



Ea Energianalyse

Økonomisk analyse af forretningskoncepter for varmepumper

**Tværgående analyse i projektet:
Demonstrationsprojekter om varmepumper eller
andre VE-baserede opvarmningsformer**

18-12-2015

Udarbejdet af:

Ea Energianalyse
Frederiksholms Kanal 4, 3. th.
1220 København K
T: 88 70 70 83
F: 33 32 16 61
E-mail: info@eaea.dk
Web: www.eaea.dk

Indhold

1	Sammenfatning	5
2	Baggrund og formål	19
3	Teknologier og koncepter analyseret.....	21
4	Metode og overordnede forudsætninger	30
5	Systemaspekter	36
5.1	Kort om Smart Energy analysen	36
5.2	Hvilken elpris afregnes varmepumperne til?	37
5.3	Besparelser i distributionsnettet	39
5.4	Levering af systemydelser - reserver og regulerkraft.....	41
5.5	Det økonomiske potentiale ved levering af systemydelser	43
5.6	Samlet opgørelse af fleksibilitetsgevinster.....	44
6	Privatøkonomi - grundberegning.....	46
6.1	Beregning for huse med oliefyr (uden for kollektiv forsyning)	46
6.2	Beregning for huse med naturgasfyr.....	48
7	Samfundsøkonomi – grundberegning.....	51
7.1	Beregning med oliefyr (uden for kollektiv forsyning).....	51
7.2	Beregning for huse med naturgasfyr.....	53
8	Følsomhedsanalyser	55
8.1	Høj COP	55
8.2	2025-perspektiv.....	58
8.3	Omlægning af PSO-tariffen.....	64
8.4	Varmepumpe-baseret fjernvarme.....	66
9	Diskussion og perspektivering.....	72
9.1	Samfundsøkonomi versus privatøkonomi.....	72

9.2 Andre aspekter set fra et forbrugerperspektiv	73
9.3 Virkningsgraden (COP) for varmepumperne	74
9.4 Aspekter omkring fleksibel varmepumpedrift	75
9.5 Incitament til fleksibel drift	76
10 Litteratur.....	78
Bilag: Forudsætninger	81
10.1 Annuiserede varmeproduktionsomkostninger	81
10.2 Data for individuelle opvarmningsformer og koncepter	83
10.3 Energisparetilskud	85
10.4 Data for etablering af fjernvarme.....	86
10.5 Energipriser.....	88

1 Sammenfatning

Baggrund

Individuelle varmepumper kan spille en væsentlig rolle i fremtidens energisystem. Varmepumperne kan via elektrificering og en høj energieffektivitet først og fremmest bidrage til at reducere brændselsforbruget i systemet og understøtte indpasningen af vindkraft. Dette er vigtigt i et langsigtet perspektiv med et system baseret på 100 % vedvarende energi, som anført i Energistyrelsens energiscenarier (Energistyrelsen, 2014b). De individuelle varmepumper kan særligt have en rolle i de områder, hvor der er store omkostninger forbundet med at etablere fjernvarme. Hvis varmepumperne styres fleksibelt i forhold til elsystemet, kan der derudover opnås samfundsøkonomiske gevinster i form af bl.a. reducerede omkostninger til elproduktion, besparelser i kapacitetsudbygninger samt ved levering af systemydelser som regulerkraft.

Udrulningen af individuelle varmepumper går imidlertid langsomt. Analyser peger på, at forklaringen ligger i de høje investeringsomkostninger for varmepumperne, at varmepumperne forbindes med en usikker driftsøkonomi grundet skepsis omkring energieffektiviteten, og at mange forbrugere betragter varmepumper som teknisk kompliceret udstyr, der er vanskeligt at styre og servicere (Energistyrelsen, 2010).

Med afsæt i disse barrierer er der i nærværende demonstrationsprojekt udviklet og afprøvet en række forretningskoncepter, der har til hensigt at gøre det mere attraktivt for forbrugerne at vælge en varmepumpe som opvarmningsform. Forretningskoncepterne reducerer den engangsydelse/investerings-omkostning, som husejeren skal lægge i forbindelse med anskaffelse af varmepumpen. Desuden varetager service-provideren serviceeftersyn og helt eller delvist reparationer og udskiftning af reservedele. Derudover står service-provideren i to at de tre analyserede koncepter for selve driften af varmepumpen, og afholder elforbrugsomkostningen. Derved fjernes risikoen fra forbrugeren omkring hvor høj virkningsgrad (COP), der kan opnås i praksis. I stedet betaler forbrugeren en fast varmepris per kWh-varme, der forbruges. Alle tre forretningskoncepter omhandler luft/vand varmepumper¹. Tabel 1 giver en kort karakteristik af de forretningskoncepter, der er analyseret.

¹ Vedr. baggrunden for dette valg henvises til de øvrige delrapporter i demonstrationsprojektet.

Tabel 1. Kort beskrivelse af de forretningskoncepter der er behandlet i den økonomiske analyse. Alle koncepterne omhandler luft/vand varmepumper.

Navn på koncept i analysen	Kort beskrivelse	Produktnavn	Service-provider
Leasing	Varmepumpens udedel leases af service-provider, som samtidig står for årlig service af varmepumpeanlægget samt vedligehold af udedelen. Forbrugeren står for drift af varmepumpen og afholder selv omkostningerne til elforbruget.	Varmepumpe Leasing	OK
Varmesalg1 +Overvågning	Varmepumpens udedel ejes af service-provider, som står for årlig service af varmepumpeanlægget, vedligehold af udedelen samt overvågning af varmepumpen drift. Forbrugeren betaler en fast pris per varmemeforbrug dvs. uafhængig af varmepumpens virkningsgrad (COP) i praksis	Nærværme	Best Green
Varmesalg2 +Styring	Hele varmepumpeanlægget ejes af service-provider, som står for årlig service af varmepumpeanlægget, vedligehold af udedelen og indedelen samt driftsovervågning og fjernsyring af varmepumpen. Forbrugeren betaler en fast pris per varmemeforbrug dvs. uafhængig af varmepumpens virkningsgrad (COP) i praksis. Via fjernstyringen sørger service-provider for, at varmepumpens drift optimeres i forhold til bl.a. elspotprisvariationer og ved at inddrage vejrprognoser og sikre lange kørselsperioder tiltænkes det at kunne forbedre varmepumpens virkningsgrad yderligere.	Fjernvarme uden rør	Forsyning Helsingør

I alle koncepterne sørger service-provider for installation og efterfølgende indregulering via installatør. Betegnelserne varmesalg1 og varmesalg2 anvendes for at indikere at selve varmepris-sammensætningen varierer mellem de to koncepter.

Formål

Formål og metode

Formålet med denne analyse er at undersøge, hvorvidt varmepumpe-forretningskoncepterne i demonstrationsprojektet er konkurrencedygtige ud fra et privatøkonomisk og samfundsøkonomisk perspektiv; sammenlignet med husejers eget indkøb af en varmepumpe og sammenlignet med konkurrerende opvarmningsformer: oliefyr, naturgasfyr, træpillefyr og etablering af fjernvarme. De økonomiske beregninger er foretaget med udgangspunkt i to forskellige situationer:

Konvertering af oliefyr og gasfyr

- Konvertering af huse med oliefyr (i områder uden for kollektiv forsyning)
- Konvertering af huse med naturgasfyr

Der skelnes mellem disse to situationer, da det bl.a. har betydning for hvilke mulige opvarmningsformer forbrugeren har. Derudover er der forskelle i de øvrige investeringsomkostninger (primært omkostninger til fjernelse eksisterende oliefyr/naturgasfyr og evt. olietank). Endelig vil huse med naturgasfyr typisk være beliggende i områder med højere energitæthed (større varmegrundlag i området per areal) end huse med oliefyr. Det

reducerer netomkostningerne og nettabet for en eventuel etablering af fjernvarme.

Sammenligning med fjernvarme

Forretningskoncepterne er primært målrettet huse, der ligger uden for fjernvarmeforsyning. Når forretningskoncepterne sammenlignes med muligheden for at konvertere til fjernvarme, er der derfor taget udgangspunkt i en situation, hvor fjernvarmeforsyningen i det givne område så at sige skulle "opbygges fra bunden". For etableringen af fjernvarme er der således medtaget investeringsomkostninger til både produktionsanlæg, transmissionsnet, gadenet, stiledning og tilslutning samt brugerinstallationer. I grundberegningen er der forudsat anvendelse af en træfliskedel som grundlast i fjernvarmeproduktionen i forbindelse med udvidelser af fjernvarmegrundlaget; ud fra hvad der med gældende regulering typisk vil være selskabsøkonomisk attraktivt (en gaskedel er antaget anvendt som spidslast).

Grundberegning med 2015-priser

Total-økonomien ved de forskellige opvarmningsløsninger opgøres ud fra annuierede varmeproduktionsomkostninger for et givet år (*Levelised Cost Of Energy*, LCOE). Som *grundberegning* anlægges et her-og-nu perspektiv med udgangspunkt i dagens faktiske priser (gennemsnitlige priser for år 2015²).

Håndtering af tilskud

I den økonomiske analyse er der taget udgangspunkt i situationen efter afslutningen af nærværende demonstrationsprojekt. Dermed er forretningskoncepterne i analysen repræsenteret i en form, hvor de er uafhængige af de tilskud fra Energistyrelsen, som har været givet i forbindelse med demonstrationsprojektet. I forretningskoncepterne modtager service-provider et energisparetilskud for varmepumpeinstallationen, som er med til at muliggøre de givne priser til forbrugeren. For at sikre en fair sammenligning, er energisparetilskuddet i analysen derfor også inkluderet for de øvrige varmeløsninger, hvor husejer egenhændigt får udskiftet varmeanlægget (uden at indgå i et forretningskoncept).

Det er usikkert i hvilket omfang, der vil kunne gives håndværkerfradrag i forretningskoncepterne, og eventuelle håndværkerfradrag er derfor ikke indregnet i den økonomiske analyse. Det skal dog bemærkes, at der fra et privatøkonomisk perspektiv kan være et lavere fradrag i forretningskoncepterne end ved husejers eget køb af et nyt varmeanlæg, og at der potentielt ikke er mulighed for håndværkerfradrag i

² For priser med sæsonvariation, er der anvendt gennemsnitlige priser for det seneste fulde kalenderår med tilgængelige priser (fx oktober 2014 til september 2015).

forretningskonceptet "Varmesalg2+Styring", idet service-provider her ejer hele varmepumpeanlægget.

Virkningsgrader (COP)

Antagelser om virkningsgrader for varmepumper (COP)

For den case, hvor husejer selv køber en luft/vand varmepumpe, er der forudsat en gennemsnitlig COP på 2,3 ud fra målinger på varmepumpeinstallationerne i ForskEl-projektet "Styr din varmepumpe". Ud fra målinger på varmepumper installeret med Leasing-konceptet og konceptet "Varmesalg1+Overvågning" er der forudsat en højere gennemsnitlig COP i alle tre varmepumpe-forretningskoncepter (2,7). Måledata og beregningen af de gennemsnitlige COP-niveauer for forretningskoncepterne har været kvalitetssikret ved Teknologisk Institut. Målingerne fra demonstrationsprojektet er dokumenteret i vedlagte bilag udarbejdet af Insero Energy. COP-forudsætningen for forretningskoncepterne har i de privatøkonomiske beregninger kun betydning for Leasing-konceptet.

Forbehold for COP-antagelser

Det er forudsat, at COP-forøgelsen primært skyldes en højere kvalitet i installationen og indreguleringen af varmepumperne i forretningskoncepterne i forhold til casen, hvor husejer selv får installeret en varmepumpe. Der er dog en række andre faktorer, der kan spille ind på den observerede forskel i COP-niveauet. De varmepumper, der er blev installeret i projektet "Styr din varmepumpe", er 3-5 år ældre end i nærværende demonstrationsprojekt, og der kan derfor være forskelle i kvaliteten af varmepumperne. Ved eget køb af varmepumpen kan det dertil tænkes, at forbrugeren ville kunne opnå en tilsvarende høj COP ved valg af den rette installatør samt sikring af korrekt indstilling i forbindelse med det årlige service-eftersyn.

Det skal desuden nævnes, at målegrundlaget for de anvendte COP'er for varmepumpekoncepterne er begrænset med hensyn til antal af installationer (34) og måleperiode (gennemsnitligt ca. 1 år for konceptet med overvågning af varmepumperne og gennemsnitligt ca. 5 måneder for Leasing-konceptet. De konkrete huses isoleringsgrad, varmefordelingssystemet og brugernes adfærd kan påvirke den målte COP. Eventuelle forskelle i bestanden af husene kan derfor indvirke på det gennemsnitlige COP-niveau; særligt i betragtning af, det begrænsede antal varmepumpeinstallationer, der ligger til grund for de anvendte COP-niveauer.

Alt i alt skal den COP-forbedring, som er lagt til grund i analysen tages med et vist forbehold. I løbet af det næste års tid vil der blive indhentet yderligere målinger, som vil kunne give et bedre datagrundlag

Overvågning og COP

I varmepumpekonceptet "Varmesalg1+Overvågning" er det bl.a. ideen, at COP skal kunne øges ved via en løbende overvågning af varmepumpernes drift, hvorved eventuelle uhensigtsmæssigheder i driften kan identificeres og rettes. Samtidig har service-provider (som i konceptet "Varmesalg2+Fjernstyring") et økonomisk incitament til at sikre en høj COP, da det er service-provider, der afholder elforbrugsomkostningen for varmepumpen. I modsætning hertil har service-provider i Leasing-konceptet ikke et direkte økonomisk incitament til at sikre en høj COP, da det her er husejeren, der afholder elforbrugsomkostningen for varmepumpen. Ud fra ovenstående forskelle i koncepterne kunne man forvente en lavere COP i Leasing-konceptet sammenlignet med i konceptet "Varmesalg1+Overvågning". De foreløbige målinger fra demonstrationsprojektet peger imidlertid på samme gennemsnitlige COP-niveau i de to koncepter. Dette er lagt til grund for den økonomiske analyse, da denne er baseret på de virkningsgrader, som har kunnet påvises ved varmepumpedriften i praksis.

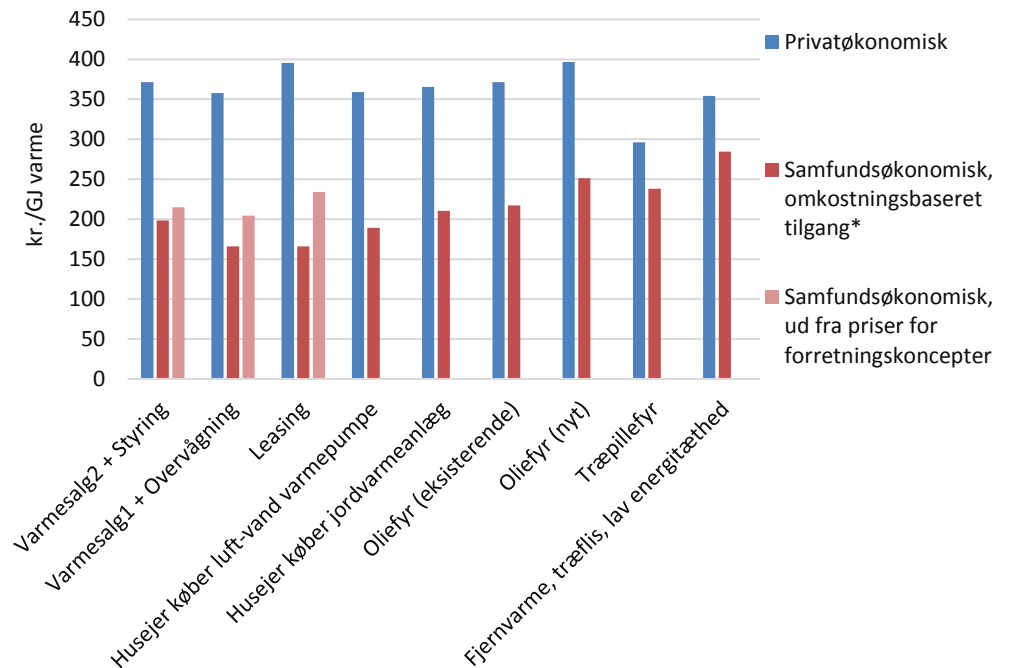
Intelligent styring og COP

I konceptet "Varmesalg2+Styring" er der en forventning om, at COP-niveauet kan øges ved en fjernstyring af varmepumperne, der optimerer driften i forhold til bl.a. vejrprognoser og sikrer længere driftsperioder. Der har imidlertid ikke været realiseret varmepumpeinstallationer med dette koncept inden for demonstrationsprojektet, og der foreligger derfor ikke COP-målinger fra dette koncept (se delrapporten Exergi partners (2015a)). På denne baggrund er der antaget samme COP-niveau som det målte for de to øvrige forretningskoncepter (2,7). Fremtidige yderligere målinger vil give et bedre grundlag for at kunne vurdere, hvorvidt hhv. overvågning og fjernstyring af varmepumperne kan medføre en COP-forbedring. Følsomhedsberegninger viser dog, at det kun forbedrer total-økonomien med ca. 3-4 %, hvis COP øges fra 2,7 til fx 3,0.

Varmepumper samfundsøkonomisk attraktive uden for kollektiv forsyning

Samfundsøkonomiske resultater

Grundberegningen peger på, at det i huse med oliefyr uden for kollektiv forsyning, vil være samfundsøkonomisk mest attraktivt at skifte til en luft/vand varmepumpeløsning (blandt de analyserede opvarmningsmuligheder, se Figur 1). Det skyldes primært varmepumpernes høje energieffektivitet sammenlignet med kedler.



Figur 1. Privatøkonomiske og samfundsøkonomiske varmeproduktionsomkostninger ved forskellige opvarmningsformer for et hus i 2015 med eksisterende oliefyr og et standard-varmeforbrug på 18,1 MWh/år. De privatøkonomiske omkostninger omfatter afgifter, tariffer og moms. *Ekskl. administrationsomkostninger og risikoafdækning i forretningskoncepterne.

Samfundsøkonomiske potentialer ved forretningskoncepter

For varmepumpe-forretningskoncepterne er dels vist de totale samfundsøkonomiske omkostninger ud fra en omkostningsbaseret *bottom-up* tilgang, svarende til den der er anvendt for de øvrige opvarmningsløsninger. Her tages der primært udgangspunkt i teknologidata fra Energistyrelsens teknologikatalog³. Der så indregnet en antaget storindkøbsfordel på 15 % ved, at et selskab varetager indkøb og forhandling af et større antal varmepumper. Storindkøbsfordelen er baseret på erfaringer fra demonstrationsprojektet samt en sammenligning af varmepumpepriser i Danmark i forhold til i andre lande. Endvidere er der forudsat en COP-forbedring fra 2,3 til 2,7 opnået i forretningskoncepterne ved at service-provider sikrer høj kvalitet i installation og indregulering af varmepumpen. Figur 1 viser, at forretningskoncepterne rummer et potentiale for at reducere varmepumpernes samfundsøkonomiske omkostninger ud fra ovenstående gevinster.

Samfundsøkonomi ud fra oplyste priser

Den omkostningsbaserede samfundsøkonomiske tilgang er imidlertid ikke koblet til de oplyste priser for koncepterne. Dermed indfanger tilgangen ikke omkostninger for den administration/service, som service-provider yder i koncepterne. Desuden må man forvente at service-providerne indregner en

³ Energistyrelsen (2015a) og Energistyrelsen (2013).

risiko-afdækning i konceptets priser, hvilket ikke er afspejlet i den omkostningsbaserede tilgang. Derfor er der suppleret med en samfundsøkonomisk beregning, som er baseret direkte på de oplyste priser for forretningskoncepterne, hvor afgifter, tariffer, tilskud og moms er trukket ud (se Figur 1). Det forudsættes her, at der ikke er overnormal profit i koncepterne, og at priserne således udtrykker reelle omkostninger. Denne tilgang viser et højere niveau for de samfundsøkonomiske omkostninger. Dog er de samfundsøkonomiske omkostninger ved den prisbaserede tilgang ikke nødvendigvis fuldt ud sammenlignelige med resultatet for casen, hvor husejer selv køber varmepumpen. Fx oplyser én af service-providerne, at de oplever og indregner D&V-omkostninger for varmepumperne, som er højere, end forudsat i casen for husejers køb af varmepumpen.

Samlet set vurderes de samfundsøkonomiske omkostninger for forretningskoncepterne at ligge et sted mellem det lave estimat (omkostningsbaseret *bottom-up*) og det høje estimat (prisbaseret). I det perspektiv vurderes varmesalgskoncepterne samfundsøkonomisk at være nogenlunde ligeværdige med husejers eget køb af varmepumpen; mens Leasing-konceptet er dyrere.

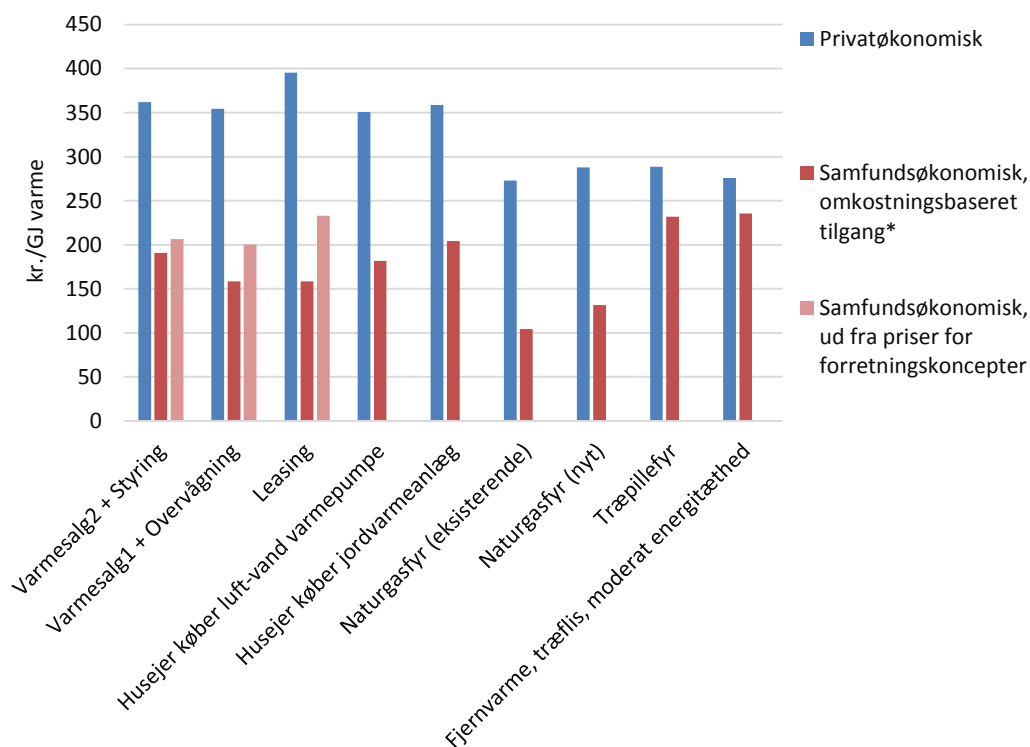
Det skal i den forbindelse bemærkes, at forretningskoncepter for individuelle varmepumper er et nyt marked, hvor der endnu begrænsede erfaringer. Service-providerne har derfor angiveligt indregnet en del risikoafdækning i de nuværende priser. Efterhånden som flere erfaringer indhentes, forventes det, at priserne for koncepterne vil kunne reduceres. I så fald ville potentialerne for reducerede samfundsøkonomiske omkostninger kunne realiseres. For konceptet "Varmesalg1+Overvågning" kan det også nævnes, at der i priserne for konceptet er inkluderet en datalogger, som gør konceptet forberedt for en fremtidig intelligent fjernstyring, til når/hvis dette bliver rentabelt. Hvis dataloggeren fremover blev ekskluderet i konceptet og priserne reduceret tilsvarende, ville det øvre estimat for de samfundsøkonomiske omkostninger blive reduceret med ca. 3 % (fra 204 kr./GJ til 199 kr./GJ. For konvertering af huse med oliefyr).

