor den er nede på 2-3, mens den i sommerperioden når over 6 i enkelte timer.

Varmepumpen leverer grundlast hele året, undtagen i få timer hvor elprisen er høj og produktion på fliskedel og naturgasmotor er mere fordelagtigt. Mellemlasten leveres af fliskedlen og spidslasten dækkes af naturgaskedlen. Varmeproduktionen fra elvarmepumpen er ca. 35.700 MWh, hvilket svarer til ca. 65 % af varmen og elvarmepumpen har ca. 6630 fuldlasttimer. Biomassekedlen producerer tilsvarende 17.100 MWh, hvilket svarer til 31 % af varmen og kedlen har ca. 3420 fuldlasttimer. Naturgasenhederne producerer ca. 4 % af varmen. For årene frem mod 2038 vil fliskedlen øge sine driftstimer, da den forudsatte stigning i elprisen er relativt højere en stigningen i flisprisen.



Figur 10: Varighedskurve for elvarmepumpe og biomassekedel i år 2021. Varmepumpen har en kapacitet på 6 MW og fliskedlen har en kapacitet på 5 MW. Varmepumpen er baseret på udeluft med en gennemsnitlig års-COP på 3,5.

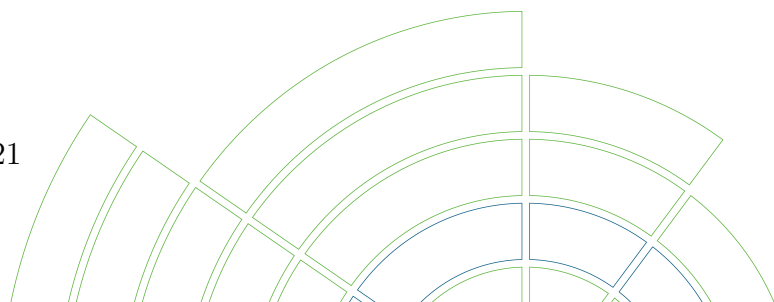


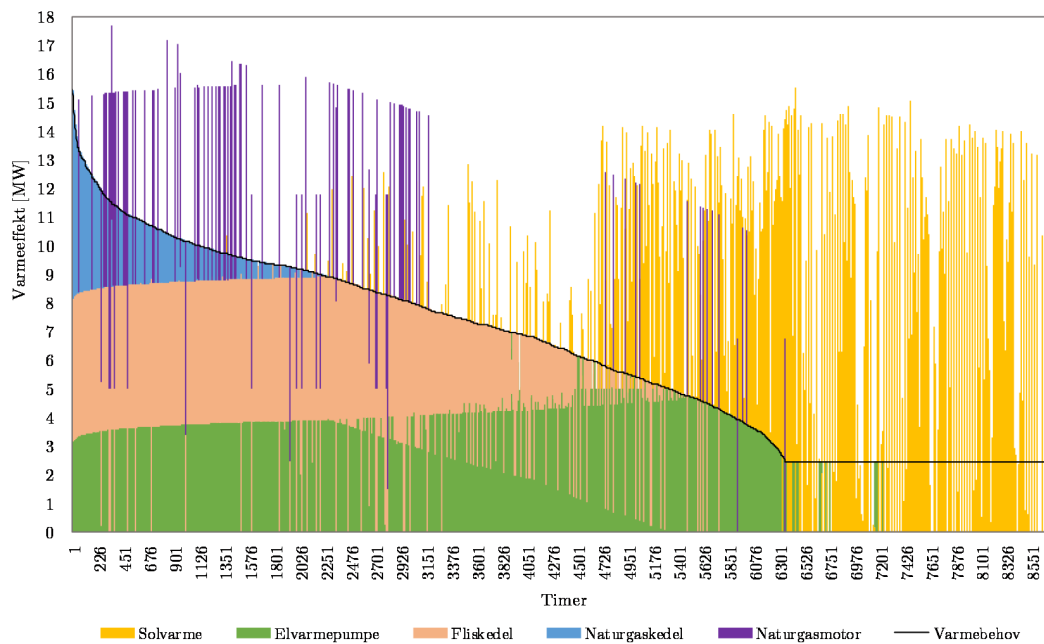
Figur 11: Varighedskurve i år 2021 for elvarmepumpe og biomassekedel. Varmepumpen har en kapacitet på 6 MW og flis kedlen har en kapacitet på 5 MW. Varmepumpen er baseret på grundvand med en gennemsnitlig års-COP på 4,0.

Figur 11 viser varighedskurven i år 2021 for tilsvarende investering i en elvarmepumpe og en biomassekedel på henholdsvis 6 og 5 MW. Elvarmepumpen er baseret på grundvand med en gennemsnitlig års-COP på 4,0. Til forskel for varmpumpen baseret på udeluft, har grundvandsvarmpumpen en betydeligt mere stabil COP hen over året. Den svinger mellem ca. 3,5 om vinteren og 4,2 om sommeren.

Varmeproduktionen fra elvarmepumpen er ca. 38.900 MWh, hvilket svarer til ca. 71 % af varmproduktionen og elvarmepumpen har ca. 6850 fuldlasttimer. Biomassekedlen producerer tilsvarende 15.000 MWh, hvilket svarer til 27 % af varmen og biomassekedlen har ca. 2990 fuldlasttimer. Naturgasenhederne producerer ca. 2 % af varmen.

COP'en har stor betydning for driften af elvarmepumpen, som får flere fuldlasttimer når COP'en stiger. I de timer hvor man kan hente mest varme ud af elvarmepumpen, er der ofte ikke brug for det. Derfor giver den stabile COP på 4,0 en højere udnyttelse og flere fuldlasttimer. Ligeledes kan den stabile varmekilde om vinteren betyde et reduceret behov for øvrig kapacitet. Naturgaskedlen anvendes af samme grund mindre og leverer en mindre andel af varmen i perioden, hvor varmebehovet er størst. En både stabil og højere COP er følgelig at foretrække da det både giver driftsmæssige, planlægningsmæssige og økonomiske gevinster.





Figur 12: Varighedskurve for i år 2021 for kombinationen af en elvarmepumpe, en biomassekedel og et solvarmeanlæg. Varmepumpen har en kapacitet på 5 MW, flis kedlen har en kapacitet på 5 MW og solvarmeanlægget har et areal på 20.000 m². Varmepumpen er baseret på udeluft med en gennemsnitlig års-COP på 3,5.

Figur 12 viser varighedskurven i år 2021 for kombinationsscenarioet, hvor der investeres i en 5 MW elvarmepumpe, en 5 MW biomassekedel og et solvarmeanlæg på 20.000 m². Varmepumpen er igen baseret på udeluft med en varierende COP over året, som gennemsnitligt er 3,5. Af hensyn til figurens visuelle udtryk, er solvarmen lagt øverst på varighedskurven, selvom dens varmeproduktion er prioriteret højest.