De nuværende omkostninger for muliggørelse af intelligent fjernstyring af varmepumperne er anslået til at være højere end den mulige samfundsøkonomiske gevinst ved dette. Det er illustreret i den omkostningsbaserede visning for konceptet "Varmesalg2+Styring". Omkostninger og gevinster ved den intelligente fjernstyring er dog usikre og skal tolkes med forsigtighed. Fx kan abonnementsprisen for timeafregning

variere betydeligt fra netselskab til netselskab og kan også afhænge af hvilken aftale, der kan forhandles frem til.

Varmepumper kan ikke konkurrere med naturgasfyr

I naturgasområder kan varmepumperne ikke konkurrere samfundsøkonomisk med naturgasfyr, men er dog billigere end træpillefyr og fjernvarme (se Figur 2).



Figur 2. Privatøkonomiske og samfundsøkonomiske varmeproduktionsomkostninger ved forskellige opvarmningsformer for et hus i 2015 med eksisterende naturgasfyr og et standard-varmeforbrug på 18,1 MWh/år. De privatøkonomiske omkostninger omfatter afgifter, tariffer og moms. *Ekskl. administrationsomkostninger og risikoafdækning i forretningskoncepterne.

Privatøkonomiske resultater

Koncepter vs. husejers eget køb af varmepumpe

De privatøkonomiske omkostninger for forretningskoncepterne baseret på varmesalg er på niveau med omkostningerne for den løsning, hvor husejer selv anskaffer sig en varmepumpe (se Figur 1). Leasing-konceptet har højere privatøkonomiske omkostninger.

Varmepumper kan ikke konkurrere med træpillefyr

Ingen af varmepumpeløsningerne kan i grundberegningen konkurrere privatøkonomisk med træpillefyr. Det skyldes, at varmepumper med gældende regulering er pålagt betydelige elafgifter og tariffer, mens træpiller (og anden biomasse) er afgiftsfritaget. Tilsvarende er biomassebaseret fjernvarme

afgiftsfritaget med gældende regulering; hvilket også spiller ind på den privatøkonomiske sammenligning med varmepumpeløsninger.

Varmepumper vs. oliefyr Varmepumpe-forretningskoncepterne baseret på varmesalg, samt løsningen hvor husejer selv anskaffer sig en varmepumpe, har privatøkonomiske omkostninger på niveau med casen, hvor husejer vælger at beholde det eksisterende oliefyr. Omkostningerne for disse varmepumpeløsninger er lavere end for nyt oliefyr. Leasing-konceptet er privatøkonomisk dyrere end et eksisterende oliefyr og på niveau med et nyt oliefyr.

Varmepumper vs. fjernvarme Resultaterne indikerer, at totaløkonomien i et privatøkonomisk perspektiv for anlægning af fjernvarme i områder uden for kollektiv forsyning kan være nogenlunde på niveau eller lavere end varmepumpe-forretningskoncepterne i demonstrationsprojektet. Omkostningerne til fjernvarme er dog i høj grad afhængige af den konkrete case. Jo højere energitæthed er, desto lavere vil omkostningerne til etablering af fjernvarmenet være, og jo lavere vil nettabet normalt være. Derudover vil omkostningerne til nedgravning af fjernvarmerør afhænge af, hvorvidt der er tale om befæstede arealer eller ubefæstede arealer og øvrige lokale forhold kan også spille en rolle. I nogle områder kan varmegrundlaget desuden være for begrænset til, at det er realistisk til at etablere fjernvarme.

Samlet set Samlet set peger grundberegningen på, at i huse med oliefyr er træpillefyr den privatøkonomisk mest attraktive løsning, mens de billigste varmepumpeløsninger, eksisterende oliefyr og potentielt fjernvarme er dyrere og indbyrdes på nogenlunde samme niveau.

I huse med naturgasfyr er naturgasfyr, træpillefyr og (potentielt) fjernvarme de løsninger, der giver de laveste privatøkonomiske omkostninger, mens varmepumpeløsningerne er dyrere (se Figur 2). Fjernvarme-omkostningerne er her lavere, idet energitætheden her typisk vil være højere og netomkostningerne og nettabet derved lavere. Varmepumpe-løsningerne har således (endnu) vanskeligere ved at konkurrere privatøkonomisk i huse med naturgasfyr end i huse med oliefyr.

Resultatet af grundberegningen i af den økonomiske analyse er sammenfattet i Tabel 2.

Tabel 2. Overordnede resultater af grundberegningen, der sammenligner de annuierede varmeproduktionsomkostninger ved de forskellige opvarmningsløsninger.

	Pivatøkonomisk	Samfundsøkonomisk
Huse med oliefyr	• Træpillefyr billigst • Varmepumpe- forretningskoncepter baseret på varmesalg, eksisterende oliefyr og potentielt fjernvarme er næst-billigst og på omtrent samme niveau*	• Varmepumper (luft/vand) billigst
Huse med naturgasfyr	• Naturgasfyr, træpillefyr og potentielt fjernvarme* billigst • Varmepumper dyrere	• Naturgasfyr billigst • Varmepumper (luft/vand) næst-billigst

*Omkostningerne for etablering af fjernvarme afhænger i høj grad af den konkrete case.

Følsomhedsanalyser

For at undersøge robustheden af resultaterne er der foretaget følgende følsomhedsanalyser:

- Høj COP på 3,0 for alle (luft/vand) varmepumpe-forretningskoncepter frem for 2,7 i grundberegningen
- Nærfremtidsperspektiv med forventede 2025-priser for brændsler, el og CO₂ mv.
- Omlægning af PSO-tariffen (fjernes fra elprisen)
- Fjernvarme baseret på varmepumpe som grundlast (frem for træfliskedel)

De væsentligste resultater fra følsomhedsanalyserne er sammenfattet nedenfor.

Høj COP

Ved en COP på 3,0 bliver de privatøkonomiske omkostninger for Leasing-konceptet på niveau med de privatøkonomiske omkostninger for et eksisterende oliefyr og de to forretningskoncepter baseret på varmesalg; og lavere end for et nyt oliefyr. Ændringer i COP påvirker ikke privatøkonomien for de øvrige forretningskoncepter direkte, idet forbrugeren i varmesalgs-koncepterne ikke selv afholder omkostningen til elforbruget. En ændring i COP fra 2,7 til 3,0 for varmepumpe-forretningskoncepterne reducerer kun de samfundsøkonomiske omkostninger med 3 % og ændrer ikke på det overordnede samfundsøkonomiske billede.

2025-perspektiv

Varmepumpe-forretningskoncepterne står privatøkonomisk stærkere i forhold til oliefyr i et 2025-perspektiv. Dette som følge af den forventede

prisreduktionen på varmepumper (ca. 10 %⁴), og idet elprisen forudsættes at stige relativt mindre end olieprisen. Som resultat bliver alle varmepumpeløsninger privatøkonomisk billigere end oliefyr i et 2025-perspektiv. Træpillefyr har imidlertid stadig de laveste privatøkonomiske omkostninger. For huse med naturgasfyr er det overordnede privatøkonomiske billede uændret i 2025 i forhold til i 2015. Således udgør naturgasfyr, træpillefyr og potentielt fjernvarme fortsat de billigste privatøkonomiske løsninger. Samfundsøkonomisk ændres rangordenen mellem de forskellige opvarmningsløsninger ikke fra 2015 til 2025.

PSO-omlægning

Hvis PSO-tariffen fjernes fra elprisen reduceres de privatøkonomiske omkostninger for alle varmepumpe-løsninger betydeligt. Som følge heraf har forretningskoncepterne baseret på varmesalg samt husejers eget køb af en luft/vand varmepumpe nu lavere privatøkonomiske omkostninger end etablering af fjernvarme. Imidlertid er træpillefyr stadig den mest attraktive opvarmningsform. En PSO-omlægning har ikke tilstrækkelig effekt til at ændre det overordnede privat-økonomiske billede i huse med naturgasfyr.

Fjernvarme baseret på stor varmepumpe

Hvis fjernvarmen antages baseret på en stor varmepumpe som grundlast, vil denne i områder uden for kollektiv forsyning have højere privatøkonomiske omkostninger end varmepumpe-forretningskoncepterne baseret på varmesalg. I naturgasområder bliver de privatøkonomiske omkostninger ved fjernvarme-casen højere end for naturgasfyr og træpillefyr, men fjernvarmen er fortsat billigere end varmepumpe-løsninger (se Figur 17). Samfundsøkonomisk bliver fjernvarmen billigere ved anvendelse af en stor varmepumpe, men det overordnede samfundsøkonomiske billede ændres ikke.

⁴ Kilde: Energistyrelsen (2015a).

Reguleringen udgør
barriere

Diskussion og anbefalinger

Resultaterne peger på individuelle varmepumper som den mest samfundsøkonomisk attraktive opvarmningsløsning i huse uden for kollektiv forsyning. Imidlertid resulterer gældende regulering i, at ingen af varmepumpeløsningerne kan konkurrere privatøkonomisk med træpillefyr. Hvis det ønskes, at varmepumper skal spille en større rolle som opvarmningsform i områder uden adgang til fjernvarme eller naturgas, bør det undersøges, om reguleringen kan tilpasses, så varmepumper bliver privatøkonomisk mere attraktive sammenlignet med træpillefyr.

Det kan også bemærkes, at varmepumper med dagens priser og regulering har privatøkonomiske omkostninger på niveau med et eksisterende oliefyr, og ikke meget lavere end et nyt oliefyr. Det skaber ikke et stærkt økonomisk incitament for husejere til at skifte oliefyret ud med en varmepumpe. Det bør også inddrages i overvejelserne omkring den fremtidige reguleringen.

Resultaterne illustrerer desuden, at gældende regulering bevirker, at biomasse-baseret fjernvarme står privatøkonomisk/selskabsøkonomisk stærkere i forhold til individuelle varmepumper, end de samfundsøkonomiske omkostninger berettiger. Derved risikeres det, at fjernvarmen i nogle områder udvides til fordel for individuelle varmepumper, hvor der ikke er samfundsøkonomisk grundlag for det.

I huse med naturgasfyr kan varmepumper ikke konkurrere samfundsøkonomisk med naturgasfyr. Analysen peger dermed ikke direkte på et samfundsøkonomisk grundlag for at fremme varmepumper i naturgasområder. Imidlertid peger resultaterne på, at varmepumper næst efter naturgasfyr er den mest attraktive samfundsøkonomiske opvarmningsform (blandt de analyserede). I et langsigtet perspektiv, hvor de fossile brændsler i energisystemet skal udfases, er konvertering af naturgasfyr til varmepumper derfor samfundsøkonomisk fornuftigt.

Forretningskoncepterne

Analysen viser, at forretningspotentialerne rummer potentiale for at reducere varmepumpernes samfundsøkonomiske omkostninger. Med de nuværende er varmesalgkoncepterne imidlertid nogenlunde på niveau med de samfundsøkonomiske omkostninger, hvor husejer selv køber varmepumpen og Leasing-konceptet er dyrere. I takt med at der i fremtiden indhentes flere erfaringer med koncepterne kan man som sagt forestille sig, at priserne for koncepterne vil kunne reduceres. I områder uden for kollektiv forsyning har

varmepumperne dog i sig selv god samfundsøkonomi sammenlignet med de konkurrence opvarmningsformer (se i Figur 1).

Uanset hvorvidt koncepterne kan bidrage til at forbedre varmepumpernes samfundsøkonomi for varmepumperne, kan koncepterne have en vigtig rolle i forhold til at gøre varmepumper mere attraktive for forbrugerne og dermed fremme udrulningen af varmepumper. Varmesalgs-koncepterne er fundet ligeværdige privatøkonomisk i forhold til husejeres køb af en varmepumpe. Derudover har de, såvel som Leasing-konceptet, den fordel, at de reducerer investeringsomkostningen *up-front* i forbindelse med anskaffelsen af en varmepumpe; fra ca. 93.000 kr. til 22.500-35.000 kr. inkl. moms afhængig af konceptet. Dertil kommer, at husejeren ikke skal bekymre sig om driften og servicering af varmepumpen og undgår/reducerer⁵ risikoen for at skulle betale omkostninger til reparationer på varmepumpeanlægget. For varmesalgs-koncepterne er forbrugeren samtidig sikret en given varmepris uanset COP for varmepumpens drift i praksis. Forretningskoncepterne baseret på varmesalg kan for mange forbrugere derfor være attraktive fra et forbrugerperspektiv i forhold til egen anskaffelse af en varmepumpe.

Leasing-konceptet har højere privatøkonomiske omkostninger end den løsning, hvor husejer selv køber varmepumpen. Samtidig betaler husejeren her selv elforbrugsomkostningen, som derfor vil afhænge af hvor høj COP, der kan opnås i praksis. Leasing-konceptet har imidlertid også de ovennævnte fordele ved et lavere investeringsbehov *up-front* og at husejeren slipper for at stå for driften og servicering af varmepumpen og reducerer⁶ risikoen for at skulle betale omkostninger til reparationer på varmepumpeanlægget. Samtidig garanteres ydelsen at være fast over hele leasing-perioden, i modsætning til varmesalgs-koncepterne hvor denne kan reguleres fra år til år.

Koncepterne er forskellige i deres opbygning og henvender sig til forskellige segmenter. Således kan koncepterne derfor understøtte hinanden i forhold til at gøre varmepumper mere attraktive for forbrugerne.

Systemgevinster

Ud fra andre studier er der anslået en potentiel samfundsøkonomisk systemgevinst på ca. 700 kr. per varmepumpe per år i gennemsnit. De nuværende omkostningerne for at muliggøre timeafregning og intelligent

⁵ I konceptet "Varmesalg2+Styring" dækker service-provider alle reparationsomkostninger samt udskiftning af varmepumpeanlægget efter endt levetid og konceptet "Varmesalg1+Overvågning" dækker reparationer på udedelen for varmepumpe-anlægget.

⁶ I konceptet "Varmesalg2+Styring" dækker service-provider alle reparationsomkostninger samt udskiftning af varmepumpeanlægget efter endt levetid, mens Leasing-konceptet og konceptet "Varmesalg1+Overvågning" dækker reparationer på udedelen for varmepumpe-anlægget.

fjernstyring af varmepumperne er dog ud fra de indhentede data betydelig højere end systemgevinsten. Herunder er det især abonnementet for timeafregning, der vejer tungt. Det udgør en barriere for at kunne realisere fleksibel drift af varmepumperne og derved opnå de systemmæssige gevinster. Desuden er det erfaret, at der er stor variation fra netselskab til netselskab i abonnementsprisen for timeafregning samt i omkostningerne for opsætning af ekstra elmåler. Det bør undersøges, hvad det rigtige omkostningsniveau for timeafregning er, og man kan overveje at regulere, hvor meget det må koste.

Øvrige bemærkninger

Andre forhold end økonomi

Som beskrevet i brugerundersøgelsen fra Niras (2015) er forbrugernes valg af opvarmningsløsning ikke alene baseret på en total-økonomisk betragtning. Der vil også indgå en række andre forhold i overvejelserne. Eksempelvis kræver et træpillefyr, at husejeren løbende sørger for at fylde nye træpiller på træpillefyret, mens en varmepumpe blot skal være tilsluttet strømforsyningen. Omvendt kan nogle forbrugere opleve støjgener ved luft/vand varmepumper, som nævnt i de øvrige delrapporter.

Samtidig er de privatøkonomiske omkostninger for flere af opvarmningsløsningerne ikke så langt fra hinanden; fx varmepumper versus oliefyr og naturgasfyr versus træpillefyr (se Figur 1 Figur 2). I disse tilfælde vil andre forhold end økonomi særligt kunne spille ind på forbrugers valg af opvarmningsløsning.

Forskelle fra hus til hus

De økonomiske omkostninger i analysen har til hensigt at udgøre nogle repræsentative niveauer for de forskellige opvarmningsløsninger (ud fra det til dags dato eksisterende datagrundlag). Imidlertid kan der være betydelige variationer fra hus til hus. Eksempelvis er der taget udgangspunkt i et standardhus med et varmekonsum på 18,1 MWh/år. For huse med et højere eller lavere varmekonsum vil forholdet mellem investeringsomkostninger og variable varmeproduktionsomkostninger være anderledes, hvilket kan påvirke det total-økonomiske konkurrenceforhold mellem løsningerne. Derudover kan den opnåelige virkningsgrad for varmepumpen (coefficient of performance, COP) variere afhængig af husets isoleringsgrad, varmefordelingssystem og forbrugernes brugeradfærd. Konkurrenceforholdet mellem de forskellige opvarmningsløsninger vil derfor afhænge af det konkrete hus og den konkrete forbruger.

2 Baggrund og formål

Individuelle varmepumper kan spille en væsentlig rolle i fremtidens energisystem. Varmepumperne kan via elektrificering og en høj energieffektivitet først og fremmest bidrage til at reducere brændselsforbruget i systemet og understøtte indpasningen af vindkraft. Dette er vigtigt i et langsigtet perspektiv med et system baseret på 100 % vedvarende energi, som anført i Energistyrelsens energiscenarier (Energistyrelsen, 2014b). De individuelle varmepumper kan særligt have en rolle i de områder, hvor der er store omkostninger forbundet med at etablere fjernvarme. Hvis varmepumperne styres fleksibelt i forhold til elsystemet, kan der derudover opnås samfundsøkonomiske gevinster i form af bl.a. reducerede omkostninger til elproduktion, besparelser i kapacitetsudbygninger samt ved levering af systemydelser.

Udrulningen af individuelle varmepumper går imidlertid langsomt. Analyser peger på, at forklaringen ligger i de høje investeringsomkostninger for varmepumperne, at varmepumperne forbindes med en usikker driftsøkonomi grundet skepsis omkring energieffektiviteten, og at mange forbrugere betragter varmepumper som teknisk kompliceret udstyr, der er vanskeligt at styre og servicere (Energistyrelsen, 2010).

Forretningskoncepter

Med afsæt i disse barrierer er der i nærværende demonstrationsprojekt udviklet en række forretningskoncepter, der har til hensigt at gøre det mere attraktivt for forbrugerne at vælge en varmepumpe som opvarmningsform. De analyserede varmepumpekoncepter er kort skitseret i Tabel 3 (koncepterne er mere udførligt beskrevet i kapitel 3, hvor de oplyste priser også er angivet).

Tabel 3. Kort beskrivelse af de varmepumpe-forretningskoncepter der er behandlet i den økonomiske analyse. Alle koncepterne omhandler luft/vand varmepumper.

Navn på koncept i analysen	Kort beskrivelse	Produkt navn	Service-provider
Leasing	Varmepumpens udedel leases af service-provider, som samtidig står for årlig service af varmepumpeanlægget samt vedligehold af udedelen. Forbrugeren står for drift af varmepumpen og afholder selv omkostningerne til elforbruget.	Varmepumpe Leasing	OK
Varmesalg1+ Overvågning	Varmepumpens udedel ejes af service-provider, som står for årlig service af varmepumpeanlægget, vedligehold af udedelen samt overvågning af varmepumpen drift. Forbrugeren betaler en fast pris per varmekonsum dvs. uafhængig af varmepumpens virkningsgrad (COP) i praksis	Nærvarme	Best Green
Varmesalg2+ Styring	Hele varmepumpeanlægget ejes af service-provider, som står for årlig service af varmepumpeanlægget, vedligehold af udedelen og indedelen samt driftsovervågning og fjernstyring af varmepumpen. Forbrugeren betaler en fast pris per varmekonsum dvs. uafhængig af varmepumpens virkningsgrad (COP) i praksis. Via fjernstyringen sørger service-provider for, at varmepumpens drift optimeres i forhold til bl.a. elspotprisvariationer og ved at inddrage vejrprognoser og sikre lange kørselsperioder tiltænkes det at kunne forbedre varmepumpens virkningsgrad yderligere.	Fjernvarme uden rør	Forsyning Helsingør

I alle koncepterne sørger service-provider for installation og efterfølgende indregulering via installatør. Betegnelserne varmesalg1 og varmesalg2 anvendes for at indikere at selve varmepris-sammensætningen varierer i mellem de to koncepter.

Forretningskoncepterne reducerer den engangsydelse/investeringsomkostning, som husejeren skal lægge i forbindelse med anskaffelse af varmepumpen. Derudover varetager service-provideren serviceeftersyn og hel eller delvist reparationer og udskiftning af reservedele. Derudover står service-provideren i to af de tre analyserede koncepter for selve driften af varmepumpen, og afholder elforbrugsomkostningen. Derved fjernes risikoen fra forbrugeren omkring hvor høj virkningsgrad (COP), der kan opnås. I stedet betaler forbrugeren en given varmepris per kWh-varme der forbruges plus et abonnement (ydelse).

Formål

Formålet med denne analyse er at undersøge, hvorvidt varmepumpeforretningskoncepterne i demonstrationsprojektet er konkurrencedygtige ud fra et privatøkonomisk og samfundsøkonomisk perspektiv; sammenlignet med husejers eget indkøb af en varmepumpe og sammenlignet med konkurrerende opvarmningsformer

3 Teknologier og koncepter analyseret

Følgende teknologier er inkluderet i sammenligningen:

- Husejer køber selv luft/vand varmepumpe
- Husejer køber selv jordvarmeanlæg
- Leasing (luft/vand varmepumpe)
- Varmesalg1 + Overvågning (luft/vand varmepumpe)
- Varmesalg2 + Styring (luft/vand varmepumpe)
- Oliefyr (eksisterende)
- Oliefyr (nyt)
- Naturgasfyr (eksisterende)
- Naturgasfyr (nyt)
- Træpillefyr
- Fjernvarme

Der tages udgangspunkt i to forskellige situationer:

- Huse med eksisterende oliefyr (uden for kollektiv forsyning):
- Huse med eksisterende naturgasfyr

Der skelnes mellem disse to situationer, da det bl.a. har betydning for hvilke mulige opvarmningsformer forbrugeren har. Huse med eksisterende oliefyr kan fx vælge at fortsætte med det eksisterende oliefyr eller at investere i et nyt oliefyr; mens dette ikke er muligt i huse med eksisterende naturgasfyr (jf. energiaftalen for perioden 2012-2020 må der fra 2016 ikke installeres oliefyr i eksisterende boliger i områder med fjernvarme eller naturgas som alternativ). Tilsvarende kan huse med naturgasfyr (dvs. gastilslutning) vælge at fortsætte med det eksisterende naturgasfyr, hvilket selvsagt ikke er muligt i huse med oliefyr. Muligheden for at investere i et nyt naturgasfyr er også kun medtaget i huse med et eksisterende naturgasfyr og ikke i huse med oliefyr uden for kollektiv forsyning. Denne afgrænsning er baseret på, at tendensen i Danmark ikke går i retning af betydelige udvidelser af naturgasnettet.

Derudover er der forskelle i de øvrige investeringsomkostninger, der skal indregnes ved et skift til en anden opvarmningsform: omkostninger til fjernelse af oliefyr og olietank eller omkostninger til fjernelse af naturgasfyr. Endelig vil huse med naturgasfyr typisk være beliggende i områder med højere energitæthed (større varmegrundlag i området per areal) end huse med oliefyr. Det skyldes, at en hvis energitæthed er nødvendig for at kunne opnå fornuftig økonomi i etablering af gasnet. Energitætheden har betydning for omkostningen ved en eventuel etablering af fjernvarmenet i området samt nettabet. Således er der antaget en højere netomkostning og nettab for

etablering af fjernvarme for huse med oliefyr i forhold til for huse med naturgasfyr.

Oversigt over forretningskoncepter

De vigtigste karakteristika ved de tre forskellige varmepumpeforretningskoncepter er skitseret i Tabel 4. De er sammenlignet med situationen, hvor en husejer køber en varmepumpe på traditionel vis (venstre kolonne). De to koncepter der indeholder varmesalg anvender forskellige pris-sammensætninger; det er indikeret i navngivningen med "Varmesalg1..." og "Varmesalg2...".

I den økonomiske sammenligning af de forskellige opvarmningsløsninger er det sikret, at omkostninger til fjernelse af eksisterende oliefyr/gasfyr og olietank er indregnet i alle løsninger hvor relevant. I det omfang disse omkostninger ikke allerede er inkluderet i engangsydelsen for det givne koncept, er disse omkostninger således tillagt i opgørelsen af totaløkonomien.

Tabel 4. Oversigt over de analyserede forretningskoncepter for anskaffelse af individuel luft-vand varmepumpe til erstatning af eksisterende oliefyr eller gasfyr. De angivne omkostninger udtrykker omkostninger for husejeren og er angivet inkl. moms i kr-2015 i afrundede tal. Primære kilder: OK, Insero Energy og Exergi. Alle de viste opvarmningsløsninger omfatter luft/vand varmepumper.

	Husejer køber varmepumpe	Leasing	Varmesalg1+Overvågning	Varmesalg2+Styring
Service-provider Ejerskab	- Husejer ejer hele varmepumpeanlægget	OK Husejer ejer varmepumpens indedel og leaser udedelen af service-provider	Insero Husejer ejer varmepumpens indedel og service-provider ejer udedelen	Forsyning Helsingør Service-provider ejer hele varmepumpe-anlægget
Installation	Ved installatør inkl. eventuel indregulering	Service-provider sørger for installation og efterfølgende indregulering via installatør	Service-provider sørger for installation og efterfølgende indregulering via installatør	Service-provider sørger for installation og efterfølgende indregulering via installatør
Drift og vedligehold	Husejers ansvar inkl. lovpligtigt årligt service-eftersyn og eventuelle reparationer	Service-provider afholder omkostning til årligt lovpligtigt service-eftersyn og afholder omkostninger til eventuelle reparationer på hele varmepumpe-anlægget.	Service-provider afholder omkostning til årligt lovpligtigt service-eftersyn og afholder omkostninger til eventuelle reparationer på varmepumpe-anlæggets udedel. Husejer afholder eventuelle reparationer på indedelen (200 kr./år) ^b .	Service-provider afholder omkostning til årligt lovpligtigt service-eftersyn og afholder omkostninger til eventuelle reparationer på hele varmepumpe-anlægget (udedel og indedel).
Investerings-/engangsudgift (kr.)	93.000	25.000	35.000	22.500
Omkostning til fjernelse af eksisterende oliefyr/gasfyr + olietank. (kr.)	Fjernelse af oliefyr + olietank: 9.400 kr. Fjernelse af gasfyr: 2.700 kr.	Ingen (inkluderet i engangsudgift, dog ikke fjernelse af evt. underjordisk olietank)	Fjernelse af olietank: 2.600 kr. (fjernelse af oliefyr/gasfyr og tømning af olietank inkluderet i engangsudgift)	Fjernelse af oliefyr + olietank: 9.400 kr. Fjernelse af gasfyr: 2.700 kr.
Ydelse (kr./år)	2.000 ^b	År 1-10: 16.200 kr./år. År 11-15: 5.400 kr./år ^a	5.100 ^b	4.850
Betaling af elomkostning	Husejer	Husejer	Service-provider	Service-provider
Varmer-udgift for forbruger	Afhænger af elpris og COP	Afhænger af elpris og COP	85 øre/kWh varme i 2015 (følger elprisudvikling) 2,7 ^d (COP har betydning for samfundsøkonomi men ikke privat-økonomi)	95 øre/kWh varme i 2015 (forudsat at følge elprisudvikling) 2,7 (COP har betydning for samfundsøkonomi men ikke privat-økonomi)
COP forudsat (årgennemsnitlig)	2,3 ^c	2,7 ^e		
Overvågning af drift	Nej	Nej	Ja	Ja
Styring i forhold til elspotpris-varianter	Nej	Nej	Nej	Ja

^a Anslået forventet ydelse ved 5 års forlængelse af leasingaftale efter de første 10 år.

^b Omkostningen til et lovpligtigt årligt service-eftersyn er sat til 1.800 kr. inkl. moms (<http://www.bosch-climate.dk/service/varmepumpeservice.html>). Ud fra skades-statistik for luft/vand varmepumper i Sverige er der dertil antaget en gennemsnitlig omkostning til reparationer inkl. reservedele på ca. 200 kr. inkl. moms. I konceptet "Varmesalg1+Overvågning" er der heraf en anslået gennemsnitlig udgift på 100 kr./år til eventuelle reparationer på varmepumpens indedel. idet husejer her selv skal afholde omkostninger til eventuelle reparationer/reservedele på denne.

^c Gennemsnitlig COP målt i 15 huse (spænd på ca. 1-3) med luft-vand varmepumpe-installationer i ForskEl-projektet "Styr din varmepumpe".

^d Gennemsnitlig COP målt i 18 huse (spænd på 2,1-3,2) med luft-vand varmepumpe-installationer i nærværende demonstrationsprojekt, hvor der ved installation, indregulering og driftsovervågning har været fokus på at opnå høj COP (Nærværende konceptet varetager af Insero Energy, Brædstrup-fjernvarme). Grundet manglende måledata er samme COP antaget for konceptet "Varmesalg2+Styring".

^e Gennemsnitlig COP målt i 12 huse hvor OK har varetager installation af luft-vand varmepumper i nærværende demonstrationsprojekt, hvor der ved installation og indregulering har været fokus på at opnå høj COP.

COP-forudsætninger

De målte gennemsnitlige COP-niveauer udtrykker de gennemsnitlige COP'er for husene i den givne case. De bagvedliggende COP'er for hvert hus udtrykker forholdet mellem den samlede varmeløbsenergi og det samlede elforbrug over hele måleperioden.

For den case, hvor husejer selv køber en luft/vand varmepumpe er der forudsat en gennemsnitlig COP på 2,3 ud fra målinger på varmepumpeinstallationerne i ForskEl-projektet "Styr din varmepumpe". COP-beregningen er baseret på målinger for to hele år, derunder for perioden 2012-2014 (se også delrapporten udarbejdet af Insero Energy & Brædstrup fjernvarme, 2015).

Ud fra målinger på varmepumper installeret med Leasing-konceptet og konceptet "Varmesalg1+Overvågning" er der forudsat en højere gennemsnitlig COP i alle tre varmepumpe-forretningskoncepter (2,7). Måledata og beregningen af de gennemsnitlige COP-niveauer for forretningskoncepterne har været kvalitetssikret ved Teknologisk Institut. Målingerne fra demonstrationsprojektet er dokumenteret i vedlagte bilag udarbejdet af Insero Energy.

Det antages, at COP-forøgelsen primært skyldes en højere kvalitet i installationen og indreguleringen af varmepumperne i forretningskoncepterne i forhold til casen, hvor husejer selv får installeret en varmepumpe. Der er dog en række andre faktorer der kan spille ind på den observerede forskel i COP-niveauet. De varmepumper der er blev installeret i projektet "Styr din varmepumpe" er 3-5 år ældre (installeret i 2010-2012) end i nærværende demonstrationsprojekt og der kan derfor være forskelle i kvaliteten af varmepumperne. Ved eget køb af varmepumpen kan det dertil tænkes, at forbrugeren ville kunne opnå en tilsvarende høj COP ved valg af den rette installatør samt sikring af korrekt indstilling i forbindelse med det årlige service-eftersyn.

Det skal desuden nævnes, at målegrundlaget for de anvendte COP'er for varmepumpekoncepterne er begrænset med hensyn til antal af installationer (34) og måleperiode (gennemsnitligt ca. 1 år for konceptet med overvågning af varmepumperne og gennemsnitligt ca. 5 måneder for Leasing-konceptet). De konkrete huses isoleringsgrad, varmefordelingssystemet og brugernes adfærd kan påvirke den målte COP. Eventuelle forskelle i bestanden af husene kan derfor indvirke på det gennemsnitlige COP-niveau; særligt i betragtning af,

det begrænsede antal varmepumpeinstallationer, ligger til grund for de anvendte COP-niveauer.

Overvågning og COP

I varmepumpekonceptet "Varmesalg1+Overvågning" er det bl.a. ideen, at COP skal kunne øges ved via en løbende overvågning af varmepumpernes drift, hvorved eventuelle uhensigtsmæssigheder i driften kan identificeres og rettes. Når husejer selv står for driften af varmepumpen er der fx en risiko for, at husejer ændrer på varmepumpens indstilling ved særligt kolde perioder el. lign. og derefter ikke får ændret indstillingen tilbage igen. I en sådan situation kan man risikere, at indstillingen først ville blive rettet ved det næste lovpligtige service-eftersyn. Ved den løbende overvågning af varmepumperne ville man derimod kunne opdage og rette fejlindstillingen med det samme og derved undgå en periode med unødigt lavere COP⁷.

Økonomisk incitament og COP

Samtidig her service-provider (som i konceptet "Varmesalg2+Fjernstyring") et økonomisk incitament til at sikre en høj COP, det er service-provider, der afholder elforbrugsomkostningen for varmepumpen. I modsætning hertil har service-provider i Leasing-konceptet ikke et direkte økonomisk incitament til at sikre en høj COP, da det her er husejeren, der afholder elforbrugsomkostningen for varmepumpen.

Ud fra ovenstående forskelle i koncepterne kunne man forvente en lavere COP i Leasing-konceptet sammenlignet med i konceptet "Varmesalg1+Overvågning".⁸ Hittidige målinger i demonstrationsprojektet har dog ikke kunne påvise en gennemsnitlig COP-forbedring i forhold til Leasing-konceptet, hvor der ikke indgår overvågning og hvor service-provider ikke har et direkte økonomisk incitament til at sikre en høj COP. Baseret på målingerne af driften i praksis, er der derfor i analysen anvendt samme COP-niveau for de to koncepter. Målingerne i demonstrationsprojektet fortsætter det næste års tid. Derefter vil der være et større datagrundlag til at kunne vurdere, hvorvidt overvågningen kan siges at resultere en COP-forbedring.

Fjernstyring og COP

I konceptet "Varmesalg2+Styring" er der en forventning om, at COP-niveauet kan øges ved en fjernstyring af varmepumperne, der optimerer driften i forhold til bl.a. vejrprognoser og sikrer længere driftsperioder. Imidlertid har der pga. udfordringer ikke været realiseret varmepump-installationer, og der foreligger derfor ikke COP-målinger (se delrapporten Exergi partners (2015a)). Pga. de manglende data er der i analysen som et konservativt skøn antaget

⁷ Steen Kramer Jensen, Insero Energy, d. 2/12-2015.

⁸ Steen Kramer Jensen, Insero Energy, d. 2/12-2015.

samme COP-niveau som i de to andre forretningskoncepter (2,7). Fremtidige målinger vil kunne vise, hvorvidt fjernstyringen i konceptet resulterer i en COP-forbedring i forhold til de andre koncepter.

Det kan nævnes, at længere driftsperioder i følge Exergi Partners kan medføre længere levetid af varmepumpeanlægget som følge af en mere stabil drift. Uden dokumentation af heraf er der imidlertid forudsat samme tekniske levetid som i de øvrige varmepumpeløsninger.

De varmepumpe-installationer der hidtil har været målt på i både Leasing-konceptet og i "Varmesalg1+Overvågning", har haft en overvægt at radiatorbaseret centralvarme frem for gulvvarme⁹. De anvendte varmepumpe-installationer fra ForskEl-projektet har været præget af både radiatorvarme og gulvvarme¹⁰. Datagrundlaget har ikke været tilstrækkeligt detaljeret til at kunne retfærdiggøre en justering af COP-niveauerne i forhold til andelen af radiatorvarme i forhold til gulvvarme.

Varmepris antaget at følge elprisudvikling

I konceptet "Varmesalg1+Overvågning" vil den tilbudte varmepri s i fremtidige år følge elprisudviklingen (Insero Energy, e-mail, d. 21/10, 2015). Forbrugeren er således ikke sikret en given varmepri s i hele varmepumpens levetid. Det er antaget, at det samme vil gøre sig gældende for den tilbudte varmepri s i konceptet "Varmesalg2+Styring". Dette vurderes at være en rimelig antagelse, idet det er service-provider der afholder omkostningen til varmepumpens elforbrug. Dette svarer i øvrigt til situationen for Leasing-konceptet eller husejers eget køb af varmepumpen, hvor den fremtidige omkostning for elforbruget til varmepumpen afhænger af udviklingen i elprisen.

Fast eller regulerbar ydelse

I Leasing-konceptet er selve ydelsen, som dækker service, administration og vedligehold (det månedlige abonnement), garanteret fast over hele kontraktperioden. I modsætning hertil kan ydelsen i de to koncepter med varmesalg reguleres fra år til år.

Udskiftning af varmepumpe efter endt levetid

I konceptet "Varmesalg2+Styring" ejer service-provider hele varmepumpeanlægget og sørger for nødvendig udskiftning af anlægget efter endt levetid uden meromkostning for husejer. Dette er indregnet ved at anlægge en 30 årig levetid for engangsydelsen. Det svarer til levetiden for to levetidsperioder for varmepumpeanlægget (teknisk levetid på 15 år iflg. Energistyrelsen (2015a)).

⁹ Esben Okkels Larsen, Insero, 1/10, 2015 og Ulrich Mølgaard, OK, 2/10, 2015.

¹⁰ Steen Kramer Jensen, Insero Energy, 2/10, 2015.

I konceptet "Varmesalg1+Ovevågning" ejer service-provider varmepumpens udedel og sørger, uden meromkostning for husejer, for den nødvendige udskiftning af selve udedelen efter endt levetid (15 år). Husejer skal dog i dette koncept selv afholde omkostningen til udskiftningen af varmepumpens indedel efter endt levetid¹¹. Service-provider bistår med udskiftning af indedelen og kan gøre dette for ca. 22.000 kr. inkl. installation inkl. moms¹². Investeringsomkostningen for en ny indedel efter endt levetid er inkluderet i beregningen og er omregnet til en nutidsværdi af ca. 12.000 kr. inkl. moms. Denne nutidsværdi og så sammen med engangsydelsen (35.000 kr. inkl. moms) annuieret over 30 år svarende til to levetidsperioder for varmepumpeanlægget.

Leasing-konceptet omfatter ikke tilsvarende udskiftning af hele eller dele af varmepumpeanlægget efter endt levetid. Derfor annuieres engangsydelsen her over den tekniske levetid på 15 år. Det samme gælder løsningen, hvor husejer selv anskaffer sig en varmepumpe (det ville give præcis samme resultat, hvis der også her blev anlagt en 30 årig tidshorisont med indregning af investering i et nyt anlæg efter 15 år).

Systemgevinster

I konceptet "Varmesalg2+Styring" er der i den samfundsøkonomisk bottom-up betragtning antaget en systemgevinst som følge af den intelligente fjernstyring af varmepumpen. Baseret på andre studier er den samfundsøkonomisk systemgevinst anslået til 740 kr. per hus per år i gennemsnit, som beskrevet i kapitel 5.

Omkostninger for intelligent drift

Imidlertid er der også en række omkostninger forbundet med at muliggøre timeafregning og automatiseret intelligent fjernstyring af varmepumpen. For det første kræves en elmåler fra netselskabet, som er godkendt til timeafregning. Prisen for dette varierer lige fra 0 kr. til 17.000 kr inkl. tilslutning afhængig af netselskabet. Her er antaget en pris på ca. 1.000 kr. svarende til en af de laveste priser. Dette ud fra en antagelse om at de reelle omkostninger må ligge i den lave ende; det er dog usikkert hvad den reelle omkostning er. Dertil kræves iflg. Insero Energy omkostninger til en elektriker på 1.500-5.000 kr. afhængig af de fysiske forhold. Her er antaget en medianværdi på ca. 3.300 kr. Endvidere er det nødvendigt med IT-udstyr der muliggør automatisk intelligent drift og det er Insero Energys erfaring at dette har en omkostning på ca. 5.000 kr. Endelig er der omkostningen til abonnement til netselskabet for timeafregning, hvilket typisk ligger på ca.

¹¹ Ud fra oplysninger fra Insero Energy antages en teknisk levetid på 20 år for varmepumpens indedel som følge af den service og vedligehold der sikres i konceptet.

¹² Insero Energy, mail 17/12-2015.

2.000-5.000 kr./år ifølge Insero Energy's erfaringer (Insero Energy & Brædstrup, 2015). Baseret på ovenstående priser kan de samlede omkostninger for at muliggøre timeafregning og intelligent fjernstyring ved en annuiering anslås til at ligge i omegnen af 2.800 kr./år. Det overstiger den estimerede samfundsøkonomiske gevinst på ca. 700 kr./år, hvilket udgør en barriere for at realisere intelligent drift af individuelle varmepumper.

Situationen i markedet for ovenstående smart grid omkostninger er dog præget af store pris-variationer fra netselskab til netselskab, og markedet lader således ikke til at være stabiliseret. Det gør det vanskeligt at bruge markedspriserne som udtryk for reelle samfundsøkonomisk omkostninger og ovenstående omkostningsestimat er derfor usikkert og skal tolkes med forsigtighed. Priserne forventes at blive reduceret over tid efterhånden, som der indfinder sig en tilstand, der i højere grad afspejler fuldkommen konkurrence.

Afgrænsning

Afgrænsning

Der har i den økonomiske analyse været foretaget en afgrænsning fra følgende varmepumpe-koncepter fra demonstrationsprojekterne:

Fælles brine

Som beskrevet i delrapporten TREFOR (2015) har erfaringerne fra dette demonstrationsprojekt peget på barrierer, som har gjort dette koncept vanskeligt at realisere i praksis. De identificerede barrierer drejer sig bl.a. om at det er svært at finde boligejere, som ligger tæt på hinanden og som er klar til at udskifte deres nuværende energikilde til varmepumpe med fælles brine på samme tid. Derfor er der i analysen foretaget en afgrænsning fra dette koncept.

Gas-varmepumpe-hybrid

Dette koncept har som nævnt i delrapporten Insero Energy (2015) mødt udfordringer som har gjort, at Insero Energy har valgt ikke at gå videre med hybrid-teknologien. Det har bl.a. vist sig vanskeligt at få eksisterende gasfyr til at kunne styres i integration med varmepumpen (med de produkter der var på markedet i 2014). Det har således i demonstrationsprojektet været nødvendigt at investere i nye gasfyr, hvilket ikke har været tanken med hybrid-løsningen. På denne baggrund er dette koncept ikke behandlet i den økonomiske analyse.

4 Metode og overordnede forudsætninger

Levelised Cost Of Energy Total-økonomien opgøres ud fra varmeproduktionsomkostningerne for et givet år (*Levelised Cost Of Energy*, LCOE). Således annuiseres investeringsomkostninger ud fra tekniske levetider og en antaget rente. Der antages en real rente på 4 % i tråd med den samfundsøkonomisk kalkulationsrente udmeldt af Finansministeriet maj 2013. De annuiserede investeringsomkostninger kan fx i det privatøkonomiske perspektiv siges at afspejle det beløb, som den private forbruger skulle afdrage per år for et lån til investeringen/engangsudgiften¹³.

Der er dermed ikke beregnet nutidsværdi ud fra *cash-flows* over hele levetiden. Tilgangen med brug af annuiserede omkostninger er valgt ud fra følgende overvejelser:

- Det gør resultaterne mere transparente, idet de udtrykker total-økonomien for givne priser for et givet år. Det gør det samtidigt muligt at lave en beregning ud fra et her-og-nu perspektiv uafhængigt af antagelser om fremtidige energipriser, som er usikre.
- Det gør det mere transparent at undersøge udviklingen i total-økonomien over tid. I den forbindelse anlægges et 2025-perspektiv i en følsomhedsberegning.
- Priser for forretningskoncepterne er blevet oplyst med udgangspunkt i dagens situation. Derfor er det hensigtsmæssigt at basere grundberegningen på dagens priser.