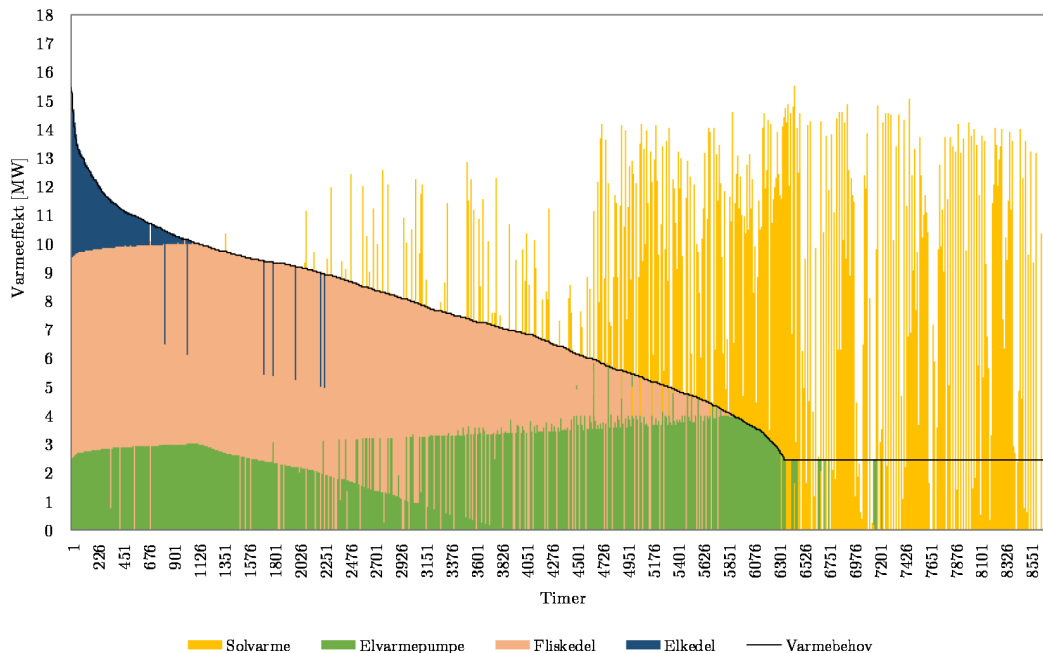
Varighedskurven har ligheder med figur 10, hvor der ikke investeres i solvarme. Den største forskel er dog, at solvarmeanlægget bidrager med størstedelen af sommerlasten. Her er produktionen meget fluktuerende og der er derfor stort brug af fjernvarmeværkets lagertank. Varmeproduktionen fra elvarmepumpen er derfor reduceret til ca. 21.800 MWh, hvilket svarer til ca. 40 % af varmen og elvarmepumpen har ca. 4850 fulldlasttimer. I forhold til varighedskurven på figur 10, er der altså tale om en reduktion på ca. 1800 fulldlasttimer, som solvarmeanlægget overtager fra elvarmepumpens drift. Biomassekedlen producerer stort set samme varmemængden, 17.200 MWh, hvilket svarer til 31 % af varmen og den har ca. 3440 fulldlasttimer. Driften for kedlen er altså stort set uændret ved tilføjelsen af solvarmeanlægget. Solvarmeanlægget leverer ca. 12.900 MWh, svarende til 23 % af varmen. Naturgasenhederne producerer ca. 6 % af varmen.

Figur 13 viser varighedskurven i år 2021 for det fossilfrie scenarie, hvor der investeres i en 4 MW elvarmepumpe, en 7 MW biomassekedel, et solvarmeanlæg på 20.000 m² og en elkedel på 15 MW til reservelast. Varmepumpen er baseret på udeluft med en gennemsnitlig års-COP

på 3,5.

Varmeproduktionen fra elvarmepumpen er ca. 17.500 MWh, hvilket svarer til ca. 32 % af varmen og elvarmepumpen har ca. 4870 fuldlasttimer. Biomassekedlen producerer ca. 23.500 MWh, hvilket svarer til 43 % af varmen og biomassekedlen har ca. 3360 fuldlasttimer. Solvarmeanlægget leverer ca. 12.900 MWh, svarende til 23 % af varmen og elkedlen producerer ca. 1100 MWh, svarende til 2 % af varmen, som erstatning for naturgasenhederne.

Solvarmeanlægget udgør stadig sommerlasten i stedet for varmenpumpen, hvor der ellers kan opnås høje COP-værdier. Biomassekedlen leverer mellemlast og spidslasten dækkes nu af elkedlen på 5 MW. Herved undgås brug af naturgas i den ordinære drift og eventuel reservelast bør kunne dækkes med den ekstra tilføjede 15 MW elkedel såfremt en eller flere produktionsenheder falder ud.



Figur 13: Varighedskurve for år 2021 for det fossilfrie scenarie. Her investeres i en elvarmepumpe, en biomassekedel, et solvarmeanlæg og to elkedler. Varmepumpen har en kapacitet på 4 MW, fliskedlen har en kapacitet på 7 MW, solvarmeanlægget har et areal på 20.000 m² og elkedlerne har en kapacitet på henholdsvis 5 og 15 MW. Den store elkedel anvendes til reservelast. Varmepumpen er baseret på udeluft med en gennemsnitlig års-COP på 3,5.

Synergier mellem teknologier

De fire ovenstående varighedskurver for forskellige investeringskombinationer giver et indblik i, hvordan varmelasten fordeles på et fjernvarmeværk.

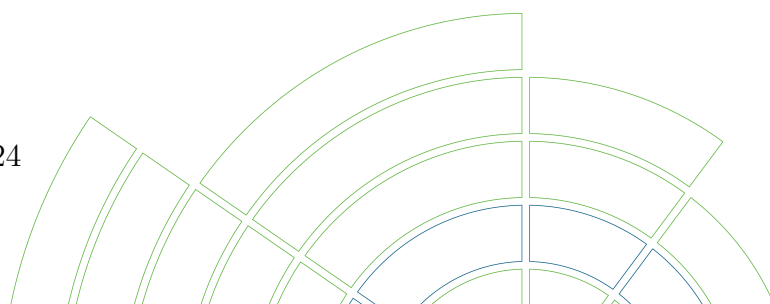
En varmepumpe baseret på udeluft som varmekilde vil have den ulempe, at der ofte er sammenfald mellem perioder med høj COP og lavt varmebehov. Tilgængelig kan elvarmepumpen effektivt dække grundlasten året rundt. Er varmepumpen i stedet baseret på en varmekilde med en stabil temperatur året rundt, som fx

grundvand eller overskudsvarme, øges driftstiden betydeligt da der ikke er stort fald i effektiviteten i vinterperioden. Hvor varmepumpen baseret på udeluft har svært ved at levere højere temperaturer om vinteren uden det går hårdt ud over COP'en, kan grundvandsvarmepumpen bedre levere en stabil varmforsyning året rundt. Dette er blandt andet med til yderligere at reducere brugen af naturgaskedlen.

Alternativt kan varmepumpen baseret på udeluft reducere temperaturløftet til fjernvarmenettet fra fx 75-80 °C til 55-60 °C. Dette vil nødvendigvis øge effektiviteten af varmepumpen. Det kræver dog sammenblanding med varmeproduktion med højere temperatur, fra fx biomasse- eller naturgaskedlen, for at det ikke går ud over fjernvarmenettets fremløbstemperatur. Herved undgås fald i COP'en og varmekapaciteten på varmepumpen om vinteren. Tilsvarende kan andre tekniske foranstaltninger så som seriekobling af flere varmepumper være med til at øge virkningsgraden.

Betragtes figur 12 og 13 ses tydeligt solvarmens indvirkning på varmeproduktionen fra varmepumpen. Da solvarmen prioriteres højere end varmepumpen vil solvarmen producere langt størstedelen af varmen i sommerperioden hvor varmebehovet er lavt. Dermed er både varmepumpen og biomassekedlen ude af drift i stort set hele denne periode. Solvarmen overtager altså elvarmepumpens varmeproduktion, hvilket har stor betydning for varmepumpens rentabilitet og drift. Dette er også tydeligt på figur 8, hvor kombinationsscenariets laveste varmeproduktionspriser er ved investering i en lille elvarmepumpe og et stort solvarmeanlæg, i kombination med en relativt stor biomassekedel. På dette område er der altså dårligere synergi mellem elvarmepumpen og solvarmeanlægget end der er mellem biomassekedlen og solvarmeanlægget.

Elkedlen som ses på figur 13 fungerer fint som spidslastenhed i det fossilfrie scenarie. Lave investeringsomkostninger sammenlignet med de øvrige produktionsteknologier gør elkedlen meget interessant i forhold til spids- og reservekapacitet.



Lagring

I tillæg til de nævnte scenarier undersøges her betydningen af varmelagerets størrelse i forhold til udbygning med en varmepumpe, en biomassekedel og et solvarmeanlæg.

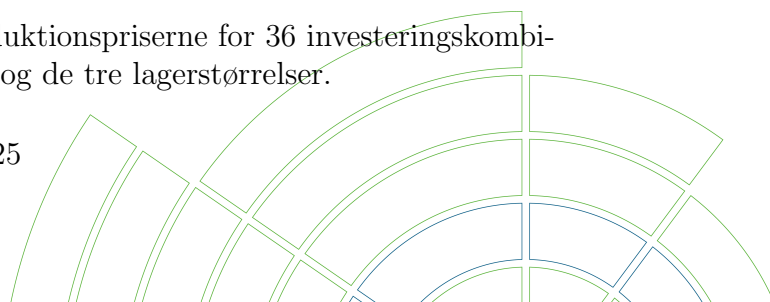
Figur 14 viser varmeproduktionspriserne for 36 investeringskombinationer af en varmepumpe, solvarme og tre lagerstørrelser: det eksisterende lager på 6600 m³, fordobling af lageret til 13.200 m³ og tredobling af lageret til 19.800 m³. I alle tilfælde investeres i ståltanke til varmelagring. Sæsonlagring som fx grundvandslagring (ATES) og borehulslagring undersøges ikke.

Elvarmepumpe [MW]	Solvarme [m ²]	Lager [m ³]		
		6.600	13.200	19.800
10	20.000	311	317	325
10	30.000	319	325	332
10	40.000	330	336	343
10	50.000	344	349	356
11	20.000	307	313	322
11	30.000	317	322	331
11	40.000	330	337	345
11	50.000	345	352	360
12	20.000	308	316	325
12	30.000	320	327	336
12	40.000	334	341	350
12	50.000	350	357	365

Figur 14: Investering i lager (ståltank) og solvarmeanlæg i kombination med en elvarmepumpe. Det eksisterende lager har et rumfang på 6600 m³. Dette både fordobles og tredobles til henholdsvis 13.200 m³ og 19.800 m³. Der undersøges kun investering i store solvarmeanlæg i størrelsesordenen 20.000-50.000 m² i kombination med en elvarmepumpe med en varmekapacitet på 10-12 MW. Det tillades ved disse beregninger at alle varmeproduktionsenheder kan producere til lagertanken, hvilket betyder at varmeproduktionspriserne varierer i forhold til figur 7. Varmepumpen er baseret på udeluft og har en gennemsnitlig års-COP på 3,5.

Af figuren ses, at øget lagerkapacitet i samspil med store solvarmeanlæg ikke er med til at reducere varmeproduktionsprisen. Den laveste varmeproduktionspris fås her ved en kombination med en 11 MW elvarmepumpe, et solvarmeanlæg på 20.000 m² samt det eksisterende lager på 6600 m³. Dette hænger i høj grad sammen med, at varmeproduktionen fra solvarmeanlægget i høj grad er i sommerperioden hvor varmebehovet er lavt. Derfor har ekstra lagerkapacitet i denne sammenhæng ikke stor betydning.

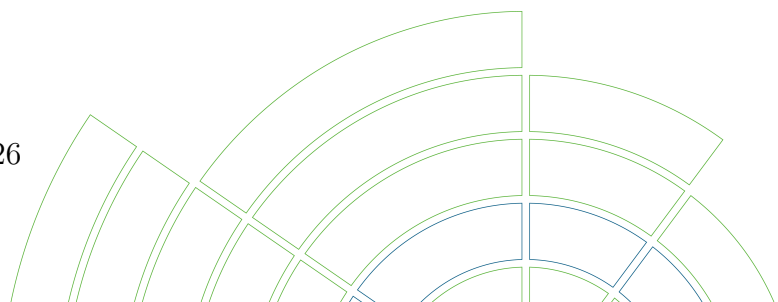
Tilsvarende viser figur 15 varmeproduktionspriserne for 36 investeringskombinationer af en biomassekedel, solvarme og de tre lagerstørrelser.



		Lager [m ³]		
Biomasse [MW]	Solvarme [m ²]	6.600	13.200	19.800
8	20.000	296	303	311
	30.000	301	308	315
	40.000	311	317	324
	50.000	324	330	337
9	20.000	289	297	307
	30.000	298	306	315
	40.000	310	318	327
	50.000	325	334	343
10	20.000	294	303	313
	30.000	304	312	321
	40.000	316	325	334
	50.000	331	340	349

Figur 15: Investering i lager (ståltank) og solvarmeanlæg i kombination med en biomassekedel. Det eksisterende lager har et rumfang på 6600 m³. Dette både fordobles og tredobles til henholdsvis 13.200 m³ og 19.800 m³. Der undersøges kun investering i store solvarmeanlæg i størrelsesordenen 20.000-50.000 m² i kombination med en biomassekedel med en varmekapacitet på 8-10 MW. Det tillades ved disse beregninger at alle varmeproduktionsenheder kan producere til lagertanken, hvilket betyder at varmeproduktionspriserne varierer i forhold til figur 8. Varmepumpen er baseret på udeluft og har en gennemsnitlig års-COP på 3,5.

Her ses samme mønster, hvor øget lagerkapacitet i samspil med store solvarmeanlæg ikke er med til at reducere varmeproduktionsprisen. Det vil altså kræve andre lagringsmetoder som fx sæsonlagring til at flytte den store solvarmeproduktion om sommeren til om vinteren, før en eventuel besparelse i varmeproduktionspris vil kunne opnås. Grundvandslagring og borehulslagring kræver dog ofte specielle forhold, og er derfor ikke aktuelle for alle mindre fjernvarmeværker i Danmark.



Gasmotorens fremtid

I de fleste scenarier beholder fjernvarmeværket både naturgaskedlen og naturgasmotoren til el- og varmeproduktion. Naturgasmotoren bruges dog ikke i den ordinære drift som bærende varmeproduktionsenhed, men i højere grad som elproduktionsenhed når elprisen er tilstrækkelig høj. Samproduktion af varme bruges dog i fjernvarmesystemet. Spørgsmålet er derfor om det kan betale sig at beholde naturgasmotoren i drift i de forskellige investeringsscenarier, eller om man eventuelt bør forbedre motorens varmekoefficiens ved installation af en absorptionsvarmepumpe.

Tabel 2 viser varmeproduktionsprisen for fjernvarmeværket i forskellige scenarier sammenholdt med tre muligheder for naturgasmotoren: 1) fjernvarmeværket beholder naturgasmotoren som den er og bruger den i driften, 2) fjernvarmeværket skrotter naturgasmotoren eller 3) fjernvarmeværket forbedrer naturgasmotorens varmekoefficiens med en absorptionsvarmepumpe og beholder motoren i driften. Absorptionsvarmepumpen antages til at hæve varmekoefficiensgraden med 11 procentpoint. Herved øges varmekoefficiensgraden fra 89 % til 100 %. Investeringssomkostning til dette vurderes til 1,7 mio. kr./MW (Added Values, DGC og Grøn Energi, 2017). En forøgelse på 11 procentpoint kræver at absorptionsvarmepumpen har en varmekapacitet på 1,57 MW. Herved bliver den ekstra investeringssomkostning ca. 2,7 mio. kr.

Scenarie:	Varmeproduktionspris [kr./MWh]		
	1) Med gasmotor	2) Uden gasmotor	3) Forbedret gasmotor
Reference	525	521	513
6 MW varmepumpe og 5 MW biomasse	308	304	307
3 MW varmepumpe og 8 MW biomasse	307	304	308
6 MW varmepumpe, 5 MW biomasse og 20.000 m ² solvarme	303	300	304

Tabel 2: Varmeproduktionspris for referencen og tre investeringsscenarier ved drift med henholdsvis den eksisterende naturgasmotor, uden naturgasmotoren og med en forbedret naturgasmotor. Den forbedrede naturgasmotor har en absorptionsvarmepumpe hvilket forbedrer varmekoefficiensgraden med 11 procentpoint. Herved øges varmekoefficiensgraden fra 89 % til 100 %.

Af tabellen fremgår det, at referencen har en gevinst ved at beholde naturgasmotoren og forbedre dens varmekoefficiensgrad gennem absorptionsvarmepumpen. Den ekstra investering kan betales tilbage gennem øget drift på motoren, hvilket samlet reducerer varmeproduktionsprisen med 12 kr./MWh. Hvis naturgasmotoren skrottes vil besparelsen blot være 4 kr./MWh. Denne besparelse fås på grund af bortfaldet af høje faste omkostninger til gasmotoren.