2015-priser Som *grundberegning* anlægges et her-og-nu perspektiv med udgangspunkt i dagens faktiske priser (gennemsnitlige priser år 2015¹⁴). Beregningerne er foretaget for et standardhus med et varmeforbrug på 18,1 MWh/år.

Privatøkonomiske beregninger I det *privatøkonomiske* perspektiv, belyses det, hvor attraktive varmepumpeforretningskoncepterne er for husejerne. Her tages udgangspunkt i priserne for den private forbruger (her husejer) inkl. gældende energi- og CO₂-afgifter, skatter og tariffer. For forretningskoncepterne for varmepumper anvendes direkte de priser, der tilbydes forbrugerne.

¹³ Hvis forbrugeren kan betale investeringssummen kontant afspejler de annuiserede omkostninger indtjeningen ved en alternativ investering af beløbet.

¹⁴ For priser med sæsonvariation, er der anvendt gennemsnitlige priser for det seneste fulde kalenderår med tilgængelige priser (fx oktober 2014 til september 2015).

Samfundsøkonomi ud fra omkostningsbaseret tilgang

I det samfundsøkonomiske perspektiv indregnes afgifter, skatter og tariffer ikke. Der anlægges dels en omkostningsbaseret *bottom-up* tilgang ud fra investeringsomkostningerne for de givne teknologier, brændselsomkostninger og D&V-omkostninger osv. Den samfundsøkonomiske omkostning ved CO₂-emissioner værdisættes til CO₂-kvoteprisen. Øvrige miljøeksternaliteter som fx luftforurening, støj mv er ikke værdisat i beregningen. Desuden indregnes *sunk cost* i gasdistributionsnettet ikke. Der er tale om en simpel samfundsøkonomisk beregning, som ikke kvantificerer eventuelle skatteforvridningstab som følge af teknologiskift. De samfundsøkonomiske omkostninger er desuden udtrykt i faktorpriser, dvs. uden korrektion med nettoafgiftsfaktor.

Den omkostningsbaserede tilgang har fordelen ved at kunne vise, hvordan omkostningerne er fordelt på forskellige elementer (investeringsomkostninger, D&V, brændselsomkostninger osv.). Samtidig sikrer tilgangen konsistens imellem de analyserede varmepumpe-løsninger i forhold til hvilke investeringsomkostninger og D&V-omkostninger, der tages udgangspunkt i. Dette gør det endvidere muligt at foretage følsomhedsberegninger på de forskellige opvarmningsløsninger.

Samfundsøkonomi ud fra priser for koncepter

For varmepumpe-forretningskoncepterne kendes diverse omkostningerne til administration af koncepterne ikke og disse indfanges ikke af de omkostningsbaserede tilgang. Derudover indfanger den omkostningsbaserede tilgang ikke service-providers risiko-afdækning i forhold til eventuelle udskiftninger af varmepumpeanlæg før udtjent levetid og større reparationer. Derfor er der som supplement også foretaget en samfundsøkonomisk beregning, som er baseret direkte på de oplyste priser for koncepterne. Ved at trække afgifter, privatøkonomiske tariffer¹⁵, energisparetilskud og moms ud af priserne, opnås et estimat for de totale samfundsøkonomiske omkostninger. Metoden er baseret på en antagelse om, at der ikke er overnormal profit i forretningskoncepterne, og at de oplyste priser derved er udtryk for omkostningerne ved koncepterne.

Denne tilgang sikrer dog ikke konsistens med hensyn til hvor store D&V-omkostninger og investeringsomkostninger, der som udgangspunkt forudsættes for en luft/vand varmepumpe. Desuden kan der ved den prisbaserede tilgang ikke opnås en opdeling på omkostningselementer, og det

¹⁵ Dvs. differencen mellem den samlede gennemsnitlige tarif som forbrugerne betaler (411 kr./MWh ekskl. Moms) og den samfundsøkonomiske nettarif, som antages at afspejle omkostningerne for at drive elnettet (223 kr./MWh).

er derfor vanskeligt at foretage følsomhedsberegninger ud fra denne tilgang. I følsomhedsberegningerne for forretningskoncepterne er den omkostningsbaserede *bottom-up* tilgang derfor anvendt. Følsomhedsberegningerne skal så tolkes med øje for ovenstående forhold, hvilket også nævnes i præsentationen af resultaterne.

Virkningsgrader afspejler drift i praksis	For varmepumperne tages der udgangspunkt i de gennemsnitlige virkningsgrader (coefficient of performance, COP), der er dokumenteret fra driften i praksis i demonstrationsprojekterne. Tilsvarende er der for varmepumpe-casene hvor husejer selv køber varmepumpen anvendt gennemsnitlige virkningsgrader fra målinger på varmepumpeinstallationer i ForskEl-projektet "Styr din varmepumpe". For at sikre en fair sammenligning, er virkningsgrader for de øvrige opvarmningsteknologier også justeret til et niveau, der afspejler et gennemsnitligt niveau for driften i praksis (se afsnit 0).
Data for varmepumpe-forretningskoncepterne	Data for varmepumpe-forretningskoncepterne er baseret på information modtaget fra de pågældende service-providere/repræsentanter for koncepterne: OK, Insero Energy og Exergi (på vegne af Forsyning Helsingør). For de øvrige individuelle opvarmningsformer/koncepter er der primært taget udgangspunkt i Energistyrelsens teknologikatalog for individuelle produktionsteknologier (Energistyrelsen, 2013). For varmepumpe-casene hvor husejer selv køber varmepumpen, er der anvendt data fra det endnu ikke publicerede opdaterede kapitel om individuelle varmepumper fra teknologikataloget, som er under høring (Energistyrelsen, 2015a). Dog er den anvendte COP for disse varmepumpe-cases som nævnt måledata fra ForskEl-projektet "Styr din varmepumpe".
Koncepter betragtes efter endt demonstrationsprojekt	Der er fokuseret på den fremadrettede økonomi for varmepumpekoncepterne efter afslutningen af nærværende demonstrationsprojekt. Forretningskoncepterne i analysen er derfor repræsenteret i en form, hvor de er uafhængige af de tilskud fra Energistyrelsen, som har været givet i forbindelse med demonstrationsprojekt.
Storindkøbsfordel antaget	I den omkostningsbaserede samfundsøkonomiske tilgang er der for alle tre forretningskoncepter antaget en storindkøbsgevinst på varmepumpen og installationen, som er forudsat opnået ved at et selskab indkøber og installerer et større antal varmepumper. Dette er baseret på en analyse udarbejdet af Catalyst Strategy Consulting (2013), hvor priser for varmepumper og installation i Danmark er sammenlignet med priser i Sverige,

Tyskland og England. Analysen peger på, at den samlede pris for varmeanlæg og installation for en given varmepumpe-model ligger ca. 9-20 % højere i Danmark. Det indikerer, at der er et potentiale for at opnå en reduktion i materiale og installationsprisen på varmepumper. Dette er antaget muligt, når et selskab varetager indkøbet af et større antal varmepumper. Som medianværdi er en storindkøbsgevinst på 15 %, hvilket samtidig svarer til størrelsesordenen af den erfarede storindkøbsgevinst fra demonstrationsprojektet.

Energisparetilskud inkluderet

I de tre forretningskoncepter modtager service-provider imidlertid et energisparetilskud i forbindelse med varmepumpe-installationen. Energisparetilskuddet gives fordi det eksisterende oliefyr eller gasfyr udskiftes med en varmepumpe, som har en højere energieffektivitet. Tilskuddet er typisk på omkring 6.000-10.000 kr. afhængig af, om det er et oliefyr eller et gasfyr der udskiftes, typen (effektiviteten) af anlægget og hvilken pris der opnås på energibesparelsen (typisk 35-45 øre/kWh¹⁶). Energisparetilskuddet er med til at muliggøre, at service-provider kan tilbyde de oplyste priser til forbrugeren for at indgå i det givne varmepumpe-forretningskoncept¹⁷. For at sikre en fair sammenligning, er energisparetilskuddet tilsvarende inkluderet for de øvrige opvarmningsløsninger, hvor den givne konvertering af varmeanlæg vil være tilskudsgivende. Det omfatter en husejers eget skift fra oliefyr/gasfyr til luft/vand varmepumpe, jordvarmeanlæg, træpillefyr samt erstatning af ældre gasfyr med nyt gasfyr og erstatning af ældre oliefyr med nyt oliefyr¹⁸. Energisparetilskuddene er baseret på standardværdikataloget og en typisk pris på 40 øre/kWh (se afsnit 10.3 i bilaget).

Muligheder for håndværkerfradrag

Udover energisparetilskuddet vil husejer i dag typisk kunne opnå et håndværkerfradrag i forbindelse med en installation af varmepumpe eller anden udskiftning af varmeanlæg. I 2016 og 2017 vil en husstand kunne få et håndværkerfradrag til håndværksydelser på op til 12.000 kr. pr. person over 18 år i husstanden svarende til en besparelse på op til 4.000 kr. pr. person over 18 år i husstanden¹⁹. I de tilbudte priser for forretningskoncepterne er et eventuelt håndværkerfradrag ikke indregnet mens det er overladt til husejeren at undersøge, hvorvidt der vil kunne opnås et håndværkerfradrag i forbindelse med varmepumpeinstallationen. Håndværkerfradraget gives kun til at dække arbejdsløn i forbindelse med den givne håndværksydelse; dvs. til

¹⁶ Ved opgørelse af energibesparelsen ud fra standardværdikataloget (svk.teknologisk.dk) og ud fra prishistorikken angivet på www.energi auktion.dk

¹⁷ Kommunikation med Insero Energy, OK og Exergi partners, 30/11-2015.

¹⁸ Kilde: standardværdikataloget (svk.teknologisk.dk).

¹⁹ Kilde: <http://www.haandvaerkerfradrag.dk/>

selve installationen²⁰. Man kan forvente, at det derunder kun vil være installationen af den el af varmepumpeanlægget, som forbrugeren ejer, der vil kunne opnås tilskud til. Dermed forventes det umiddelbart, at der for Leasing-konceptet og konceptet "Varmesalg1+Overvågning" vil kunne opnås håndværkerfradrag for installationen af selve indedelen for varmepumpen (varmtvandsbeholder og elpatron mv.), mens der for konceptet "Varmesalg2+Styring" ikke umiddelbart kan forventes muligt at få håndværkerfradrag, da service-provider i dette koncept ejer både udedelen og indedelen af varmepumpeanlægget.

Håndværker fradrag ikke indregnet

Det er usikkert hvor stort et håndværkerfradraget der ville kunne gives i forretningskoncepterne, da det afhænger af en række faktorer: Hvorvidt fradraget allerede er opbrugt af andre håndværksarbejder i huset, hvor stor en del selve installationsomkostningen på varmepumpe-indedelen udgør samt hvor mange over 18 år der er i husstanden. I betragtning af ovenstående usikkerheder er håndværkerfradraget ikke indregnet i den økonomiske analyse. Det skal dog bemærkes, at der fra et privatøkonomisk perspektiv kan være et lavere fradrag i forretningskoncepterne end ved husejers eget køb af et nyt varmeanlæg, og at der derunder muligvis ikke er mulighed for håndværkerfradrag i forretningskonceptet "Varmesalg2+Styring".

Fjernvarmedata

De anvendte omkostninger for fjernvarme-casene er baseret på beregninger fra konkrete fjernvarme-projekter. Varmepumpe-forretningskoncepterne er primært målrettet huse, der ligger uden for fjernvarmeforsyning. Når forretningskoncepterne sammenlignes med muligheden for at konvertere til fjernvarme er der derfor taget udgangspunkt i en situation hvor fjernvarmeforsyningen i det givne område så at sige skulle "opbygges fra bunden". For etableringen af fjernvarme er der således medtaget omkostninger til både produktionsanlæg, transmissionsnet, gadenet, stiledning og tilslutning samt brugerinstallationer.

I grundberegningen er der forudsat anvendelse af en træfliskedel som grundlast i fjernvarmeproduktionen i forbindelse med udvidelser af fjernvarmegrundlaget; ud fra hvad der med gældende regulering typisk vil være selskabsøkonomisk attraktivt (en gaskedel er antaget anvendt som spidslast).

2015-prisindeks anvendt

Alle resultater er opgjort i kr-2015.

²⁰ Kilde: <http://www.haandvaerkerfradrag.dk/>

Se bilag for detaljer	Mere detaljerede forudsætninger omkring brændselspriser, elpriser, afgifter, tilskud, tekniske og økonomiske data for teknologier og forretningskoncepter mv. er angivet i bilag (afsnit 10.1 til 10.5).
Følsomhedsanalyser	For at undersøge robustheden af resultaterne er der foretaget en række følgende følsomhedsanalyser, som er beskrevet og præsenteret i kapitel 8.

5 Systemaspekter

I dette afsnit undersøges individuelle varmepumpers rolle i elsystemet. Derunder afdækkes potentielle økonomiske gevinster ved fleksibel drift af varmepumperne. Dette inddrages som en del af datagrundlaget for den økonomiske analyse.

Varmepumper forbruger el på andre tidspunkter end andre typer af forbrug, hvilket påvirker den pris, de afregnes til. Indbygges styring i varmepumperne har de desuden mulighed for i et vist omfang, at tilpasse elforbruget til elmarkedspriserne, primært ved at undgå at forbruge el, når systemet er anstrengt og elpriserne er meget høje. På sigt vil varmepumperne også kunne levere op- og nedregulering til regulerkraftmarkedet og derved bidrage til at balancere eksempelvis vindkraft i driftstimen.

Derudover vil en udrulning med varmepumper også påvirke distributionsnettet. Ved en større udrulning kan det blive nødvendigt at forstærke distributionsnettet, og tabene i nettet kan også øges. Ved at styre varmepumperne, så forbruget reduceres, når nettet er mest belastet, kan behovet for forstærkninger og nettabet reduceres.

Dansk Energi og Energinet.dk har i november 2015 offentliggjort "Smart Energy – Hovedrapport", som er et resultat af et større analysearbejde og en opdatering af de samme selskabers Smart Grid analyse fra 2010. Som en del af analysen er der regnet på værdien af varmepumpers fleksibilitet i fremtidens elsystem - både i spotmarkedet og i distributionsnettene. Værdien i regulerkraftmarkedet er ikke undersøgt i Smart Energy analysen.

Smart Energy analysen vurderes at være den bedste og mest opdaterede analyse af varmepumpers fleksibilitet og udgør derfor hovedgrundlaget for analyserne i dette afsnit. Der er dertil suppleret med analyser og beregninger fra forskningsprojektet "READY - Smart Grid Ready VPP Controller for Heat Pumps" (NEAS Energy mf., 2014), som bl.a. har set på det økonomiske potentiale for at agere i spot- og regulerkraftmarkedet med nuværende og historiske markedspriser.

5.1 Kort om Smart Energy analysen

Analyserne af varmepumpers fleksibilitet i spotmarkedet er baseret på beregninger med el- og varmemarkedsmodellen Balmorel og omfatter

elmarkederne i hele det nordvestlige Europa. Beregningerne er gennemført for 2025 og 2035 og forudsætter at der sker en kraftig udbygning med vind og sol i Danmark og nabolande. I Danmark svarer udbygning i 2035 til Energistyrelsens vindscenarie i scenarieanalysearbejdet for 2035 og 2050, som blev offentliggjort i maj 2014.

I analysen indgår ca. 110.000 individuelle varmepumper i Danmark i 2025 og 285.000 i 2035.

Der er gennemført forskellige scenarier for at vise betydningen af fleksibilitet, dels et nonflex-scenariet, hvor det meste elforbrug er uflexibelt, dels et flex-scenarie, hvor elforbruget er fleksibelt.

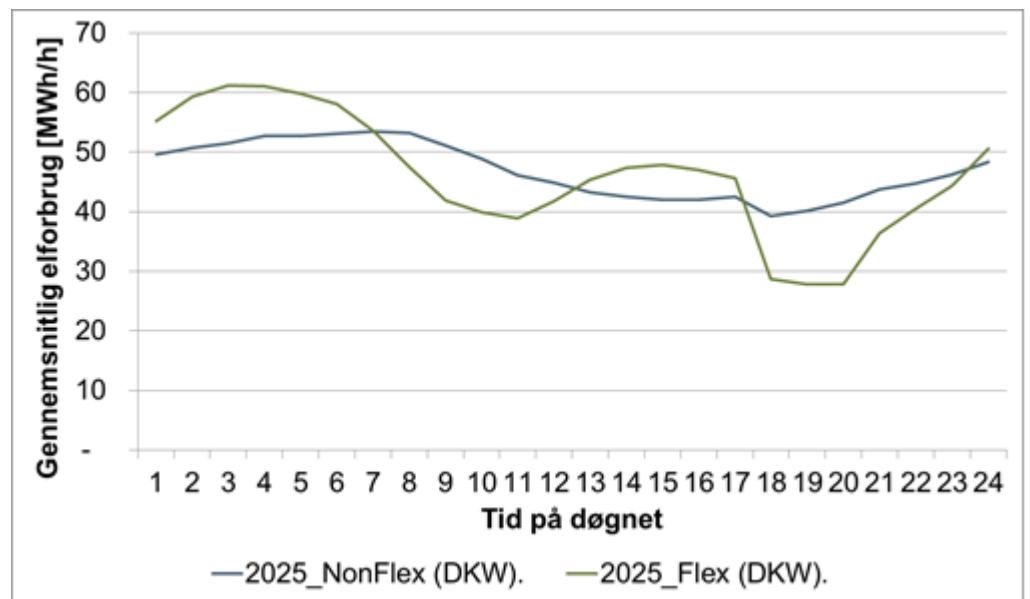
I flex-scenariet optimeres de individuelle varmepumpers drift i forhold til priserne i elmarkedet og tidsvarierende eltariffer. Det forudsættes specifikt, at varmepumperne skal opretholde en temperatur på 21,5 °C +/- 1,5 °C. Beregningerne tager højde for, at varmepumpens COP er variabel som funktion af temperatur af varmekilden (henholdsvis udetemperatur eller jordtemperatur) og fremløbstemperaturen.

5.2 Hvilken elpris afregnes varmepumperne til?

Tabellen nedenfor viser de beregnede elmarkedspriser i Smart Energy analysen i 2025 for henholdsvis Øst- og Vestdanmark. Den simple tidsvægtede elpriser er 50 øre/kWh i både Øst- og Vestdanmark, mens den forbrugsvægtede elpris er ca. 1 øre højere.

De uflexible varmepumper køber el til en pris der er knap 3 øre/kWh højere end den forbrugsvægtede elpris nemlig ca. 4 øre/kWh. Det svarer til en difference på ca. 6 %. Der er både forhold, som taler for, at varmepumperne elpris bliver højere end den tidsvægtede elpris og forhold, der taler imod. For taler, at varmepumpernes elforbrug er højere om vinteren²¹, hvor det generelle elforbrug også er højest og derfor også elpriserne. Imod taler, at varmepumpernes kører mere om natten, når det er koldt, hvor det øvrige elforbrug er lavt, og elpriserne generelt er lavere.

²¹ Som følge af det højere behov for rumopvarmning (behovet for brugsvand er dog ikke sæsonafhængigt)



Figur 3: Varmepumpernes gennemsnitlige elforbrug over døgnet i Smart Energy analysen i 2025, med ufleksibel drift (non-flex) og fleksibel drift i forhold til spotpriserne (flex).

Dansk Energi og Energinet.dk's analyse peger på, at effekten af at bruge el om vinteren er større end effekten af at bruge mere el om natten. Analysen af data fra demonstrationsprojekterne – som er baseret på data fra første halvår 2015 – peger på den modsatte tendens, selvom varmepumpernes drift ikke er optimeret i forhold til spotpriserne. Her vil varmepumperne få en elpris, der i gennemsnit ligger 4 % under den forbrugsvægtede elpris.

Elmarkedspriser i 2025 (øre/kWh)	Østdanmark	Vestdanmark
Forbrugsvægtet elpris (for "klassisk" elforbrug)	51,2	51,0
Simpel tidsvægtet elpris	50,1	50,0
Varmepumpens elpris – ufleksibel drift	54,0	53,9
Varmepumpens elpris – fleksibel drift	49,7	49,5

Gevinst ved fleksibel drift	4,3	4,4
-----------------------------	-----	-----

Drives varmepumperne fleksibelt kommer de ned på en elpris, der ligger lige under den simple tidsvægtede på 50 øre/kWh. Gevinsten ved fleksibel drift i spotmarkedet er således lidt over 4 øre/kWh.

En husstand med nettovarmebehov på 18,1 MWh årligt og en varmepumpe med en COP på 2,7 vil have et årligt elforbrug til varmepumpen på ca. 6.700 kWh. Gevinsten ved fleksibelt drift bliver 313 kr./år. Heri er indregnet et tab i elnettet på ca. 6 %, som øger forbrugerens gevinst af fleksibelt drift

tilsvarende. Eventuelle omkostninger for at muliggøre den fleksible drift, fx abonnement til netselskabet, er ikke indregnet i ovenstående.

I forskningsprojektet Ready er gevinsten ved fleksibelt drift i spotmarkedet bestemt på baggrund af de historiske priser for perioden 2008-2013. Her fremkommer en gennemsnitlig gevinst på lige knap 250 kr. årligt (NEAS Energy, 2014, p13).

I 2035 med øget indfasning af vedvarende energi i Danmark og nabolande viser Smart energy analysen at værdien af, at varmepumperne agerer fleksibelt øges til 11-15 øre/kWh. Intervallet afspejler, hvor fleksibelt det øvrige energisystem er. Jo, mere fleksibelt det øvrige system er, des mindre er værdien af at varmepumperne agerer fleksibelt, da de konkurrerer om det samme "marked" for fleksibilitet.

Den årlige gevinst på spotmarkedet ved at agere fleksibelt i 2035 er i Smart Energy analysen estimeret til 780-1.070 kr. årligt per varmepumpe i gennemsnit.

5.3 Besparelser i distributionsnettet

Udrulning af individuelle varmepumper øger aftaget i distributionsniveauet, hvilket kan udløse et behov for udbygning eller forstærkning af elnettet. Dansk Energi har med udgangspunkt i netberegninger på udvalgte 10 kV- og 0,4 kV-net, estimeret behovet for investeringer frem til 2035 i hhv. 10-20 kV-net hhv. 0,4 kV-net på landsplan.

Sammenholdt med investeringsbehovet i den tidligere analyse - Smart Grid i Danmark-rapporten - fra 2010 er investeringsbehovet i Smart Energy analysen fra 2015 relativt lille. Ifølge Dansk Energi er den primære forklaring, at der anvendes andre døgnkurver for el til varmepumper og elbiler i denne analyse, samt at analysemetoden for 10 kV-nettet er ændret.