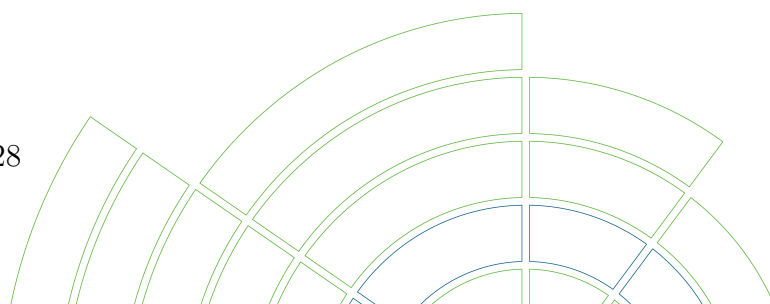
For de tre investeringsscenarier, hvor der investeres i forskellige kombinationer af en elvarmepumpe, en biomassekedel og solvarme, er der ikke umiddelbart en besparelse ved at opgradere motorens varmekoefficiensgrad. Den ekstra investering i absorptionsvarmepumpen udlignes af besparelsen. I tillæg til dette kan naturgasmotoren dog operere i andre elmarkeder end elspotmarkedet som udelukkende er anvendt i denne analyse. Gøres dette, kan naturgasmotoren sand-

synligvis bringe varmeproduktionsprisen ned. Dette kræver dog markedsindsigt og at fjernvarmeverket har mulighed for at byde ind i fx regulerkraftmarkedet. Den ekstra besparelse ved dette bør følgelig være større end den besparelse på ca. 3-4 kr./MWh der er ved at skrotte naturgasmotoren. Dette afhænger ligeledes meget af forventningerne til fremtidige elpriser.

Samme billede fås, når antallet af driftstimer præsenteret i tabel 2 vurderes. Her ses det, at antallet af naturgasmotorens driftstimer stiger med 775 %. Stigningen i de øvrige scenarier er mindre beskeden på 28-104 %, hvilket altså ikke er nok til at reducere varmeproduktionsprisen i forhold til, hvis naturgasmotoren skrottes.

<i>Scenarie:</i>	Driftstimer	
	<i>Med gasmotor</i>	<i>Forbedret gasmotor</i>
Reference	214	1873
6 MW varmepumpe og 5 MW biomasse	134	246
3 MW varmepumpe og 8 MW biomasse	119	152
6 MW varmepumpe, 5 MW biomasse og 20.000 m ²	101	206

Tabel 3: Antallet af driftstimer på naturgasmotoren for referencen og tre investeringsscenarier ved drift med henholdsvis den eksisterende naturgasmotor og med en forbedret naturgasmotor.



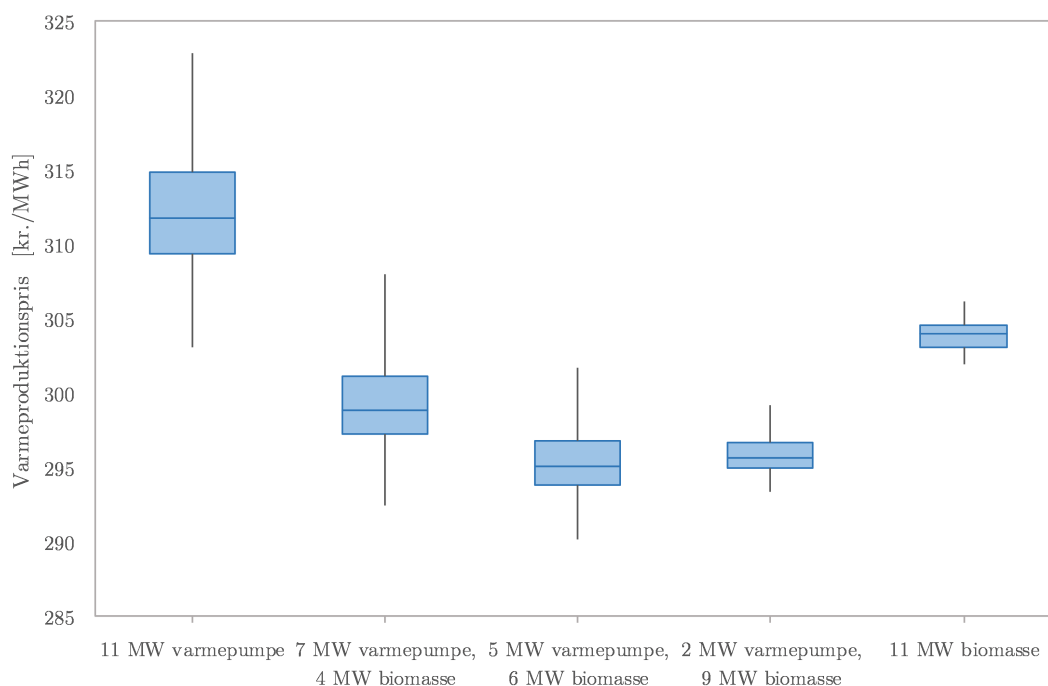
Risikoafdækning og følsomhedsanalyse

Kombinationen af investering i en elvarmepumpe og biomassekedel er ikke kun med til at sikre lave varmeproduktionspriser, men kan også være en vigtig faktor i forhold til at fremtidssikre varmeprisen. Begge teknologier påvirkes i høj grad af brændselspriserne og ved kombination af teknologier kan man i højere grad risikoafdække varmeproduktionsprisen. Dette er vist på figur 16.

Der er simuleret 50 forskellige udfald af elpriser og biomassepriser over en 20-årig periode baseret på historiske brændselspriser. Dette er beskrevet yderligere i bilag B. Følgelig er der regnet gennemsnitlige varmeproduktionspris for fem scenarier:

- 1) Investering i 11 MW varmepumpe.
- 2) Investering i kombination af 7 MW varmepumpe og 4 MW biomasse.
- 3) Investering i kombination af 5 MW varmepumpe og 6 MW biomasse.
- 4) Investering i kombination af 2 MW varmepumpe og 9 MW biomasse.
- 5) Investering i 11 MW biomasse.

Af figuren kan udsving i varmeproduktionsprisen over en 20-årig periode vurderes i forhold til udsving og ændringer i fremtidige brændselspriser.