Tabellen nedenfor viser behovet for udbygning af distributionsnettet frem til 2035 af hensyn til indpasning af varmepumper og elbiler. Der er ikke foretaget en separat opgørelse af behovet for varmepumperne. Behovet er vist for tre forskellige driftssituationer for varmepumpen

- Ufleksibel drift
- Drift der er optimeret af hensyn til priser i spotmarkedet. Det forudsættes at 50 % af varmepumper og elbiler er fleksible.

- Drift der er optimeret af hensyn til priser i spotmarkedet OG begrænsninger i distributionsniveauet. Det forudsættes at 50 % af varmepumper og elbiler er fleksible.

I situationen med ufleksibel drift udgør behovet for netforstærkninger ca. 8 øre/kWh nyt forbrug. Dette reduceres til ca. 6,4 øre/kWh, når varmepumpernes drift optimeres i forhold til priserne i elmarkedet og yderligere til 5,9 øre/kWh, hvis der yderligere optimeres i forhold begrænsninger i nettet. Optimering i forhold til begrænsninger i nettet vil i et vist omfang ske på bekostning af en mindre fleksibilitetsgevinst i spotmarkedet.

Det er interessant at bemærke, at omkostningen til investeringer i nettet ligger betydeligt under den samfundsøkonomiske eldistributionstarif, som Energistyrelsen anbefaler, på ca. 22 øre/kWh. Dog skal det bemærkes, at i den samfundsøkonomiske nettarif indgår også omkostninger til drift og vedligehold af elnettet, nettab og tariffer for højereliggende spændingsniveauer.

Tabel 5. Beregning af tariffniveau for elbiler og varmepumper, hvis estimater for netudbygningsomkostninger fra Smart Energy anvendes. Kapitalomkostninger er annuieret under forudsætning af 4% realrente og økonomisk levetid på 20 år.

2035 scenarie	Investeringer 0,4 kV	Investeringer 10-20 kV	Investeringer Total	Tarif (øre/kWh)
Ufleksibel	EUR 210 mio.	EUR 250 mio.	EUR 460 mio.	8,0
Fleksibel ifht. spotpriser	EUR 140 mio.	EUR 230 mio.	EUR 370 mio.	6,4
Fleksibel ifht. spotpriser net-begrænsninger.	EUR 120 mio.	EUR 220 mio.	EUR 340 mio.	5,9

Den besparelse på netinvesteringer, der kan opnås ved fleksibel drift i distributionsnettet ligger således på i størrelsesordenen 1,5-2 øre/kWh elforbrug af varmepumper/elbiler, men da kun halvdelen varmepumperne/elbilerne agerer fleksibelt, kan besparelsen anslås at være ca. dobbelt så stor for det fleksible elforbrug, dvs. 3-4 øre/kWh. Det svarer til ca. 200-280 kr. årligt for varmepumpeejeren.

Besparelsen for den fleksible varmepumpe vil kun komme forbrugeren til gode i det omfang eldistributionsselskabets tariffer er tidsdifferentierede, således at de afspejler belastningen af nettet.

Derudover kan der formentlig ligge en besparelse på drift af distributionsnettet som følge af, at færre netkomponenter skal vedligeholdes. Denne gevinst er ikke opgjort i Dansk Energis analyse. Antages D&V at udgøre ca. 2 % af investeringen årligt ligger her en besparelse af fleksibelt drift på 0,9-1,1 øre/kWh svarende til en gevinst på 60-75 kr. årligt for varmepumpeejeren.

Eventuelle reduktioner i nettabet som følge af fleksibel varmepumpe drift har ikke været kvantificeret i Smart Energy analysen.

5.4 Levering af systemydelser - reserver og regulerkraft

Når spotmarkedet er clearet, indsender de balanceansvarlige aktørplaner til Energinet.dk, som viser balance mellem produktion og forbrug for hver time det kommende driftsdøgn. Frem til selve driftstimen vil dog der normalt opstå større eller mindre ubalancer, for eksempel fordi forbruget udvikler sig anderledes end forventet, vindmøller producerer mere eller mindre eller fordi kraftværker falder ud. Aktørerne har mulighed for at handle disse ubalancer ud på intraday markedet Elbas, som lukker en time før driftstimen.

I selve driftstimen har Energinet.dk ansvaret for at opretholde balancen i systemet. Til det formål laver Energinet.dk via et reservemarked aftaler med anlæg, der står reserve til at levere manuel op- eller nedregulering. Anlæg, der ikke har en aftale kan også levere op- eller nedregulering ved at byde ind i det fælles nordiske marked for regulerkraft, NOSI. Varmepumperne har også mulighed for at levere frekvensstyret reserve, som bidrager til frekvensstabiliseringen af elsystemet.

I Ready projektet har man undersøgt mulighederne for at varmepumper kan agere i de forskellige markeder for systemydelser samt intraday markedet (som også kort behandles her selvom det er et kommercielt marked), (NEAS Energy, 2014 - Intelligent styring af varmepumper i elmarkeder) Varmepumper har i princippet mulighed for at byde ind i alle de forskellige markeder. Nedenfor gives en kort skematisk gennemgang.

Tabel 6. Individuelle varmepumpers muligheder for at agere på forskellige markeder.

Marked	Mulighed for at varmepumper kan agere
Intraday (Elbas)	I intraday markedet har aktørerne mulighed for at handle ubalancer på plads frem mod driftstimen. Markedet foregår efter pay-as-bid princippet. Da den mindste mængde der handles 0,1 MWh er det nødvendigt at pulje varmepumperne. Ageren på Elbas kan resultere i billigere køb af el. Kan kombineres med efterfølgende ageren i regulerkraftmarkedet.
Manuel reservemarked (rådighedsbetaling)	Hvis varmepumperne skal bydes ind i det marked for manuelle reserver at den balanceansvarlige skal kende kapaciteten der er til rådighed til at levere regulerkraft inden kl. 09:30 for det kommende døgn. Dette er muligt, da de balanceansvarlige kan lave en prognose for kørslen i spotmarkedet på forhånd, hvorved de ved hvor meget kapacitet der kan bydes ind i det manuelle reservemarked. Der vil dog være en risiko for uforudsete hændelser, hvilket påvirker den tilgængelige kapacitet. Ifølge READY projektet er betalingen for at stå reserve pt så lav, at dette marked ikke er interessant. Aktører kan byde ind i regulerkraftmarkedet uden at være accepteret i det manuelle reservemarked.
Regulerkraftmarkedet	Minimumsbuddet er på 10 MW svarende til ca. 2500 varmepumper (dvs. det er nødvendigt at pulje varmepumperne). Der kan anlægges forskellige strategier for bud i regulerkraftmarkedet. I en konservativ strategi optimeres driften i forhold til spotmarkedet (og varmebehovet) og der bydes der ind i regulerkraftmarkedet i det omfang, der er kapacitet til rådighed for enten op eller nedregulering og under den betingelse af, at den ændrede drift ikke vil påvirke den indmeldte plan i de efterfølgende timer (under hensyn til brugerens komfort – altså varmeleverancen). I en aggressiv strategi bydes der ind i regulerkraftmarkedet selv om det kan medføre ubalancer på et senere tidspunkt. Valg af strategi kan optimeres i forhold til aktuelle og forventede ubalancerpriser
Frekvensstyret reserve	
- primær reserve i Vestdanmark	Betalingen består i en rådighedsbetaling og en aktiveringsbetaling.
- frekvensstyret normal reserve og frekvensstyret driftsforstyrrelsesreserve i Østdanmark	Varmepumper vil kunne levere frekvensstyrede reserver, hvis det rette udstyr er installeret – enten ved at varmepumpen reager direkte på frekvensen eller ved at varmepumpen modtager et signal når frekvensen ændrer sig. Regler om minimumsbud byder at varmepumper skal puljes. Krav til køre- og hviletider for varmepumpen, hvilket kan udfordre leverancen af ydelsen.

En udfordring ved at indgå i regulerkraftmarkedet er, at der kræves online målinger for at dokumentere leverancerne i regulerkraftmarkedet, hvilket kan være kostbart med mange små forbrugere. I Markedsmodel 2.0 lægger Energinet.dk (Energinet.dk, 2015) op til at afprøve alternativer til online måling, fx ex-post statistisk dokumentation og stikprøvekontrol – i første omgang i et pilotprojekt. Budstørrelsen i regulerkraftmarkedet vil man i 2015 reducere til 5 MW og på sigt til 1 MW i samarbejde med de andre nordiske lande og Tyskland.

5.5 Det økonomiske potentiale ved levering af systemydelser

Det er vanskeligt at vurdere det økonomiske potentiale for levering af systemydelser fra varmepumper. Det skyldes, at der stadigvæk er meget begrænsede praktiske erfaringer med drift af varmepumper til levering af ydelser – både i forhold til drifts og budstrategier, påvirkning af varmepumpens COP og slitage ved flere start/stop og brugeroplevelsen.

Den største gevinst vil formentligt ligge i regulerkraftmarkedet, da eksempelvis markedet for frekvensstyrede reserver er væsentligt mindre målt på MW, der skal aktiveres.

I Ready projektet er der gennemført en analyse på baggrund af historiske regulerkraftpriser, som viser at en varmepumpe potentielt vil kunne opnå en besparelse på i størrelsesordenen 500 kr./år. Dette forudsætter, at der altid skal "tjenes" minimum 10 øre pr. kWh, før varmepumpen indgår i regulerkraft markedet. Denne grænse er sat for at reduceres antallet af aktiverede timer (NEAS Energy mf 2014, p15). Det fremgår, at besparelsen er usikker og andre analyser i projekter peger på en mindre gevinst i regulerkraftmarkedet men til gengæld på større gevinster i spotmarkedet. I de videre beregninger er det forudsat, at det vil være realistisk at opnå en gevinst på ca. 250 kr./årligt per varmepumper i regulerkraftmarkedet. Det understreges samtidigt, at denne vurdering er behæftet med væsentlig usikkerhed.

Hvordan, indtjeningen på regulerkraftmarkedet vil udvikle sig på længere sigt, vil afhænge primært af to forhold. Dels efterspørgslen på reguleringsydelser og dels udbuddet. Med en øget andel af vindkraft og sol i systemet vil efterspørgslen på reguleringsydelser vokse. Energinet har vha. simuleringsværktøjet Simba beregnet, at ubalancerne på 5 minutters niveau i 2035 i en meget stor del af perioden vil ligge på under hhv. 500 MW og 200 MW i Øst- og Vestdanmark. Samtidigt vil størrelsen af fleksibelt elforbrug (inklusive elpatroner og varmepumper i fjernvarmesystemet) også stige og ligge mellem 1.000 og 4.000 MW (Energinet.dk, 2015: Energikoncept 2030). Selvom efterspørgslen vil vokse i fremtidens energisystem, kan det samme således antages at ske for udbuddet. I de videre beregninger er det forudsat, at varmepumpens indtjening i regulerkraftmarkedet også i 2025 vil ligge på ca. 250 kr./år.

Hvorvidt det vil være rentabelt for individuelle varmepumper at levere regulerkraft afhænger af, om de kan konkurrere med andre udbydere af

regulerkraft. Derved afhænger dette bl.a. af eventuelle omkostninger for at muliggøre regulerkrafttydelser fra varmepumperne.

5.6 Samlet opgørelse af fleksibilitetsgevinster

I tabellen nedenfor er gevinsterne ved at agere fleksibelt sammenfattet. Det fremgår, at den samlede gevinst i 2025 kan udgøre i størrelsesordenen 800-900 kr. per varmepumpe.

Tabel 7. *Fleksibilitetsgevinster for varmepumper i 2025. *Halvdelen af de 110.000 installerede varmepumper antages i overensstemmelse med Smart Energy analysen at være fleksible*

	Øre/kWh-el	Kr./år per varmepumpe	Årlig gevinst ved 55.000 fleksible varmepumper* Mio. kr.
Fleksibilitet i spotmarkedet	4,4	310	17
Besparelser på nettarif	3-4	200-280	11-15
Besparelse på drift i distributionsnet	0,9-1,1	60-75	3-4
Systemydelser (regulerkraft)	n.a.	250	14
I alt		820-915	45-51

I den økonomiske analyse af konkurrenceforholdet mellem de forskellige opvarmningsteknologier anvendes en spotmarkedspris for 2025, som ligger ca. 25 % under niveauet i Smart Energy analysen. Det antages, at gevinsten ved at agere fleksibelt i spotmarkedet er proportional med elmarkedsprisen. Derfor er der i de økonomiske analyser regnet med en gevinst på ca. 230 kr. per varmepumper i stedet for 310 kr. og en samlet systemgevinst på ca. 740 kr. per varmepumpe.

Den samlede systemgevinst på 740 kr. per varmepumpe er også anvendt i økonomiberegningerne for 2015. Besparelserne i distributionsnettet pga. fleksibel drift kan muligvis være mindre på kort sigt, hvor udrulningen af varmepumper er mere begrænset, men det har ikke været muligt at bestemme, hvor stor betydning dette spiller.

I 2035 kan gevinsten ved at agere fleksibelt i spotmarkedet som nævnt stige til 780-1.070 kr. per varmepumpe, hvorved den samlede gevinst øges til ca. 1.300-1.700 kr. per varmepumpe.

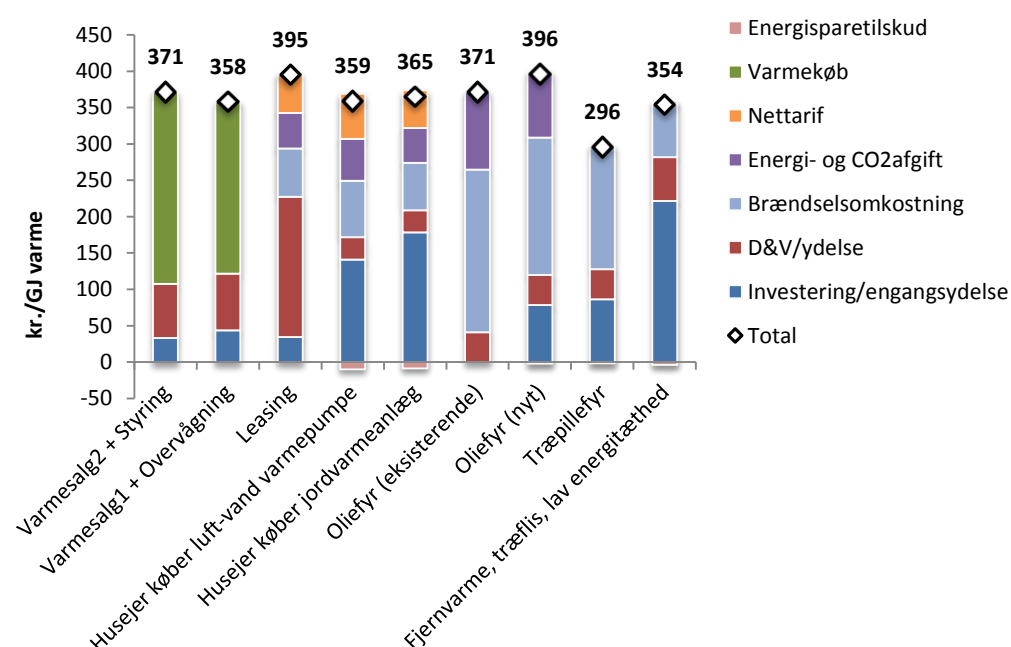
Omkostninger for at muliggøre timeafregning og fleksibel drift er ikke indregnet i ovenstående (se kapitel 3).

6 Privatøkonomi - grundberegning

I dette afsnit præsenteres den privatøkonomiske total-økonomi for de relevante opvarmningsformer/koncepter for hhv. huse med oliefyr og huse med naturgasfyr. Resultaterne udgør som nævnt annuiserede energiomkostninger (levelised cost of energy) ud fra dagens priser.

6.1 Beregning for huse med oliefyr (uden for kollektiv forsyning)

Figur 4 viser privatøkonomien for de forskellige relevante opvarmningsformer/koncepter for huse med oliefyr.



Figur 4. Privatøkonomiske varmeproduktionsomkostninger ved forskellige opvarmningsformer for et hus i 2015 med eksisterende oliefyr og et standard-varmeforbrug på 18,1 MWh/år. Nettariffen angiver den gennemsnitlige privatøkonomiske nettarif for el. For andre brændsler er distributionsomkostningen inkluderet i brændselsprisen. Priserne er inkl. moms.

De første fem søjler fra venstre på

Figur 4 udgør forskellige løsninger for en husejers anskaffelse af en varmepumpe. Det ses, at forretningskoncepterne baseret på varmesalg

(Varmesalg1+Overvågning og Varmesalg2+Styring) med de anlagte forudsætninger giver en privat-økonomi på samme niveau, som hvis husejeren selv investerer i en luft/vand varmepumpe. Det viser, at kombinationen af den tilbudte engangsydelse (22.500-35.000 kr.), den faste ydelse (i omegnen af 5.000 kr./år) og varmepris (85-95 øre/kWh varme) her er privatøkonomisk ligeværdig i forhold til husejerens eget køb af varmepumpen.

Leasing-konceptet for anskaffelse af en varmepumpe kan ses at indebære højere samlede privatøkonomiske omkostninger for forbrugeren i forhold til anskaffelsen af varmepumpen på egen hånd. Dette på trods af den højere gennemsnitlige COP for luft/vand varmepumpen, der er forudsat ved forbedret installation og indregulering i forhold til, når husejer selv køber luft/vand varmepumpen²² Som vist er det særligt den relativt høje faste ydelse i Leasing-konceptet (ca. 12.600 kr./år i gennemsnit over en antaget levetid på 15 år), som spiller ind på de højere privatøkonomiske omkostninger.

Privatøkonomien for husejers eget køb af luft-vand-varmepumpe er på niveau med privatøkonomien for husejers eget køb af jordvarmeanlæg. Det skyldes, at de højere investeringsomkostninger ved jordvarmeanlægget nogenlunde udligner COP-gevinsten²³. Luft-vand-varmpumper har dertil fra et forbrugerperspektiv fordelene ved lavere investeringsomkostninger.

Det ses, at varmepumpe-forretningskoncepterne baseret på varmesalg privatøkonomisk er på niveau med et eksisterende oliefyr og lavere end et nyt oliefyr. Leasing-konceptet er privatøkonomisk dyrere end et eksisterende oliefyr og på niveau med et nyt oliefyr.

Figur 4 viser, at træpillefyr har betydeligt lavere privatøkonomiske omkostninger end alle de analyserede varmepumpe-cases. Det skyldes primært, at biomasse med gældende regulering er afgiftsfritaget, mens varmepumper er pålagt betydelige elafgifter og tariffer (se Tabel 18).

Resultaterne indikerer, at total-økonomien i et privatøkonomisk perspektiv for anlægning af fjernvarme i områder uden for kollektiv forsyning kan være nogenlunde på niveau eller lavere end varmepumpe-forretningskoncepterne i

²² En gennemsnitlig COP på 2,7 er forudsat, som i de øvrige forretningskoncepter, i forhold til casen, hvor husejer selv anskaffer sig varmepumpen 2,3 (se kapitel 3).

²³ Årsgennemsnitlig COP på 2,3 antaget for luft-vand-varmepumper og 2,75 for jordvarmeanlæg baseret på realiserede gennemsnitlige COP-niveauer fra projektet "Styr din varmepumpe" og relation mellem COP for hhv. luft-vand varmepumper og jordvarmeanlæg som angivet i energistyrelsens teknologikatalog (seneste version i høring).

demonstrationsprojektet. Dette på trods af, at der er taget udgangspunkt i projekter for fjernvarmeudvidelser i områder med lav energitæthed, hvor omkostninger til etablering af fjernvarmenet er høje (ca. 116.000 kr./hus inkl. moms, se evt. Tabel 15). Dertil kommer investeringsomkostninger til stikledninger, tilslutning, brugerinstallation hos forbrugeren samt investering i nye produktionsanlæg (træfliskedel som grundlast og gaskedel som spidslast er forudsat). Samlet set er der forudsat ca. 211.000 kr./hus i investeringsomkostninger for fjernvarmekonvertering af oliefyr uden for kollektiv forsyning.

At den beregnede total-økonomi for fjernvarme stadig står godt i forhold til de individuelle opvarmningsformer skyldes særligt, at brændselsomkostningerne for fjernvarme kan holdes lave ved anvendelse af træflis som grundlast, og at biomasse er afgiftsfritaget. Derudover er levetiden for fjernvarmerør højere end for de individuelle varmeproduktionsanlæg, hvilket reducerer de annuierede investeringsomkostninger (25 års økonomisk levetid er antaget for fjernvarmerør i forhold til levetiden på 15-22 år for individuelle varmeproduktionsanlæg). Estimatet for fjernvarme skal dog tolkes med forsigtighed. Det skyldes for det første, at omkostninger til etablering af fjernvarmenet i høj grad er afhængige af de lokale forhold og kan således godt være højere for nogle områder hvor husene ligger mere spredt og/eller, hvor der fx er en højere andel af befæstede arealer (omkostningerne til nedgravning af fjernvarmerør er højere for befæstede arealer). Omkostningerne til etablering af fjernvarme kan også afhænge af øvrige lokale forhold. Desuden kan varmegrundlaget i nogle områder være så begrænset, at det ikke er realistisk etablere fjernvarme.