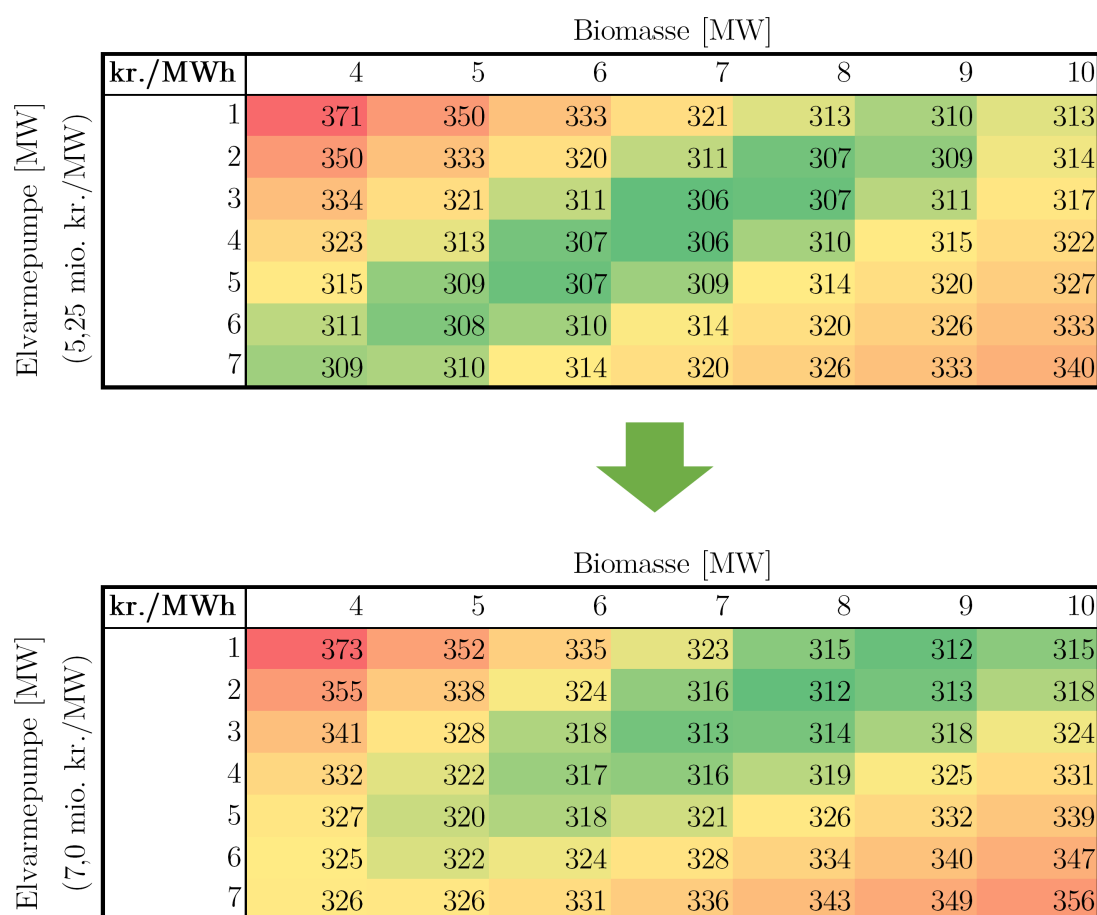


Figur 16: Følsomhedsberegning af udfaldsrummet for varmeproduktionsprisen ved simulering af fremtidige el- og flispriser for fem investeringsscenarier. Boxplottet indikerer minimums- og maksimumsværdier, øvre- og nedre kvartiler samt medianen for varmeproduktionsprisen. Et stort spænd fra minimums- til maksimumsværdien indikerer altså et stort udfaldsrum, hvor den fremtidige varmeproduktionspris kan ligge. Beregningsforudsætninger for boxplottet kan findes i bilag B.

Det ses, at den rene investering i elvarmepumpen har det største udsving på ca. 20 kr./MWh. Investering udelukkende i biomasse har et udsving på ca. 4 kr./MWh. Elpriserne har historisk set relativt store udsving i forhold til flisprisen. Netop dette gør, at varmeproduktionsprisen ved investering i elvarmepumpen er mere påvirkelig end varmeproduktionsprisen ved investering i biomasse. Kombinationsløsningerne giver de laveste varmeproduktionspriser og har en risiko som ligger et sted mellem ren investering i elvarmepumpe og ren investering i biomasse. Kombinationsmulighederne virker altså til at være et solidt kompromis i forhold til at få den laveste varmepris, afdække fremtidig risiko samt bidrage til fortrængning af varme produceret på naturgas.

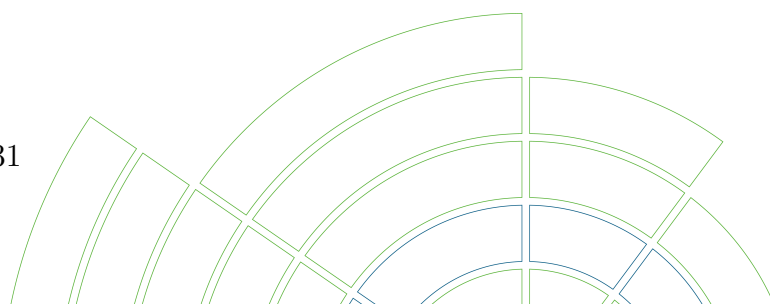
Robusthed af investeringer

Investeringsomkostningerne har betydning for den resulterende varmeproduktionspris. I analysen er som udgangspunkt valgt en omkostning på 5,25 mio. kr./MW for en varmepumpe baseret på udeluft og 5,0 mio. kr./MW for en biomassekedel. Erfaringer fra branchen viser dog, at investeringsomkostningen for specielt en elvarmepumpe kan variere betydeligt. Effekten af en prisstigning på varmepumpen til 7,0 mio. kr./MW vurderes i figur 17.



Figur 17: Varmeproduktionspriser for investering i en kombination af en eldrevet varmepumpe baseret på udeluft med en gennemsnitlig års-COP på 3,5 og en biomassekedel. Der anvendes her to forskellige investeringsomkostninger for varmepumpen på 5,25 mio. kr./MW og 7,0 mio. kr./MW.

Af figuren fremgår det, at den øgede investeringsomkostning betyder en stigning i varmeproduktionspris på 1-5 % for de 49 forskellige investeringskombinationer. Varmeproduktionspriserne vist på figur 17 har altså kun en mindre stigning ved forøgede investeringsomkostninger. Til gengæld vil investeringbeslutningen ændre sig. Fra at laveste varmeproduktionspris fås ved lige store investeringer i elvarmepumpe og biomasse ændres dette til fordel for en stor biomassekedel og en mindre varmepumpe. Investeringsomkostningerne har altså stor betydning for investeringen her og nu, mens brændselomkostningerne har stor betydning for investeringens rentabilitet fremadrettet.



Hvad skal fjernvarmeværket investere i?

Mange naturgasfyrede fjernvarmeselskaber står overfor store investeringer i ny produktionsteknologi. Med udgangspunkt i et mindre naturgasfyret kraftvarmeværk har analyse af hundredvis af investeringskombinationer vist, at teknologidiversitet er en vigtig faktor i denne omstilling. Elvarmepumper og biomassekedler er oplagte varmeproduktionsteknologier til at supplere eller erstatte naturgaskedler på et fjernvarmeværk. Her er specielt dimensionering af anlæggene vigtig, idet både under- eller overinvestering i varmekapacitet kan forhøje varmeproduktionsprisen unødigt.

Står investeringsvalget mellem enten en elvarmepumpe eller en biomassekedel, fås de laveste varmeproduktionspriser ved investeringer på ca. 10-12 MW. I forhold til referencen baseret på naturgas kan fjernvarmeværket reducere varmeproduktionsprisen med ca. 200 kr./MWh. For investering i elvarmepumpen vil udgifter til elforbruget, dvs. indkøb af el, elvarmeafgift og eltariffer, være den største udgiftspost på fjernvarmeværket. Ved investering i biomassekedlen udgør udgiften til flisindkøb den største driftsomkostning på fjernvarmeværket.

Vælges i stedet en kombination af elvarmepumpen og biomassekedlen, kan varmeproduktionsprisen reduceres yderligere. Herudover kan kombiløsningen være med til at fortrænge yderligere mængder naturgas fra fjernvarmeværkets varmeproduktion. Elvarmepumpens varmekilde og COP har stor betydning for hvordan investeringerne skal dimensioneres. Hvis varmekilden er stabil og COP'en er høj kan varmeproduktionsprisen reduceres ved investering i en stor varmepumpe. Omvendt kan øgede omkostninger til varmepumpen og en lavere COP betyde at valget i højere grad skal være en stor biomassekedel. Synergieffekterne mellem elvarmepumpen og biomassekedlen er dog tydelige, da varmepumpen kan dække grund- og sommerlasten, mens biomassekedlen kan dække mellemlasten. Lige store investeringer i elvarmepumpe og biomassekedel vil i mange tilfælde være en fordelagtig løsning.

Føjes et solvarmeanlæg til fjernvarmeværkets investeringsmuligheder viser analysens beregninger, at kombinationen af elvarmepumpe og solvarme fjerner mange driftstimer på elvarmepumpen. Samtidig i sommerperioden, hvor elvarmepumpen baseret på udeluft har en høj COP og solvarmeanlægget har stor varmeproduktion, gør denne investeringskombination mindre fordelagtig. Dog kan mindre solvarmeanlæg være et fornuftigt supplement til investering i en elvarmepumpe. Et solvarmeanlæg i kombination med et stort biomasseanlæg vil dog være en investering som resulterer i en lav varmeproduktionspris.

En fuldstændig overgang til et fossilfrit fjernvarmeværk kan ske ved at spidslasten på naturgas erstattes med elkedler. Dette øger dog varmeproduktionsprisen i forhold til de øvrige scenarier med ca. 20-30 kr./MWh.

Fjernvarmeværket har endvidere mulighed for at investere i ekstra lagerkapacitet og forbedre virkningsgraden af naturgasmotoren. I samspil med de øvrige scenarier kan der ved disse løsninger ikke umiddelbart hentes ekstra besparelser

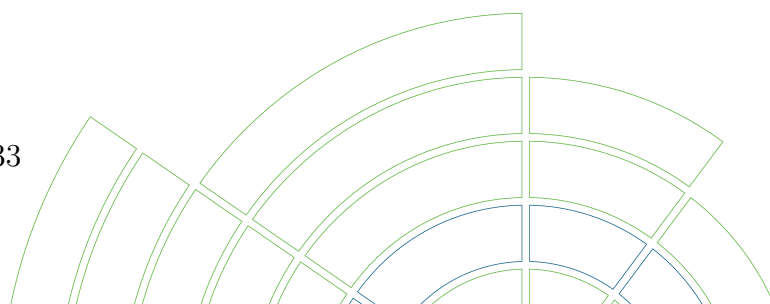
på varmeprisen. Der tages dog ikke højde for sæsonlagring og bud på flere el-markeder som fx regulerkraftmarkedet. Specielt sæsonlagring kan, såfremt det er teknisk muligt, være med til at flytte store mængder solvarmeproduktion til vinterperioden, hvorved en elvarmepumpe baseret på udeluft kan få gavn af en høj COP om sommeren.

Påvirkning af fremtidige investeringer

Mange faktorer er med til at påvirke hvilken investering fjernvarmeselskabet skal foretage. Ændringer i disse faktorer kan senere være med til at gøre en ellers god investering til en dårlig investering - og omvendt. Specielt har el- og brændselspriser betydning for den resulterende varmeproduktionspris. Et stort fald i elprisen, kan pludseligt gøre en investering i elvarmepumpen mere fordelagtig end en investering i en biomassekedel. Risikoafdækning og teknologidiversitet kan derfor være af afgørende betydning for fjernvarmeværkets investeringsbeslutninger.

En mulighed kan derfor være, at investere i én varmeproduktionsteknologi ad gangen. Vælges fx først en elvarmepumpe kan man altid senere investere yderligere i solvarme, biomasse, elkedler eller lagring, såfremt det viser sig fordelagtigt. Investering i en elvarmepumpe kan dog være afgørende for, at en senere investering i et solvarmeanlæg viser sig mindre fordelagtig. På den måde kan investeringsrækkefølgen have stor betydning for fremtidige investeringsmuligheder.

Rammevilkårene kan endvidere ændre sig, hvilket kan give værdi til at udskyde en investering. Usikkerheden forbundet med dette er stor, og der er derfor ikke analyseret yderligere på det i denne analyse. Overordnet fås de mest robuste investeringer ved at kombinere flere varmeproduktionsteknologier.

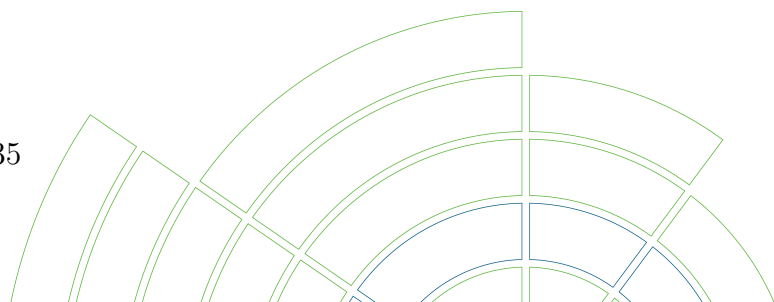


Litteratur

- Added Values, DGC og Grøn Energi. Gasfyret kraftvarme til balance og spidslastydelse, 2017. URL <https://www.energiforskning.dk/da/projects>.
- Dansk Fjernvarme. Beregningsforudsætninger, 2018.
- EMD International A/S. energyPRO - Project Examples, 2018. URL <https://www.emd.dk/energypro/project-examples/>.
- Energi, Forsynings- og Klimaministeriet. Energiaftale af 29. juni 2018, 2018. URL <https://efkm.dk/media/12222/energiaftale2018.pdf>.
- Energinet.dk. Tariffer, 2018. URL <https://energinet.dk/El/Tariffer>.
- Energistyrelsen. Samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger for energipriser og emissioner, 2017. URL https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/samfundsoekonomiske_beregningsforudsætninger_2017_ver_2.pdf.
- Energistyrelsen. Teknologikatalog for produktion af el og fjernvarme, 2018. URL <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/teknologikataloger/teknologikatalog-produktion-af-el>.
- Grøn Energi. Energiforsyning 2030, 2016. URL <https://www.danskfjernvarme.dk/groen-energi/analyser/161910-2k30>.
- Grøn Energi. Beregningsforudsætninger, erfaringstal fra branchen, 2018.
- Grøn Energi m.fl. Inspirationskatalog for store varmepumpeprojekter i fjernvarmesystemet, 2017. URL <https://www.danskfjernvarme.dk/groen-energi/projekter/drejobog-om-store-varmepumper-2017>.
- Claus Munk. *Fixed Income Modelling*. Oxford University Press, 2011.
- Nord Pool Spot. Nord pool spot, February 2015. URL <http://www.nordpoolspot.com/>.
- PlanEnergi m.fl. Udredning vedrørende varmelagringsteknologier og store varmepumper til brug i fjernvarmesystemet, 2013. URL https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Forskning_og_udvikling/udredning_om_varmelagringsteknologier_og_store_varmepumper_i_fjernvarmesystemet_nov_2013.pdf.
- Skatteministeriet. Afgiftssatser i CO2-afgiftsloven, 2018a. URL <https://skat.dk/skat.aspx?oID=2060519&chk=215444>.
- Skatteministeriet. Afgiftssatser i elafgiftsloven, 2018b. URL <https://www.skat.dk/skat.aspx?oID=2061620&chk=215444>.
- Skatteministeriet. Afgiftssatser i gasafgiftsloven, 2018c. URL <https://skat.dk/skat.aspx?oID=2061637&chk=215444>.

Skatteministeriet. Afgiftssatser i kvælstofoxidafgiftsloven (NO_x), 2018d. URL <https://skat.dk/skat.aspx?oID=1946602&chk=215444>.

Thijs van den Berg. Calibrating the ornstein-uhlenbeck (vasicek) model, 2018. URL <https://www.statisticshowto.datasciencecentral.com/wp-content/uploads/2016/01/Calibrating-the-Ornstein.pdf>. [Viewed on 20-December-2018].



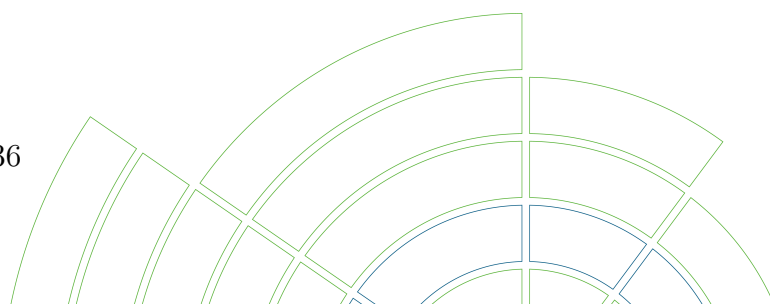
A Appendiks - Beregningsforudsætninger

Generelle beregningsforudsætninger

Tabel 4 viser generelle beregningsforudsætninger for beregninger i energyPRO og beregninger af varmeproduktionspriser for fjernvarmeværket anvendt i analysen.