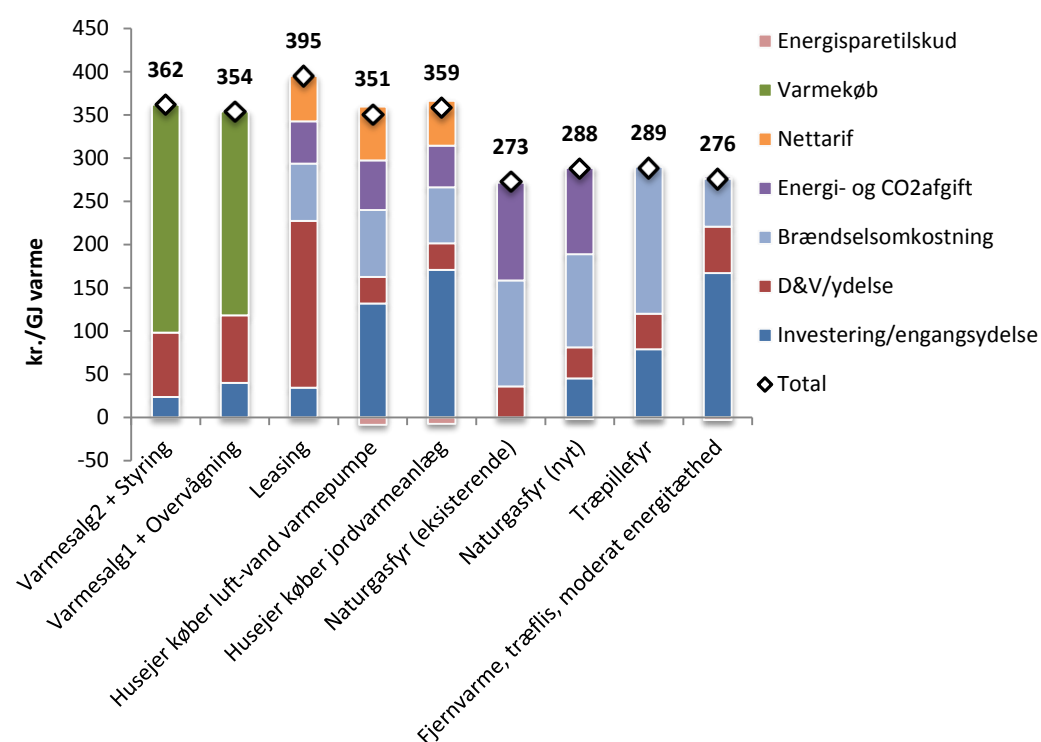
Resultaterne peger på, at for huse med oliefyr i områder, hvor det ikke er realistisk at etablere fjernvarme, vil det privatøkonomisk være mest attraktivt at skifte til træpillefyr. Det næstbedste privatøkonomiske alternativ i det perspektiv er, at husejer selv anskaffer sig en varmepumpe eller indgår i et af varmepumpekoncepterne baseret på varmesalg.

6.2 Beregning for huse med naturgasfyr

I denne beregning er muligheden for at beholde det eksisterende naturgasfyr eller investere i et ny naturgasfyr inkluderet (og et eksisterende oliefyr indgår her ikke som en mulighed). Derudover er omkostninger til at fjerne et eksisterende naturgasfyr i investeringsomkostningerne; frem for i den tidligere beregning, hvor omkostninger til at fjerne eksisterende oliefyr og olietank i stedet var medtaget. Det har dog kun en beskeden betydning for

total-økonomien (det er lidt billigere at fjerne et gasfyr end oliefyr og olietank). For fjernvarme er der desuden regnet på konvertering af områder med naturgasfyr, hvor der er en højere energitæthed resulterende i et lavere nettab samt lavere omkostninger til etablering af fjernvarmenet.

Figur 4 viser privatøkonomien for de forskellige relevante opvarmningsformer/koncepter for huse med naturgasfyr.



Figur 5. Privatøkonomiske varmeproduktionsomkostninger ved forskellige opvarmningsformer for et hus i 2015 med eksisterende naturgasfyr og et standard-varmeforbrug på 18,1 MWh/år. Nettariffen angiver den gennemsnitlige privatøkonomiske nettarif for el. For andre brændsler er distributionsomkostningen inkluderet i brændselsprisen. Priserne er inkl. moms.

Det ses, at muligheden med at beholde et eksisterende naturgasfyr (indtil det er udtjent) og muligheden med at investere i et nyt naturgasfyr med dagens priser indebærer væsentligt lavere privatøkonomiske omkostninger end alle varmepumpeløsningerne. At varmepumper har svært ved at konkurrere privatøkonomisk med naturgasfyr skyldes primært de lave investeringsomkostninger for naturgasfyret (ca. 40.000 kr. i forhold til ca. 93.000 kr. for en luft/vand varmepumpe²⁴, inkl. moms).

²⁴ Energistyrelsen (2015a) og Energistyrelsen (2013).

Varmeproduktionsomkostningerne for fjernvarme er i Figur 5 desuden lavere, da energitætheden i områder med naturgasfyr typisk vil være højere (som her antaget). Fjernvarmeomkostningerne er dog som nævnt meget afhængige af den konkrete energitæthed i det givne område og kan således være højere end her forudsat; og i nogle områder kan varmegrundlaget være for lille til, at det giver mening af etablere fjernvarme.

Når der sammenlignes med

Figur 4 ses det, at i huse med naturgasfyr står varmepumpeløsningerne samlet set privatøkonomisk svagere end i huse med oliefyr. I huse med naturgasfyr er der således lavere privatøkonomiske omkostninger forbundet med at beholde det eksisterende naturgasfyr, at investere i et nyt naturgasfyr eller et træpillefyr og potentielt med at konvertere til fjernvarme.

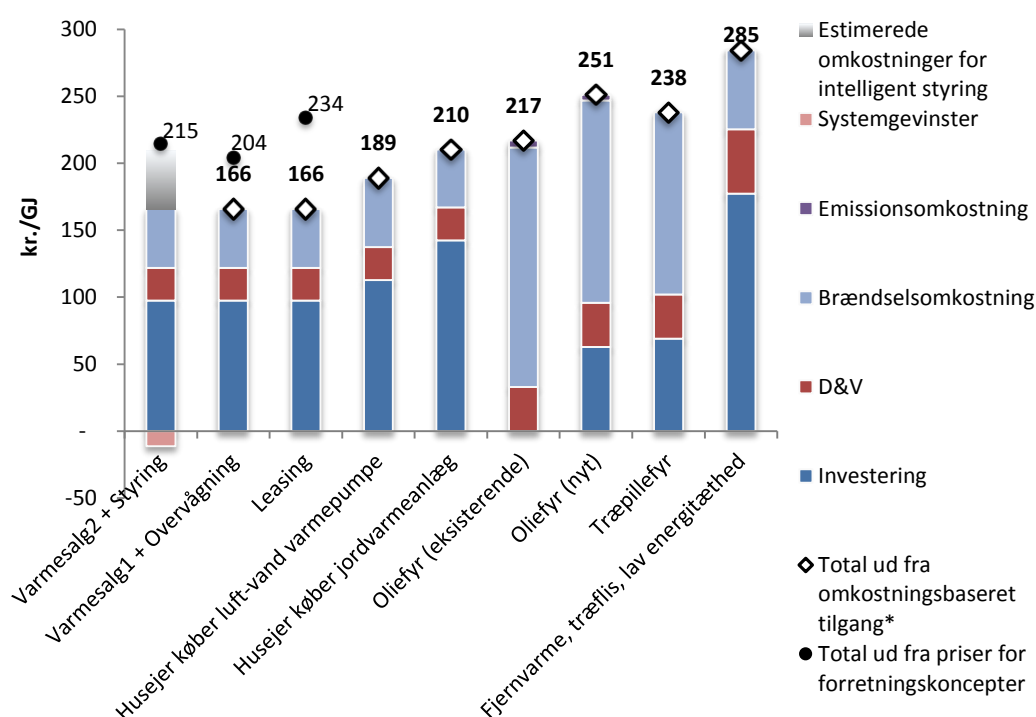
En væsentlig del af forklaringen bag de højere privatøkonomiske varmeomkostninger for varmepumper sammenlignet med træpillefyr og fjernvarme (træfliskedel som grundlast forudsat) ligger som nævnt i afgiftsfritagelsen på biomasse, mens varmepumper er pålagt elafgifter og tariffer.

7 Samfundsøkonomi – grundberegning

I dette afsnit præsenteres grundberegningen (2015-priser), ud fra et samfundsøkonomisk perspektiv; hvor afgifter og tariffer ikke er medtaget.

7.1 Beregning med oliefyr (uden for kollektiv forsyning)

Figur 6 viser de samfundsøkonomiske annuierede varmeomkostninger med 2015-priser for de relevante varmeteknologier/koncepter for huse med oliefyr (uden for kollektiv forsyning). For varmepumpe-forretningskoncepterne er dels vist de totale samfundsøkonomiske omkostninger ud fra den omkostningsbaserede *bottom-up* tilgang og den bagvedliggende opdeling på omkostninger. Derudover viser figuren de totale samfundsøkonomiske omkostninger beregnet ud fra priserne for forretningskoncepterne (ved at trække afgifter, tariffer, tilskud og moms ud af priserne, som beskrevet i kapitel 4).



Figur 6. Samfundsøkonomiske varmeproduktionsomkostninger ved forskellige opvarmningsformer for et hus i 2015 med eksisterende oliefyr og et standard-varmeforbrug på 18,1 MWh/år. Brændselsomkostninger inkluderer de samfundsøkonomiske distributionsomkostninger ved distribution af brændsler og el. *Ekskl. administrationsomkostninger og risikoafdækning i forretningskoncepterne.

Figuren viser, at i huse med oliefyr (uden for kollektiv forsyning) er luft/vand varmepumper den opvarmningsform, der har de laveste samfundsøkonomiske omkostninger. Således er de samfundsøkonomiske

omkostninger for husejer eget køb af en varmepumpe væsentligt lavere end for både et oliefyr, træpillefyr og etablering af fjernvarme. Det er et markant anderledes billede end det privatøkonomiske vist på

Figur 4. Det illustrerer, hvor stor indvirkning afgifter og tariffer har på konkurrenceforholdet mellem de forskellige opvarmningsformer.

Luft-vand varmepumper har ifølge opgørelsen lavere samfundsøkonomiske omkostninger end et jordvarmeanlæg. Det indikerer, at det ud fra et samfundsøkonomisk perspektiv er fornuftigt at fokusere på luft/vand varmepumper i forretningskoncepterne. Eventuelle støjgener ved luft-/vand varmepumper er dog ikke værdisat og konkurrenceforholdet mellem de to varmepumpetyper kan variere afhængig af COP og elprisen for det givne år.

For varmepumpe-forretningskoncepterne, peger den omkostningsbaserede *bottom-up* tilgang på, at de samfundsøkonomiske omkostninger kan være lavere end løsningen, hvor husejer selv anskaffer sig en luft/vand varmepumpe. Den samfundsøkonomiske fordel består i:

- den forudsatte storindkøbsfordel (15 %) ved at en service-provider varetager indkøb og prisforhandling for et større antal varmepumper
- den forudsatte COP-forbedring (17 %, fra 2,3 til 2,7) som følge af at service-provider er med til at sikre en høj kvalitet i installationen og indreguleringen af varmepumpen

De nuværende omkostninger for muliggørelse af intelligent fjernstyring af varmepumperne anslået til at være højere end den mulige samfundsøkonomiske gevinst ved dette. Det er illustreret i den omkostningsbaserede visning for konceptet "Varmesalg2+Styring". Dette er baggrunden for at man i konceptet "Varmesalg1+Overvågning" i første omgang har fravalgt at inkludere timeafregning og intelligent fjernstyring i konceptet. Estimatet for både omkostninger og gevinster ved den intelligente fjernstyring er usikre og skal tolkes med forsigtighed. Fx kan abonnementsprisen for timeafregning variere betydeligt fra netselskab til netselskab og kan også afhænge af hvilken aftale, der kan forhandles frem til.

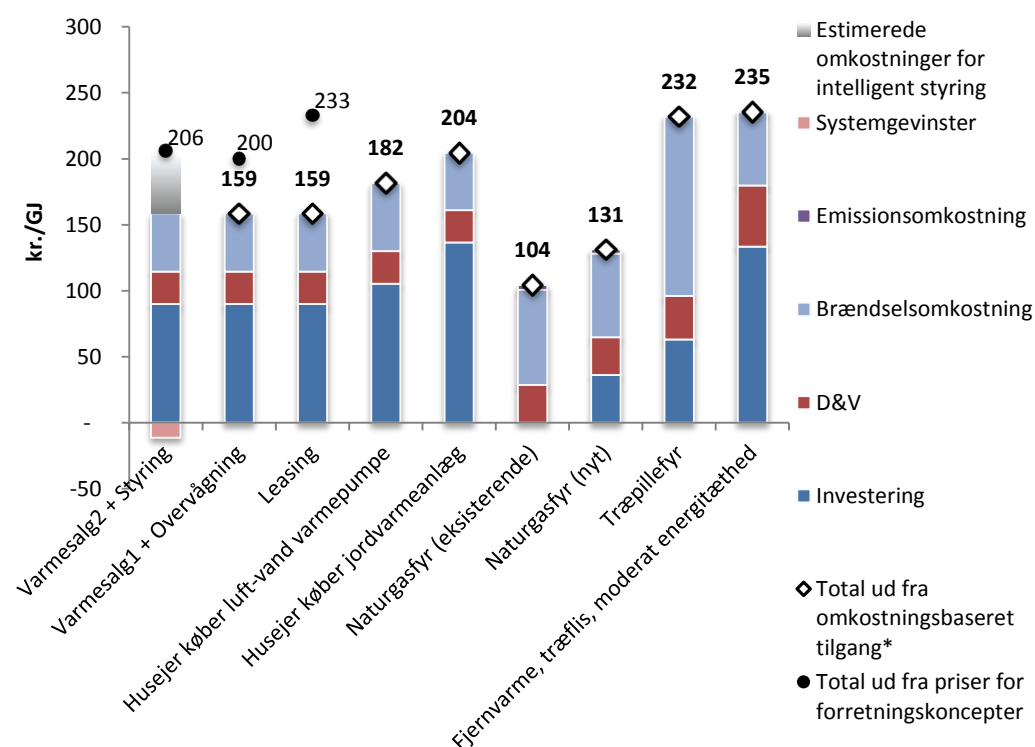
Ovenstående omkostningsbaserede *bottom-up* tilgang er ikke koblet til de oplyste priser for forretningskoncepterne og indeholder ikke omkostninger for administration eller risiko-afdækning i koncepterne.

Den samfundsøkonomiske beregning baseret på de oplyste priser for forretningskoncepterne ender som vist på et højere niveau. Imidlertid er

denne beregning ikke nødvendigvis fuldt ud sammenlignelig med den bottom-up baserede beregning for casen, hvor husejer selv køber varmepumpen. Fx oplyser én af service-providerne, at de oplever og indregner D&V-omkostninger for varmepumperne, som er højere end forudsat i casen for husejers køb af varmepumpen. Alt i alt vurderes det således, at de samfundsøkonomiske omkostninger ved forretningskoncepterne baseret på varmesalg er nogenlunde på niveau med løsningen, hvor husejer selv køber varmepumpen. Resultaterne peger på, at de samfundsøkonomiske omkostninger ved Leasing-konceptet er højere end løsningen, hvor husejer selv køber varmepumpen.

7.2 Beregning for huse med naturgasfyr

Figur 7 viser den samfundsøkonomiske grundberegning med 2015-priser for huse med naturgasfyr



Figur 7. Samfundsøkonomiske varmeproduktionsomkostninger ved forskellige opvarmningsformer for et hus i 2015 med eksisterende naturgasfyr og et standard-varmeforbrug på 18,1 MWh/år. Brændselsomkostninger inkluderer de samfundsøkonomiske distributionsomkostninger ved distribution af brændsler og el. *Ekskl. administrationsomkostninger og risikoafdækning i forretningskoncepterne.

Det ses, at for huse med naturgasfyr er det med dagens priser samfundsøkonomisk den bedste løsning at forsætte med det ældre fyr hvis muligt eller at investere i et nyt naturgasfyr. Det skyldes primært de lave

investeringsomkostninger et naturgasfyr; særligt sammenlignet med investeringsomkostningerne for varmepumper og etablering af fjernvarme. Brændselsomkostningerne for naturgas er desuden betydeligt lavere end for et træpillefyr som følge af en lavere brændselspris og højere virkningsgrad.

Luft/vand varmepumper kan ses at være den næst-billigste opvarmningsform samfundsøkonomisk efter naturgasfyret. De indbyrdes forskelle mellem varmepumpeløsningerne er de samme som vist og forklaret i afsnit 7.1.

Vedr. de angivne samfundsøkonomiske omkostninger for fjernvarme skal det igen bemærkes, at disse i høj grad er case-afhængige og estimeret i Figur 7 skal derfor tolkes med forsigtighed.

De overordnede resultater af grundberegningen er sammenfattet nedenfor:

Tabel 8. Overordnede resultater af grundberegningen, der sammenligner de annuierede omkostninger ved de forskellige opvarmningsløsninger.

	Pivatøkonomisk	Samfundsøkonomisk
Huse med oliefyr	• Træpillefyr billigst • Varmepumpe- forretningskoncepter baseret på varmesalg, eksisterende oliefyr og potentielt fjernvarme er næst-billigst og på omtrent samme niveau*	• Varmepumper (luft/vand) billigst
Huse med naturgasfyr	• Naturgasfyr, træpillefyr og potentielt fjernvarme* billigst • Varmepumper dyrere	• Naturgasfyr billigst • Varmepumper (luft/vand) næst-billigst

*Omkostningerne for etablering af fjernvarme afhænger i høj grad af den konkrete case.

Sammenfatning af sammenligningen af samfundsøkonomiske omkostninger for de forskellige varmepumpeløsninger:

- Forretningskoncepterne kan potentielt reducere de samfundsøkonomiske omkostninger for varmepumper; primært via storindkøbsfordel og COP-forbedring
- Ud fra de priserne oplyst for forretningskoncepterne vurderes det imidlertid, at forretningskoncepterne baseret på varmesalg er nogenlunde på samme niveau i forhold til løsningen, hvor husejer selv køber en (luft/vand) varmepumpe; og at leasingkonceptet er dyrere.

8 Følsomhedsanalyser

I dette afsnit gennemgås resultaterne er de følsomhedsanalyser, der er foretaget. Der fokuseres primært på, hvorvidt følsomhedsanalyserne ændrer ved det overordnede billede fra grundberegningen, sammenfattet i Tabel 8.

De samfundsøkonomiske beregninger i følsomhedsanalysen er kun foretaget for den omkostningsbaserede *bottom-up* tilgang. Det skyldes, at ved denne tilgang er totalen opdelt på omkostningselementer (investeringsomkostninger, brændselsomkostninger, D&V osv.). Effekter af fx ændringer i COP og energipriser kan derved direkte undersøges. Disse sammenhænge er vanskelige at undersøge i tilgangen baseret på de oplyste priser for forretningskoncepterne, idet disse priser ikke tilsvarende er opdelt på omkostningselementer.

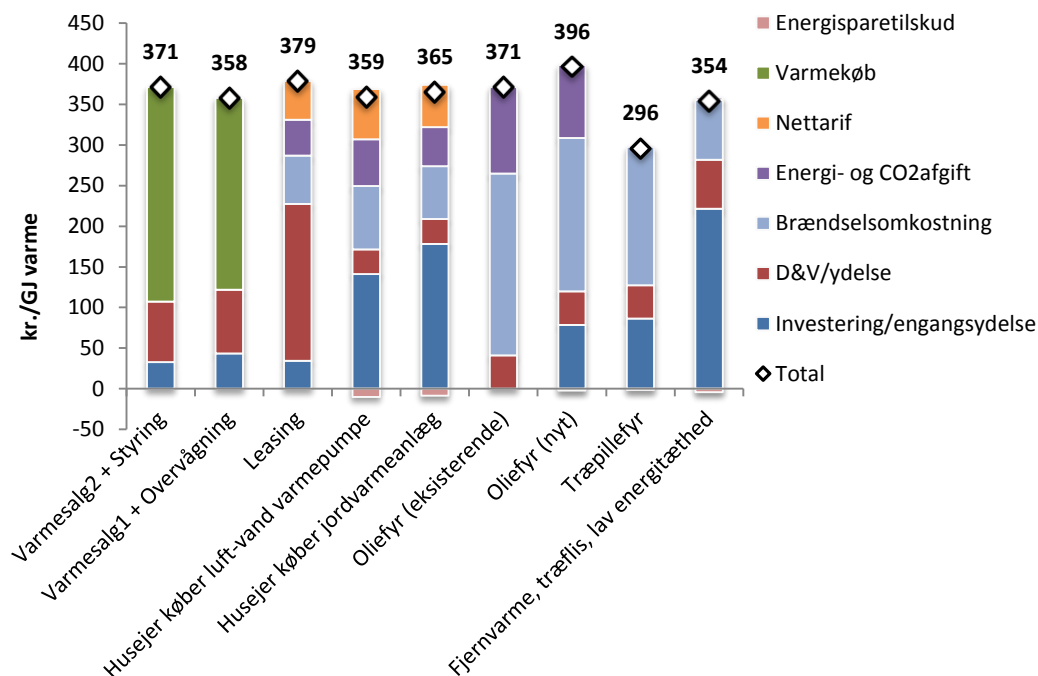
Det bør holdes for øje, at administrationsomkostninger og risiko-afdækning for koncepterne ikke er inkluderet i de viste omkostningsbaserede samfundsøkonomiske følsomhedsberegninger. Som forklaret afsnit 7.1 peger den alternative tilgang baseret på oplyste priser for forretningskoncepterne på, at de samfundsøkonomiske omkostninger ved forretningskoncepterne er nogenlunde på niveau eller højere end casen, hvor husejer selv køber varmepumpen.

8.1 Høj COP

I grundberegningen er der i de tre varmepumpe-forretningskoncepter forudsat en COP på 2,7 ud fra det, der er målt som gennemsnit for luft/vand varmepumperne i demonstrationsprojektet. Der er foretaget en følsomhedsanalyse, hvor det antages, at den gennemsnitlige COP-niveau kan øges til 3,0. Inero Energy, mener at dette ville være realistisk idet der i flere af husene i demonstrationsprojektet har været opnået et COP-niveau der ligger på ca. 3. Således har den gennemsnitlige COP for 4 ud af 18 huse været målt til 3,0 og i 1 hus været målt til 3,2. Det højere COP-niveau kan antages i følsomhedsanalysen opnået som følge af de indhentede erfaringer med bedst mulig installation, indregulering, og en mere grundig vurdering af, om husene er egnede til installation af varmepumper. Det højere COP-niveau er i følsomhedsanalysen forudsat i alle tre forretningskoncepter.

I de privatøkonomiske beregninger har det højere COP-niveau alene betydning for Leasing-konceptet, hvor forbrugeren selv afholder elforbrugsomkostningen. De samlede privatøkonomiske omkostninger for

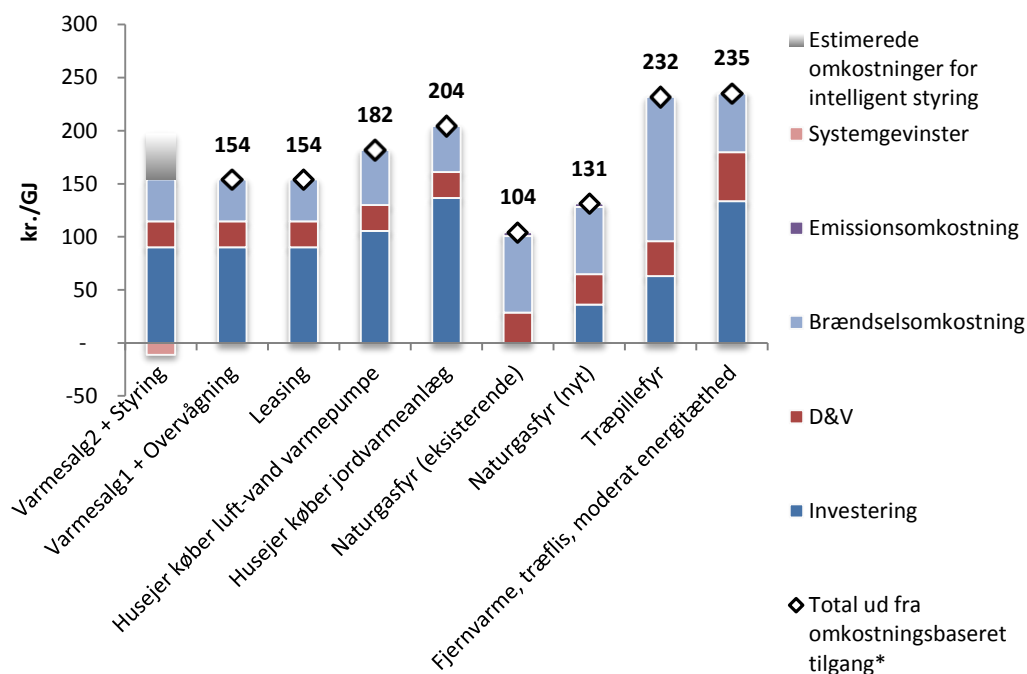
Leasing-konceptet reduceres blot med 4 % (fra 395 kr./GJ til 379 kr./GJ, se Figur 8).



Figur 8. Følsomhedsanalyse med antaget en gennemsnitlig COP på 3,0 i alle tre varmepumpe-forretningskoncepter (kun betydning for Leasing). Privatøkonomiske varmeproduktionsomkostninger ved forskellige opvarmningsformer for et hus i 2015 med eksisterende oliefyr og et standard-varmeforbrug på 18,1 MWh/år. Nettariffen angiver den gennemsnitlige privatøkonomiske nettarif for el. For andre brændsler er distributionsomkostningen inkluderet i brændselsprisen. Priserne er inkl. moms.

Derved kommer Leasing-konceptet tættere på de privatøkonomiske omkostninger for de to øvrige varmepumpe-forretningskoncepter samt på omkostningerne for et eksisterende oliefyr. Samtidig bliver Leasing-konceptet derved privatøkonomisk billigere end et nyt oliefyr. Det samme gør sig gældende for det privatøkonomiske perspektiv for huse med naturgasfyr.

I et samfundsøkonomisk perspektiv har den højere COP i følsomhedsanalysen betydning for alle tre forretningskoncepter. De samlede samfundsøkonomiske omkostninger for forretningskoncepterne reduceres dog kun med ca. 3 % (fra ca. 159 kr./GJ til ca. 154 kr./GJ for konvertering fra naturgasfyr, se Figur 9). At reduktionen ikke er større skyldes, at selve brændselsomkostningerne, som COP har indflydelse på, trods alt kun udgør en begrænset del af de samlede annuierede omkostninger, mens særligt investeringsomkostningerne udgør en væsentlig del.



Figur 9. Følsomhedsanalyse med antaget en gennemsnitlig COP på 3,0 i alle tre varmepumpeforretningskoncepter. Samfundsøkonomiske varmeproduktionsomkostninger ved forskellige opvarmningsformer for et hus i 2015 med eksisterende naturgasfyr og et standard-varmeforbrug på 18,1 MWh/år. Brændselsomkostninger inkluderer de samfundsøkonomiske distributionsomkostninger ved distribution af brændsler og el. *Ekskl. administrationsomkostninger og risikoafdækning i forretningskoncepterne.

Det ses, at en COP på 3,0 ikke vil ændre på det overordnede samfundsøkonomiske konkurrenceforhold mellem de forskellige mulige opvarmningsformer for huse med naturgasfyr. En fortsat anvendelse af naturgasfyr som opvarmningsløsning er således stadig den samfundsøkonomisk billigste løsning.

I huse med oliefyr uden for kollektiv forsyning er (luft/vand) varmepumper i grundberegningen allerede den mest samfundsøkonomisk billigste løsning. En højere COP for varmepumperne vil derfor her blot gøre varmepumperne endnu mere fordelagtige i forhold til alternativerne og vil således ikke ændre ved det overordnede billede.

Der er lavet en særskilt følsomhedsberegning af, hvad det ville betyde for den samfundsøkonomiske sammenligning af varmepumpekoncepterne, hvis der antages en COP-forbedring fra 2,7 til 2,9 alene i forretningskonceptet "Varmesalg2+Styling". Dette ud fra tesen om, at COP kan forbedres via

fjernstyret driftsoptimering ud fra vejrprognoser mv. og ved at sikre længere driftsperioder. I denne situation, ville de samfundsøkonomiske varmeproduktionsomkostninger ved dette koncept være 155 kr./GJ; dvs. ca. 3 % lavere end de 159 kr./GJ, som i grundberegningen er fundet for de to øvrige varmepumpekoncepter (med dagens priser, konvertering af huse med oliefyr).

8.2 2025-perspektiv

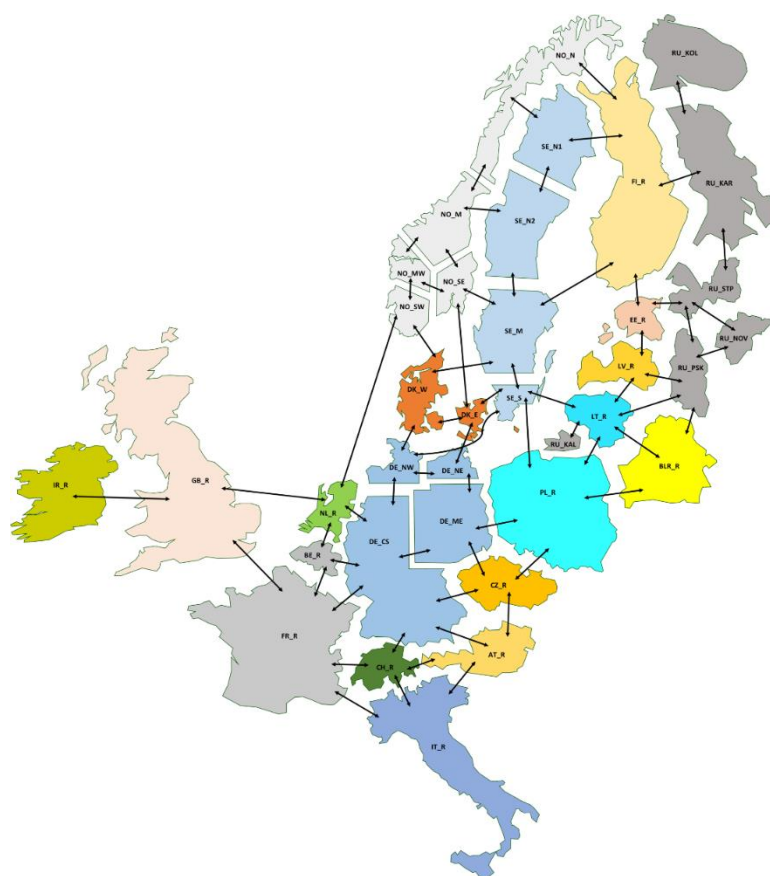
I grundberegningen er der som nævnt taget udgangspunkt i 2015-priser. I Der er dertil lavet en følsomhedsanalyse hvor der i stedet er anvendt 2025-priser. Brændselspriser og CO₂-priser for 2025 er baseret på Energistyrelsen (2014a).

Ud fra Energistyrelsens teknologikataloger²⁵ kan investeringsomkostningen for individuelle varmepumper (luft/vand og jordvarmeanlæg) forventes at være ca. 10 % lavere i 2025 end i 2015, mens der ikke forventes en prisreduktion på de øvrige opvarmningsteknologier i analysen. Dette er indregnet i følsomhedsanalysen for alle varmepumpeløsningerne. For løsningen hvor husejer selv køber en luft/vand varmepumpe betyder en 10 % reduktion at den antagne investeringsomkostning reduceres med ca. 9.000 kr. inkl. moms. Det er uvist, hvordan en fremtidig prisreduktion på varmepumperne ville blive indarbejdet i forretningskoncepterne. For at opnå konsistens i prisreduktionens effekt på varmepumpeløsningernes total-økonomi, er det her groft antaget, at engangsydelsen ville blive reduceret med ovenstående prisreduktion på ca. 9.000 kr. inkl. moms.

Elprisen i 2025 er baseret på en fremskrivning udarbejdet af Ea Energianalyse, hvor energisystem-modellen Balmorel er anvendt, som repræsenterer det integrerede el- og fjernvarmesystem. Balmorel-modellen er oprindeligt udviklet af ElkraftSystem i et projekt, primært finansieret af Energistyrelsen og er siden blevet videreudviklet i bl.a. på DTU, Ea Energianalyse og Dansk Energi.

Den anvendte modelversion repræsenterer relevante eltransmissionskoblinger til udlandet og omfatter ud over det danske energisystem også Tyskland, Norge, Sverige, Baltikum, Polen, Storbritannien, Frankrig, Østrig, Schweiz, Tjekkiet og Belgien, Nederlandene, og Luxembourg (se Figur 10). Modellens input omfatter bl.a. brændselspriser, CO₂-priser, eksisterende og planlagte kapaciteter for produktion, transmission og lager samt teknologidata, ressourcebegrænsninger og energipolitiske målsætninger.

²⁵ Energistyrelsen (2015a) og Energistyrelsen (2013).



Figur 10. Oversigt over lande i analysemodellen. Rusland, Hviderusland og Irland indgår ikke i den aktuelle analyse.

Nogle af de væsentligste grundforudsætninger for elprisfremskrivningen er angivet nedenfor:

- I årene 2016-2018 anvendes aktuelle markedsforventninger ud fra forwards i relevante markeder.
- For fossile brændsler anvendes IEA's langsigtede prisforventninger fra WEO 2014²⁶, New Policies scenariet for 2025-2040. Der regnes med, at prisen fra 2018 baseret på forwards stiger gradvist mod IEA's pris i 2025.
- For CO₂ anvendes IEA's langsigtede prisforventninger fra WEO 2014, New Policies scenariet for 2030-2040. Der regnes med, at prisen fra 2018 baseret på forwards stiger gradvist mod IEA's pris i 2030.
- Det kan nævnes, at grundbeløbet også er forudsat at ophøre fra 2018.

Den fremtidige PSO-tarif er estimeret ud fra Energinet.dk's PSO-beregningsmodel. Derudover er reguleringen forudsat uændret. Energisparetilskuddet er dermed også antaget uændret. For enkeltheds

²⁶ Prisen for kul, naturgas og CO₂, som særligt har betydning for elprisen, minder meget om priserne fra WEO2013, som brændselspriserne i Energistyrelsen (2014a) er baseret på.

skyld er der ikke forudsat forbedringer i teknologierne fra 2015 til 2025. Betydningen af en højere COP for varmepumperne er som vist i stedet undersøgt i en særskilt følsomhedsanalyse.

De anvendte energipriser og antagelser er nærmere beskrevet i afsnit 10.5. I konceptet "Varmesalg1+Overvågning" vil den tilbudte varmepris i fremtidige år følge elprisudviklingen²⁷. Det er antaget, at det samme vil gøre sig gældende for den tilbudte varmepris i konceptet "Varmesalg2+Styring".

Tabel 9 og Tabel 10 viser de forudsatte energipriser i 2025 sammenlignet med 2015-priserne og deres relative udvikling.

Tabel 9. Forudsatte energipriser i 2015 og 2025.

		Privatøkonomisk (inkl. afgifter og tariffer)		Samfundsøkonomisk (inkl. transport/nettarif og emissionsomkostninger)	
	Enhed	2015	2025	2015	2025
El*	kr./MWh	1647	1736	429	597
	kr./GJ	458	482	119	166
Olie	kr./GJ	211	240	147	180
Naturgas	kr./GJ	159	163	64	92
Træpiller	kr./GJ	109	113	109	113
Træflis	kr./GJ	43	45	47	49

*Gennemsnitlig forbrugsvægtet elpris for et standardhus med et varmeforbrug på 18,1 MWh/år og et elforbrug til varmepumpen på 6,7 MWh (COP på 2,7); hvor der betales lavere elafgift på den del af elforbruget, der overstiger 4 MWh. Nærmere baggrundsforudsætninger er angivet i afsnit 10.5.

Tabel 10. Forudsatte relative ændringer i energipriser fra 2015 til 2025.

	Privatøkonomisk (inkl. afgifter og tariffer)	Samfundsøkonomisk (inkl. transport/nettarif og emissionsomkostninger)
El	7%	39%
Olie	14%	22%
Naturgas	3%	45%
Træpiller	4%	4%
Træflis	5%	5%

2015-priser: primært baseret på statistik over observerede markedspriser.

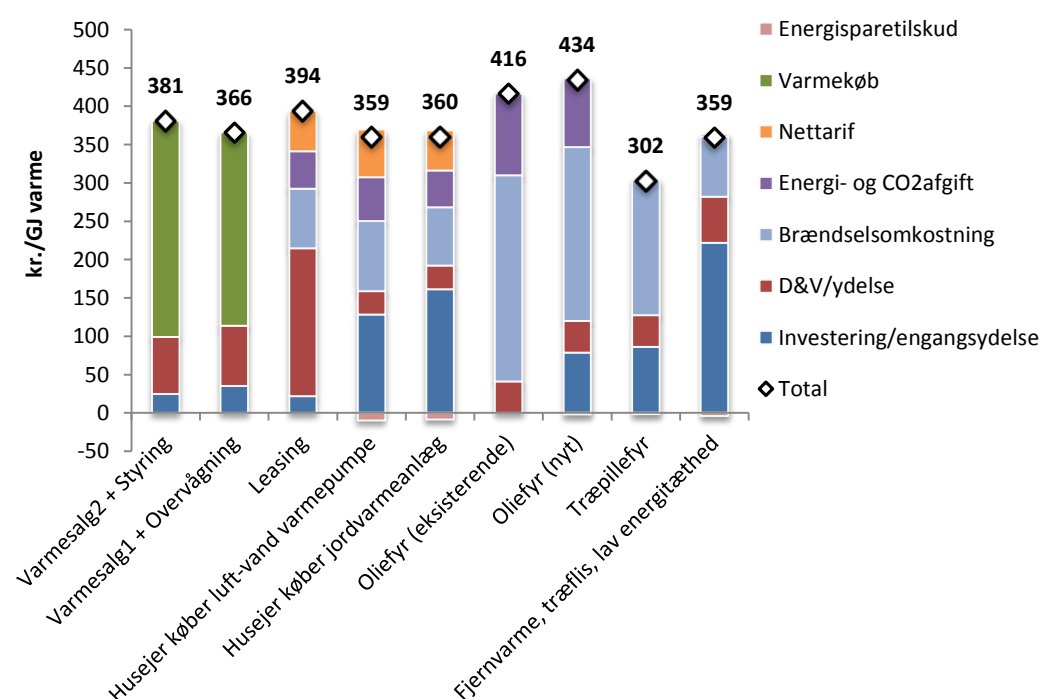
2025-priser: Energistyrelsen (2014a) anvendt for brændsler og elpris baseret på elprisfremskrivning udarbejdet af Ea Energianalyse. Nærmere baggrundsforudsætninger er angivet i afsnit 10.5.

²⁷ Insero Energy, e-mail, d. 21/10, 2015.

Som vist forventes en betydelig stigning i de samfundsøkonomiske omkostninger ved at producere el mod 2025 (39 %); primært som følge af stigning i kul og naturgasprisen og sekundært som følge af en stigning i CO2-kvotepreisen. Privatøkonomisk er elprisstigningen dog beskeden (7 %), da der er et stort konstant element fra elafgifter og tariffer og idet PSO-tariffen er antaget nedjusteret i 2025 ud fra Energinet.dk's PSO-beregningsmodel (218 kr./MWh til 139 kr./MWh), hvilket udligner en del af elprisstigningen.

Den samfundsøkonomiske naturgaspris antaget i 2025 kan ses at være betydeligt højere end i 2015 (45 %). En del af forklaringen på dette er at naturgasprisen har været særligt lav i 2015 (47 kr./GJ i ren markedspris dvs. ekskl. transportomkostninger). Privatøkonomisk er gasprisens stigning mod 2025 imidlertid beskeden (3 %); dvs. analogt til situationen for elprisen. Forklaringen er også her bl.a., at afgifter, som er forudsat uændrede, udgør en stor del af den privatøkonomiske gaspris. Derudover er gasnettet i 2025 forudsat afbetalt, således at forbrugerens betaling for gastransportomkostninger alene omfatter omkostningerne til at drive nettet.

Figur 11 viser den privatøkonomiske sammenligning med 2025-priser for huse med oliefyr.



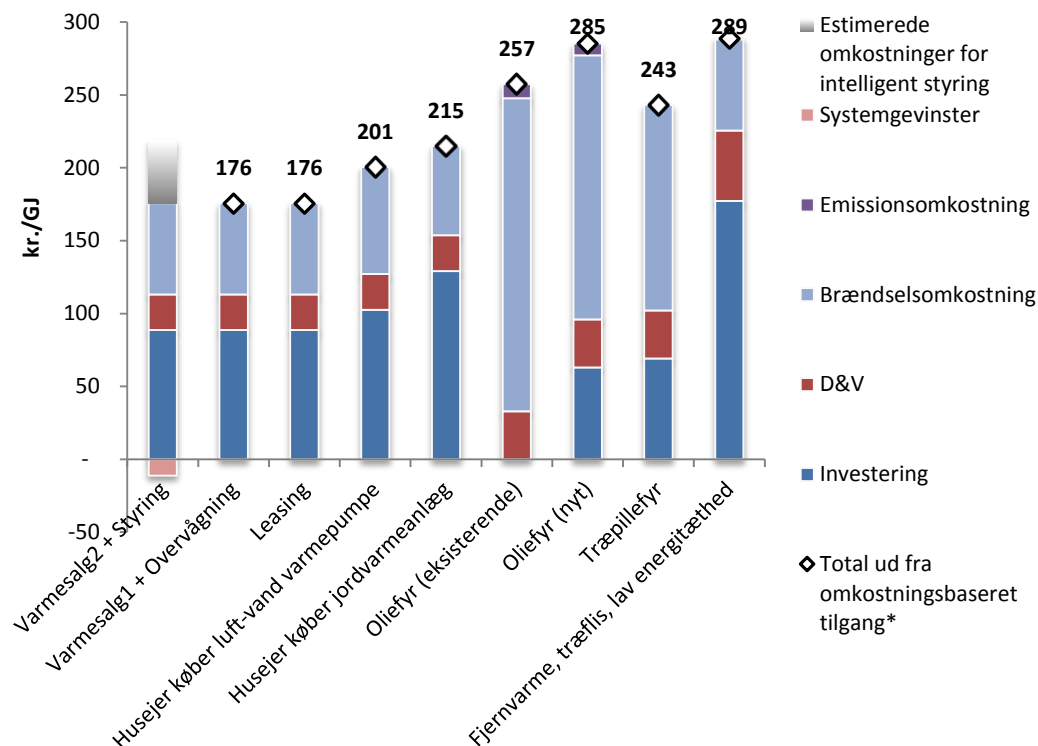
Figur 11. Følsomhedsanalyse: 2025-priser. Privatøkonomiske varmeproduktionsomkostninger ved forskellige opvarmningsformer for et hus i 2025 med eksisterende oliefyr og et standard-varmeforbrug på 18,1 MWh/år. Nettariffen angiver den gennemsnitlige privatøkonomiske

nettarif for el. For andre brændsler er distributionsomkostningen inkluderet i brændselsprisen. Priserne er inkl. moms.

Det ses, at varmepumpe-forretningskoncepterne privatøkonomisk står stærkere i 2025 forhold til oliefyr som følge af den forventede reduktion i investeringsomkostningerne for varmepumper; og idet elprisen privatøkonomisk er forudsat at stige relativt mindre end olieprisen. Således er alle varmepumpeløsningerne privatøkonomisk billigere end oliefyr i et 2025-perspektiv. Samlet set har træpillefyret imidlertid stadig de laveste privatøkonomiske omkostninger.

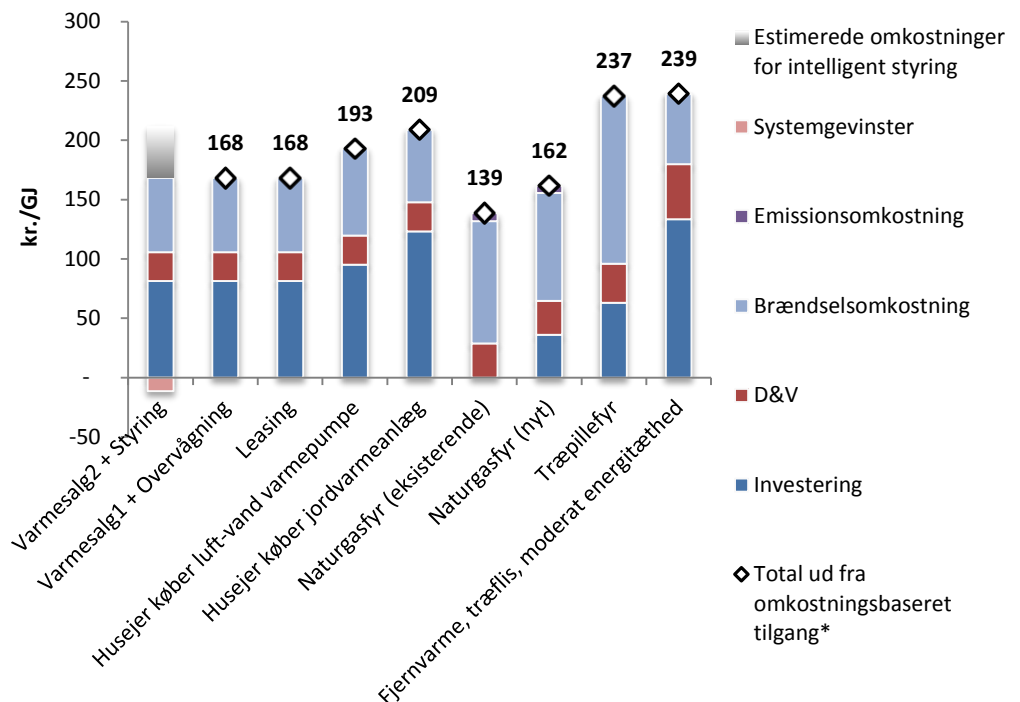
For huse med naturgasfyr er det overordnede privatøkonomiske billede uændret i 2025 i forhold til i 2015. Således udgør naturgasfyr, træpillefyr og potentielt fjervarme fortsat de billigste privatøkonomiske løsninger.