		Enhed	Kilde
Gasmotor			
Elvirkningsgrad	41,7	%	(Grøn Energi, 2018)
Varmevirkningsgrad	47,4	%	(Grøn Energi, 2018)
Variabel D&V	70,0	kr./MWh _e	(Grøn Energi, 2018)
Fast D&V	75.000	kr./MW/år	(Energistyrelsen, 2018)
Gaskedel			
Virkningsgrad	105,0	%	(Grøn Energi, 2018)
Variabel D&V	5,0	kr./MWh _v	(Grøn Energi, 2018)
Fast D&V	15.000	kr./MW/år	(Energistyrelsen, 2018)
Elvarmepumpe (luft)			
COP	3,5		(Energistyrelsen, 2018)
Investeringsomkostninger	5,25	mio. kr./MW	(Energistyrelsen, 2018)
Variable D&V	10	kr./MWh _e	(Dansk Fjernvarme, 2018)
Fast D&V	15.000	kr./MW/år	(Energistyrelsen, 2018)
Afskrivningsperiode	20	år	(Grøn Energi, 2018)
Elvarmepumpe (grundvand)			
COP	3,5 / 4,0		(Grøn Energi m.fl., 2017)
Investeringsomkostninger	6,0	mio. kr./MW	(Grøn Energi, 2018)
Variable D&V	10	kr./MWh _e	(Dansk Fjernvarme, 2018)
Fast D&V	15.000	kr./MW/år	(Energistyrelsen, 2018)
Afskrivningsperiode	20	år	(Grøn Energi, 2018)
Fliskedel			
Virkningsgrad	100	%	(Dansk Fjernvarme, 2018)
Investeringsomkostninger	5,0	mio. kr./MW	(Grøn Energi, 2018)
Variabel D&V	25	kr./MWh _v	(Grøn Energi, 2018)
Fast D&V	77.000	kr./MW/år	(Grøn Energi, 2018)
Afskrivningsperiode	20	år	(Grøn Energi, 2018)
Solvarme			
Investeringsomkostninger	1703	kr./m ²	(Energistyrelsen, 2018)
Variabel D&V	2,5	kr./MWh _v	(Grøn Energi, 2016)
Fast D&V	4,3	kr./m ² /år	(Grøn Energi, 2018)
Afskrivningsperiode	30	år	(Grøn Energi, 2018)
Elkedel			
Virkningsgrad	100	%	(Energistyrelsen, 2018)
Investeringsomkostninger	1,125	mio. kr./MW	(Grøn Energi, 2018)
Variabel D&V	6,0	kr./MWh _v	(Grøn Energi, 2018)
Fast D&V	8250	kr./MW/år	(Energistyrelsen, 2018)
Afskrivningsperiode	20	år	(Grøn Energi, 2018)

Tabel 4: Forudsætninger for beregninger af den marginale elproduktionspris for en naturgasfyret motorenhed i forhold til en naturgaskedel.



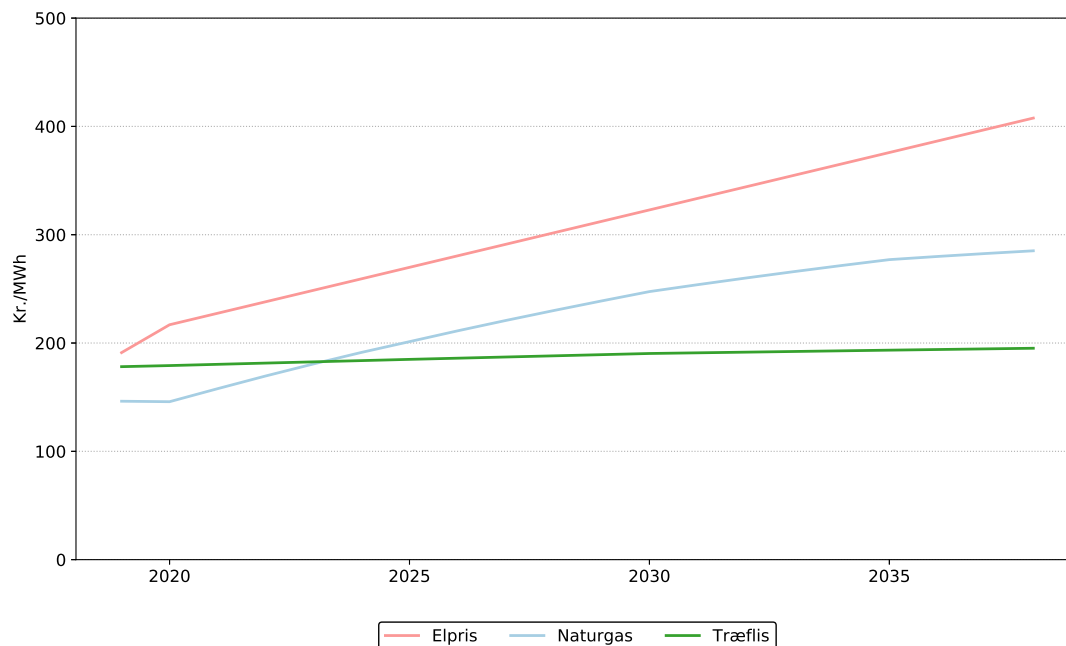
Tabel 5 viser øvrige forudsætninger. Omkostninger, afgifter og tariffer fastholdes i hele beregningsperioden (med undtagelse af elvarmeafgiften).

		Enhed	Kilde
Afgifter og tariffer, 2018-sats			
Energiafgift (gasmotor)	2,199	kr./m ³	(Skatteministeriet, 2018c)
Energiafgift (gaskedel)	46,3	kr./GJ	(Skatteministeriet, 2018c)
CO ₂ -afgift (gasmotor)	0,391	kr./m ³	(Skatteministeriet, 2018a)
CO ₂ -afgift (gaskedel)	13,8	kr./GJ	(Skatteministeriet, 2018a)
NO _x -afgift (gasmotor)	0,029	kr./m ³	(Skatteministeriet, 2018d)
NO _x -afgift (gaskedel)	0,008	kr./m ³	(Skatteministeriet, 2018d)
NO _x -afgift (fliskedel)	1,8	kr./MWh	(Skatteministeriet, 2018d)
Methan-afgift (motor)	0,067	kr./m ³	(Skatteministeriet, 2018a)
Elvarmeafgift ¹	257 / 207 / 157	kr./MWh	(Skatteministeriet, 2018b)
Systemtarif	42,0	kr./MWh	(Energinet.dk, 2018)
Transmissionsnettarif	38,0	kr./MWh	(Energinet.dk, 2018)
Distributionstarif	80,0	kr./MWh	(Dansk Fjernvarme, 2018)
Indfødningsstarif	3,0	kr./MWh	(Energinet.dk, 2018)
Fjernvarmesystemet			
Varmebehov ab værk	55.000	MWh/år	(Grøn Energi, 2018)
Fremløbstemperatur (sommer/vinter)	80 / 70	°C	(Grøn Energi, 2018)
Returtemperatur (sommer/vinter)	45 / 35	°C	(Grøn Energi, 2018)
Varmelager	6600	m ³	(Grøn Energi, 2018)
Investeringsomkostning til lagertank (stål)	1150	kr./m ³	(PlanEnergi m.fl., 2013)

Tabel 5: Forudsætninger for afgifter, tariffer og fjernvarmesystemet. ¹Elvarmeafgiften følger fastlagte forløb af lempelsen af elvarmeafgiften hvor denne lempes yderligere i 2020 og igen i 2021 og frem (Energi, Forsynings- og Klimaministeriet, 2018).

Brændselspriser

Figur 18 viser brændselspriserne anvendt i analysen (Energistyrelsen, 2017).



Figur 18: Brændselspriser anvendt i analysen [Energistyrelsen \(2017\)](#)

Solvarmeanlæg i energyPRO

Solvarmeanlægget i energyPRO er specificeret ud fra standardværdier og baseret på EMD's egne eksempler på fjernvarmeprojekter (EMD International A/S, 2018). Figur 19 viser et udklip fra dataspecifikationerne for solvarmeanlægget anvendt i energyPRO. Der tages udgangspunkt i udetemperaturer baseret på et Dansk Design Reference år (DRY) i det centrale Jylland og direkte- og diffus solindstråling hentet fra CFSR2 data for år 2017 for en lokation i det centrale Jylland.

Navn: Solfanger

Udetider

Størrelse og position

Total areal af solfangere m²

Solfangers hældning grader

Solfangers orientering (Afvigelse fra syd) grader

Vælg tidsserier

Udetemperaturer

Stråling på vandret

Aggregeret stråling

Direkte og diffus stråling

Direkte stråling

Diffus stråling

Solfanger specifikation

Start effektivitet (η_0)

Tabskoefficient (a1) W/(m² °C)

Tabskoefficient (a2) W/(m² °C)²

Indfaldsvinkelkorrektion

Koefficient

K_g ved 50 grader

Solfanger park specifikation

Temperaturer på side af varmeveksler

Fremløb °C

Retur °C

Tab i rør i solfanger parken som procent af produktionen %

Inkluder effekten af skyggekast

Figur 19: Dataspecifikationer for solvarmeanlæg i energyPRO.

B Appendiks - Risikoafdækning

Simulering af fremtidige brændselspriser

For at vurdere følsomheden overfor ændringer i fremtidige brændselspriser (el- og flispriser) er der simuleret udviklinger i brændselspriser. Da den fremtidige udvikling i brændselspriserne er ukendt, er det her antaget at de følger en stokastisk process, som i dette tilfælde er en Ornstein-Uhlenbeck process. Denne process har blandt andet den egenskab at den går mod en langsigtet middelværdi. Processen kan beskrives ud fra den følgende stokastiske differential ligning:

$$dx_t = \kappa (\mu - x_t) dt + \sigma dW_t \quad (\text{B.1})$$

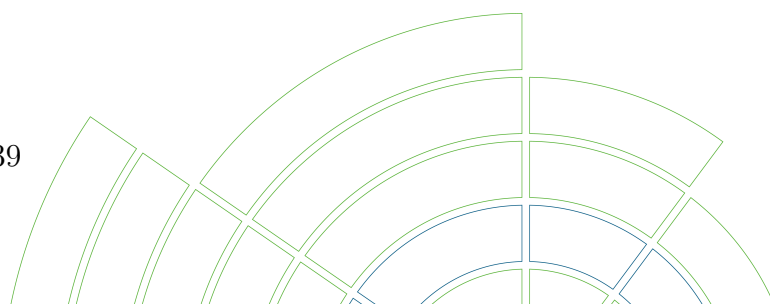
Hvor κ er hastigheden hvormed processen går mod gennemsnittet, μ er den langsigtede middelværdi, og σ er processens volatilitet.

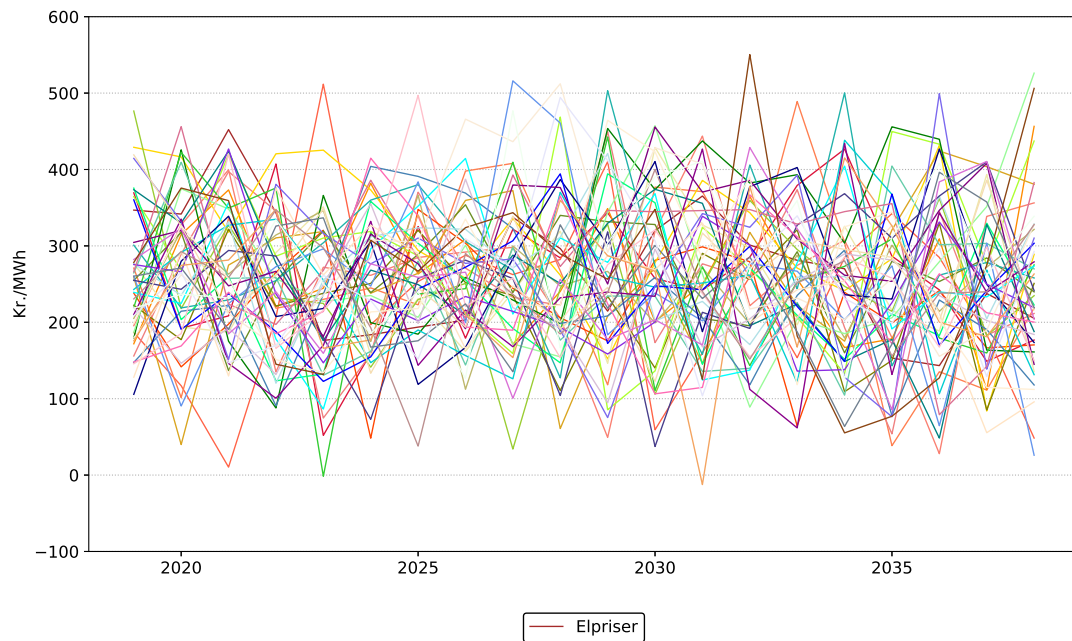
Til at vurdere følsomheden overfor ændringer i fremtidige brændselspriser er der anvendt Monte Carlo-simulering. Dette gøres ved at trække et antal udfald fra processen så der opnås en tidsserie af brændselspriser med samme længde som er anvendt i analysen. Brændselspriserne benyttes derefter til at beregne varmeproduktionsprisen. Dette gentages 50 gange hvorefter der opnås et udfaldsrum for varmeproduktionsprisen. Udfaldsrummet belyser hvordan varmeproduktions-teknologierne i et givet scenarie "håndterer" udsving i brændselspriser.

De simulerede brændselspriser som er anvendt til følsomhedsanalysen i Figur 16 kan ses i Figur 20 og Figur 21. Priserne er opnået ved at dekomponere processen i Formel B.1 ved at bruge Euler-Maruyama metoden som er en approksimation til en numerisk løsning af ligningen (Munk, 2011). Dette giver ligningen

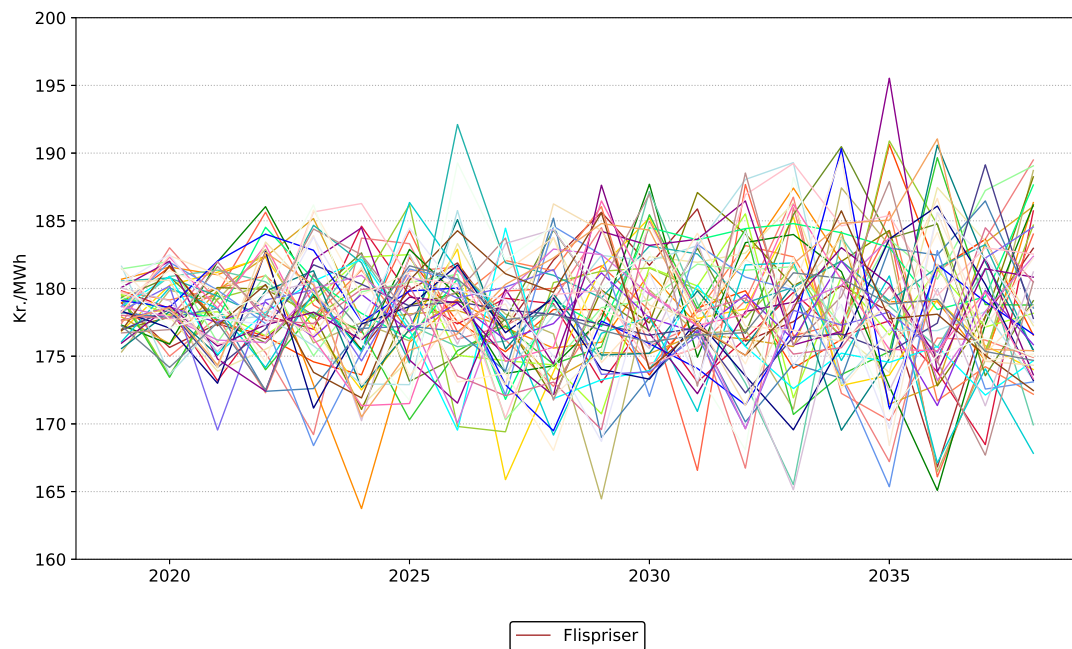
$$x_{t+\Delta t} \approx x_t + \kappa (\mu - x_t) \Delta t + \sigma \cdot \sqrt{(\Delta t)} \cdot \varepsilon_t \quad (\text{B.2})$$

Hvor $\varepsilon_t \sim N(0, 1)$. Parametrene i Formel B.2 er kalibreret ved at bruge den lukkede løsning til maksimum likelihood estimationen i van den Berg (2018). Datagrundlaget til kalibreringen er flispriserne fra Dansk Fjernvarmes brændselsprisstatistik, som har et Δt på 0,25, da det er kvartalspriser. Derfor er de simulerede kvartalspriser for flis omregnet til årlige gennemsnit til brug i beregningerne. For elpriserne er der brugt årlige gennemsnitspriser fra Nord Pool Spot (2015), som har et Δt på 1.





Figur 20: 50 fremtidige elpriser simuleret med en kalibreret Ornstein-Uhlenbeck process.



Figur 21: 50 fremtidige flispriser simuleret med en kalibreret Ornstein-Uhlenbeck process.