Samfundsøkonomisk står varmepumpeløsningerne i 2025 fortsat for de laveste samfundsøkonomiske omkostninger blandt opvarmningsalternativerne i huse med oliefyr (se Figur 12). Varmepumperne står imidlertid betydeligt stærkere i forhold til situationen i 2015.



Figur 12. Følsomhedsanalyse: 2025-priser. Samfundsøkonomiske varmeproduktionsomkostninger ved forskellige opvarmningsformer for et hus i 2025 med eksisterende oliefyr og et standard-varmeforbrug på 18,1 MWh/år. Brændselsomkostninger inkluderer de samfundsøkonomiske distributionsomkostninger ved distribution af brændsler og el. *Ekskl. administrationsomkostninger og risikoafdækning i forretningskoncepterne.

For huse med naturgasfyr er det med 2025-priser stadig naturgasfyr, der indebærer de laveste samfundsøkonomiske omkostninger; som vist i Figur 13). Varmepumper har fortsat de næstlaveste samfundsøkonomiske omkostninger.



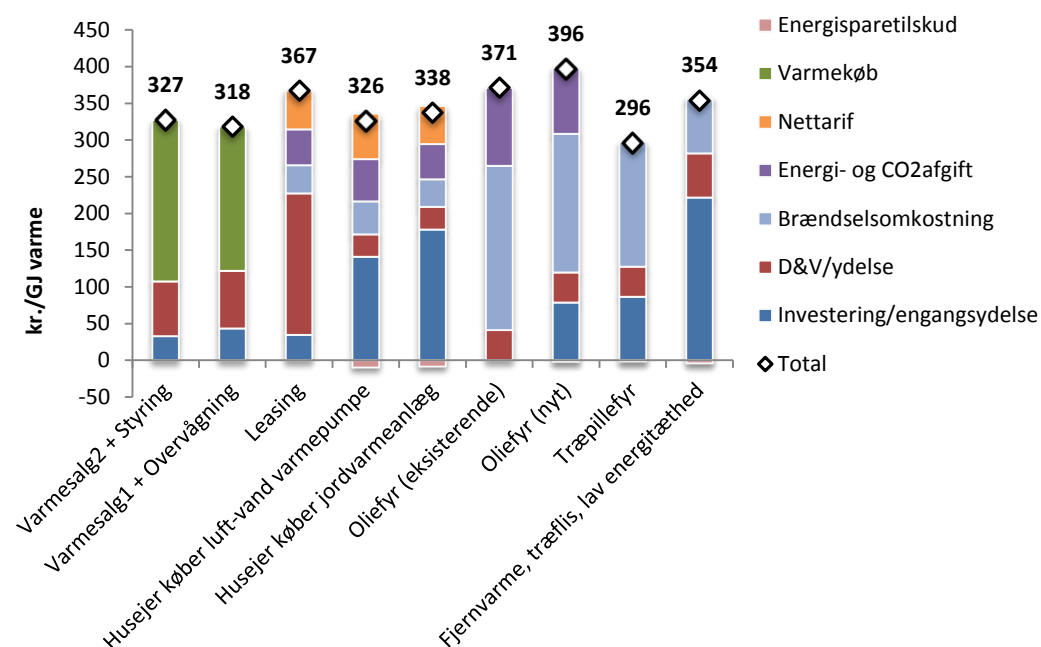
Figur 13. Følsomhedsanalyse med 2025-priser. Samfundsøkonomiske varmeproduktionsomkostninger ved forskellige opvarmningsformer for et hus i 2025 med eksisterende naturgasfyr og et standard-varmeforbrug på 18,1 MWh/år. Brændselsomkostninger inkluderer de samfundsøkonomiske distributionsomkostninger ved distribution af brændsler og el. *Ekskl. administrationsomkostninger og risikoafdækning i forretningskoncepterne.

8.3 Omlægning af PSO-tariffen

Der er foretaget en følsomhedsanalyse, hvor PSO-tariffen antages fjernet fra elprisen og i stedet omlagt til en indkomstskat. Dette har været drøftet som en mulighed i de seneste finanslovsforhandlinger. Fjernelsen af PSO-tariffen har kun betydning for den privatøkonomiske opgørelse. I følsomhedsanalysen er PSO-tariffen fjernet fra den privatøkonomiske elpris, som derved reduceres. Det resulterer i en lavere elforbrugsomkostning for varmepumpe-casene. Varmepriisen tilbudt husejeren i koncepterne.

”Varmesalg1+Overvågning” og ”Varmesalg2+Styling” er som nævnt antaget at følge elprisudviklingen og er derfor antaget nedjusteret proportionalt med den reduktion i den privatøkonomiske elpris, som PSO-fjernelsen ville betyde. Omlægning af PSO-tariffen har været diskuteret som en mulighed der kunne implementeres i nær fremtid (om nogle år). Af hensyn til transparensen af resultaterne er følsomhedsanalysen dog foretaget med udgangspunkt i 2015-priser; så det kun er dette ene forhold, der er ændret.

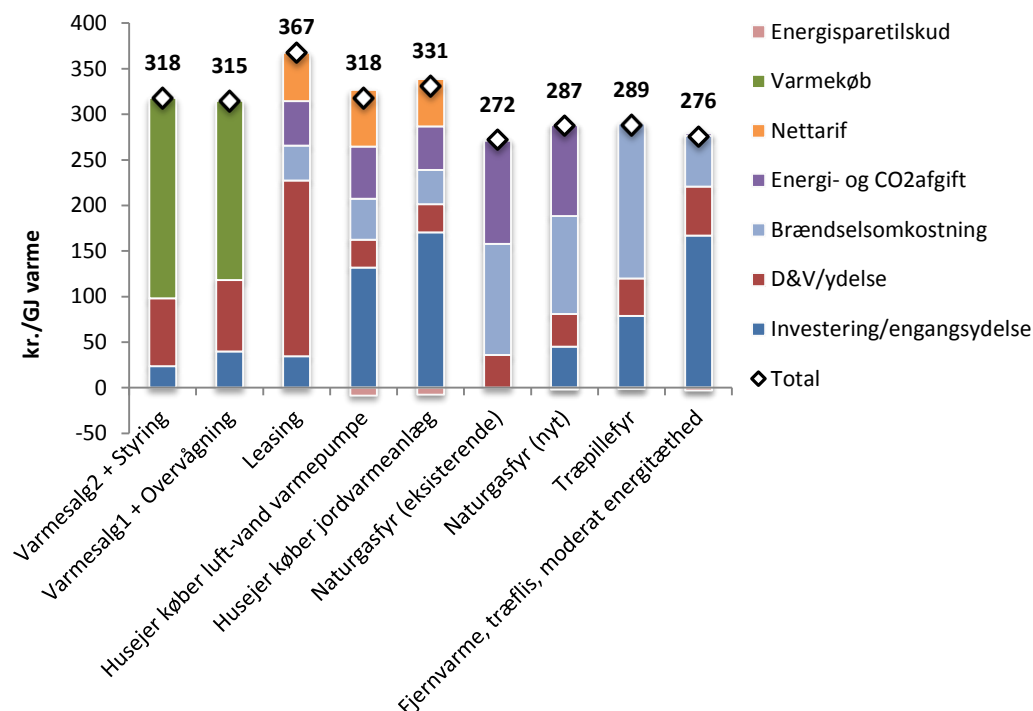
Figur 14 viser, hvordan den privatøkonomiske sammenligning af varmeløsningerne ville se ud med ovenstående PSO-omlægning og 2015-priser.



Figur 14. Følsomhedsanalyse: PSO-tarif fjernet fra elforbrugsomkostningen. Privatøkonomiske varmeproduktionsomkostninger ved forskellige opvarmningsformer for et hus i 2015 med eksisterende oliefyr og et standard-varmeforbrug på 18,1 MWh/år. Nettariffen angiver den gennemsnitlige privatøkonomiske nettarif for el. For andre brændsler er distributionsomkostningen inkluderet i brændselsprisen. Priserne er inkl. moms.

De privatøkonomiske omkostninger for alle varmepumpe-løsningerne kan ses at være reduceret en del i forhold til i grundberegningen (Figur 4). Som følge heraf har forretningskoncepterne baseret på varmesalg samt husejers eget køb af en luft/vand varmepumpe i denne følsomhedsanalyse lavere privatøkonomiske omkostninger end etablering af fjernvarme. Imidlertid er træpillefyr stadig den mest attraktive opvarmningsform.

Figur 15 viser den privatøkonomiske opgørelse for huse med naturgasfyr i følsomhedsanalysen, hvor PSO-tariffen er fjernet fra elprisen.



Figur 15. Følsomhedsanalyse: PSO-tarif fjernet fra elforbrugsomkostningen. Privatøkonomiske varmeproduktionsomkostninger ved forskellige opvarmningsformer for et hus i 2015 med eksisterende naturgasfyr og et standard-varmeforbrug på 18,1 MWh/år. Nettariffen angiver den gennemsnitlige privatøkonomiske nettarif for el. For andre brændsler er distributionsomkostningen inkluderet i brændselsprisen. Priserne er inkl. moms.

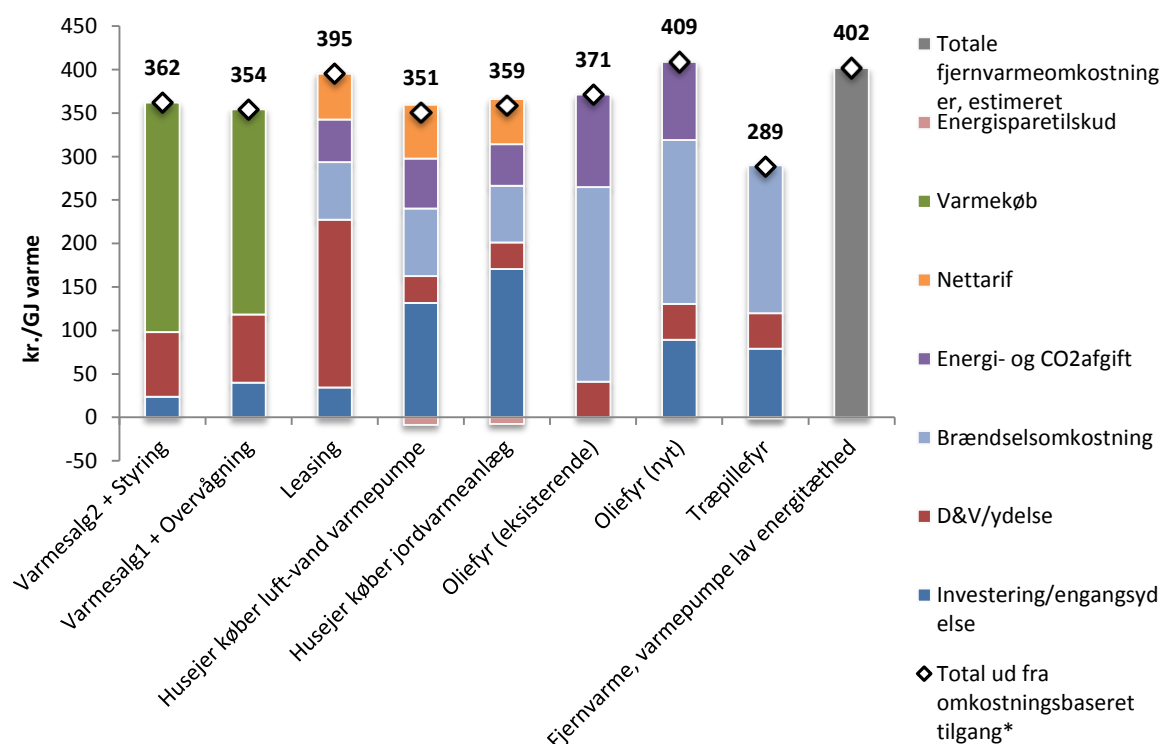
Resultatet viser, at naturgasfyr, træpiller og potentielt fjernvarme stadig har lavere privatøkonomiske omkostninger end alle varmepumpe-løsningerne (som i grundberegningen).

8.4 Varmepumpe-baseret fjernvarme

Individuelle varmepumper kan ved at bidrage til elektrificeringen af energisystemet bidrage til at reducere brændselsforbruget. Det er afgørende i forhold til den omstilling til 100 % vedvarende energi. Med dette afsæt er der lavet en følsomhedsberegning, hvor der i fjernvarme-casen antages anvendt en stor varmepumpe som grundlastenhed; frem for en træfliskedel, som forudsat i grundberegningen. Derved forudsættes der i sammenligningen også en elektrificering i fjernvarmesektoren. Følsomhedsberegningen udgør en overordnet estimering ud fra forskelle i de samlede varmeproduktionsomkostninger for en stor varmepumpe i forhold til en træfliskedel. Der er således ikke foretaget en grundig beregning, der kan vises med opdeling på omkostningskategorier, som i de øvrige resultater.

Den del af de annuierede varmeproduktionsomkostninger i fjernvarmecasen, som er betinget af valget af produktionsteknologi udgør ca. 40-45 % både i den privatøkonomiske og samfundsøkonomiske beregning (for grundberegningen med træfliskedlen som grundlast). Hvis der anvendes en stor varmepumpe i stedet for en træfliskedel som grundlast vil denne andel af de annuierede privatøkonomiske fjernvarmeomkostninger øges med omtrent 38 %. Det skyldes, at elforbruget til varmepumpen er afgiftsbelagt mens træflis er afgiftsfritaget. Det svarer til, at de samlede privatøkonomiske omkostninger for fjernvarme-casen øges fra 273-350 kr./GJ til ca. 320-408 kr./GJ²⁸ (nedre værdier afspejler fjernvarmekonvertering af huse med naturgas og øvre værdier afspejler fjernvarmekonvertering af huse med oliefyr).

Figur 16 viser, at varmepumpe-forretningskoncepterne baseret på varmesalg i denne følsomhedsbetragtning har lavere privatøkonomiske omkostninger end fjernvarme; i områder med oliefyr uden for kollektiv forsyning.

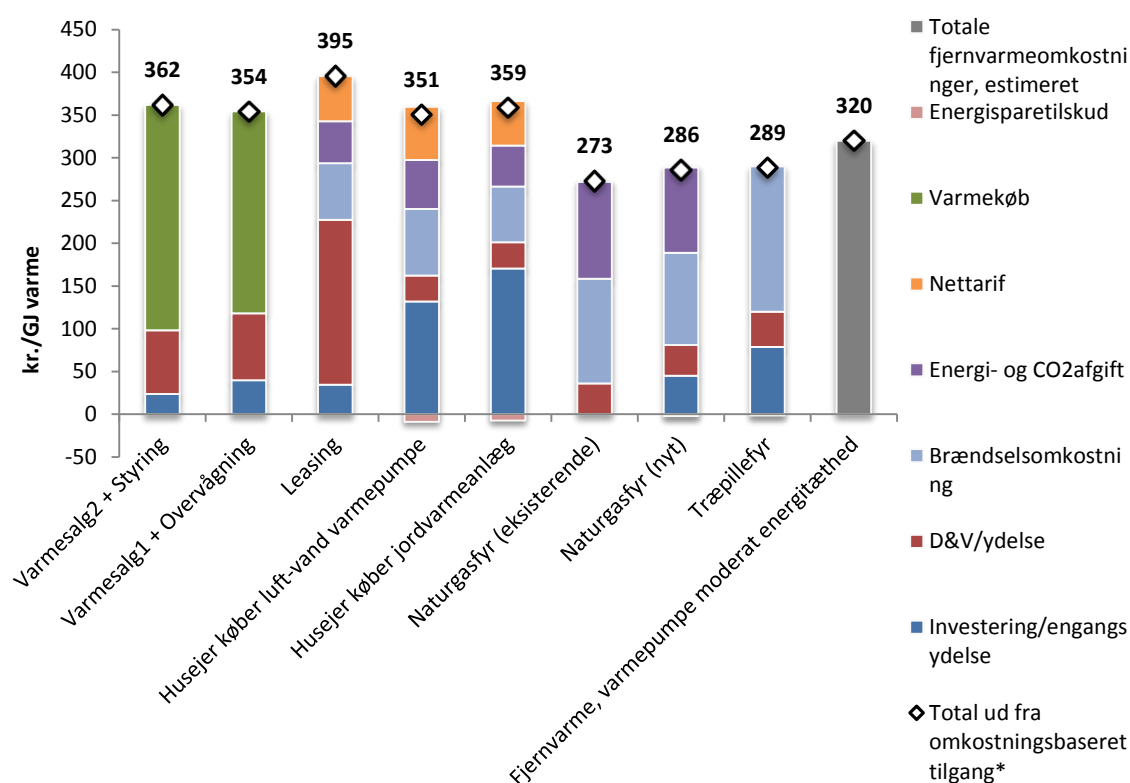


Figur 16. Følsomhedsanalyse: Fjernvarme baseret på varmepumpe som grundlast (estimat). Privatøkonomiske varmeproduktionsomkostninger ved forskellige opvarmningsformer for et hus i 2015 med eksisterende oliefyr og et standard-varmeforbrug på 18,1 MWh/år. Nettariffen

²⁸ Heri er også indregnet omkostningerne til fjernelse af eksisterende oliefyr/naturgasfyr og evt. olietank samt energisparetilskud, som ikke vil ændre sig.

angiver den gennemsnitlige privatøkonomiske nettarif for el. For andre brændsler er distributionsomkostningen inkluderet i brændselsprisen. Priserne er inkl. moms.

I naturgasområder bliver de privatøkonomiske omkostninger ved fjernvarme-casen højere end for naturgasfyr og træpillefyr, men fjernvarme er fortsat billigere end varmepumpe-løsningerne (se Figur 17).



Figur 17. Følsomhedsanalyse: Fjernvarme baseret på varmepumpe som grundlast (estimat). Privatøkonomiske varmeproduktionsomkostninger ved forskellige opvarmningsformer for et hus i 2015 med eksisterende naturgasfyr og et standard-varmeforbrug på 18,1 MWh/år. Nettariffen angiver den gennemsnitlige privatøkonomiske nettarif for el. For andre brændsler er distributionsomkostningen inkluderet i brændselsprisen. Priserne er inkl. moms.

At varmepumpe-baseret fjernvarme i naturgasområder i beregningen har lavere privatøkonomiske omkostninger end individuelle varmepumper skyldes en kombination af følgende forhold:

- 1) Netomkostningerne for etablering af fjernvarme er typisk lavere i naturgasområder og nettabet lavere (15 % vs. 20 % antaget), som følge af en højere energitæthed
- 2) Den selskabsøkonomiske elpris der betales for store varmepumper i fjernvarmeforsyningen er lavere end den privatøkonomiske elpris,

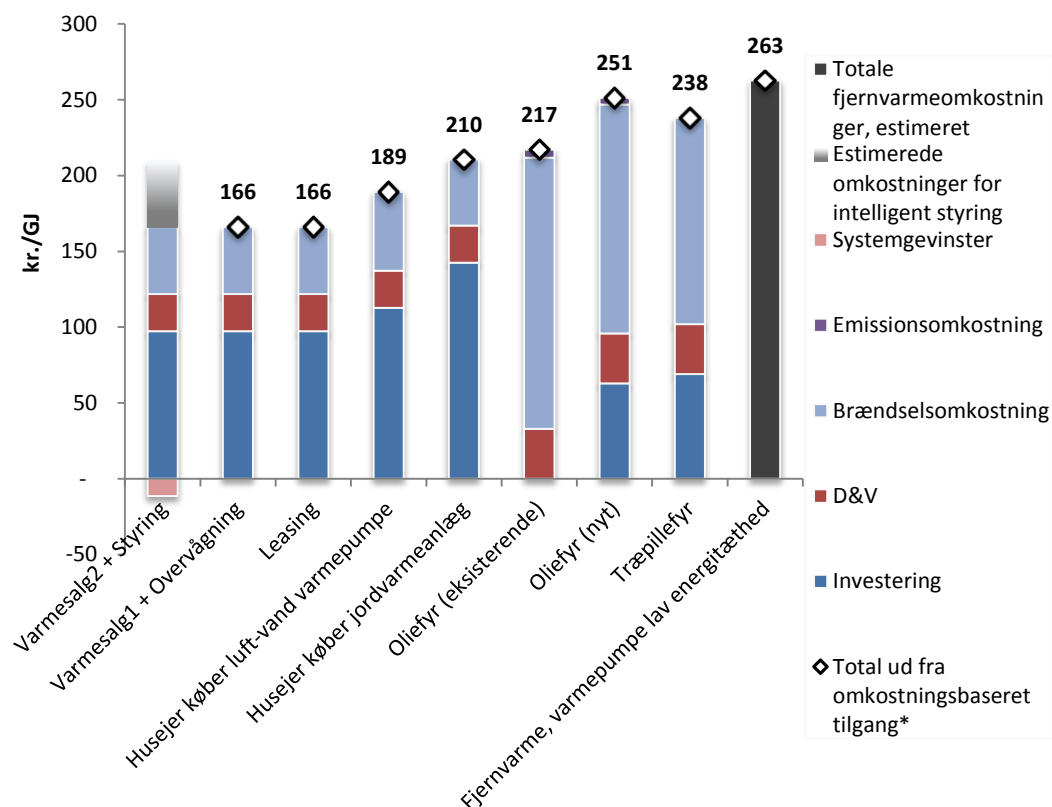
som husholdninger betaler (store elforbrugere betaler lavere net/syxstem-tariffer og abonnement end husholdninger, 114 kr./MWh vs. 411 kr./MWh og mindre mark-up i form af bl.a. administrationsomkostninger, 0,7 kr./MWh vs. 91 kr./MWh).

- 3) Der er en storskalafordele for store varmepumper til fjernvarme i forhold til individuelle varmepumper til²⁹ (de store varmepumper har desuden ifølge teknologikatalogerne en lidt længere levetid på 20 år i forhold til 15 år for de individuelle varmepumper).

I et samfundsøkonomisk perspektiv reduceres den del af fjernvarmeomkostningerne, som relaterer sig til produktionsanlægget, med omtrent 20 %, når der anvendes en varmepumpe frem for en træflis kedel (ud fra 2015-priser). Derved reduceres de samlede samfundsøkonomiske omkostninger for fjernvarme-casen fra 235-285 kr./GJ til 215-263 kr./GJ (laveste værdier afspejler fjernvarmekonvertering af huse med naturgas og højeste værdier afspejler fjernvarmekonvertering af huse med oliefyr).

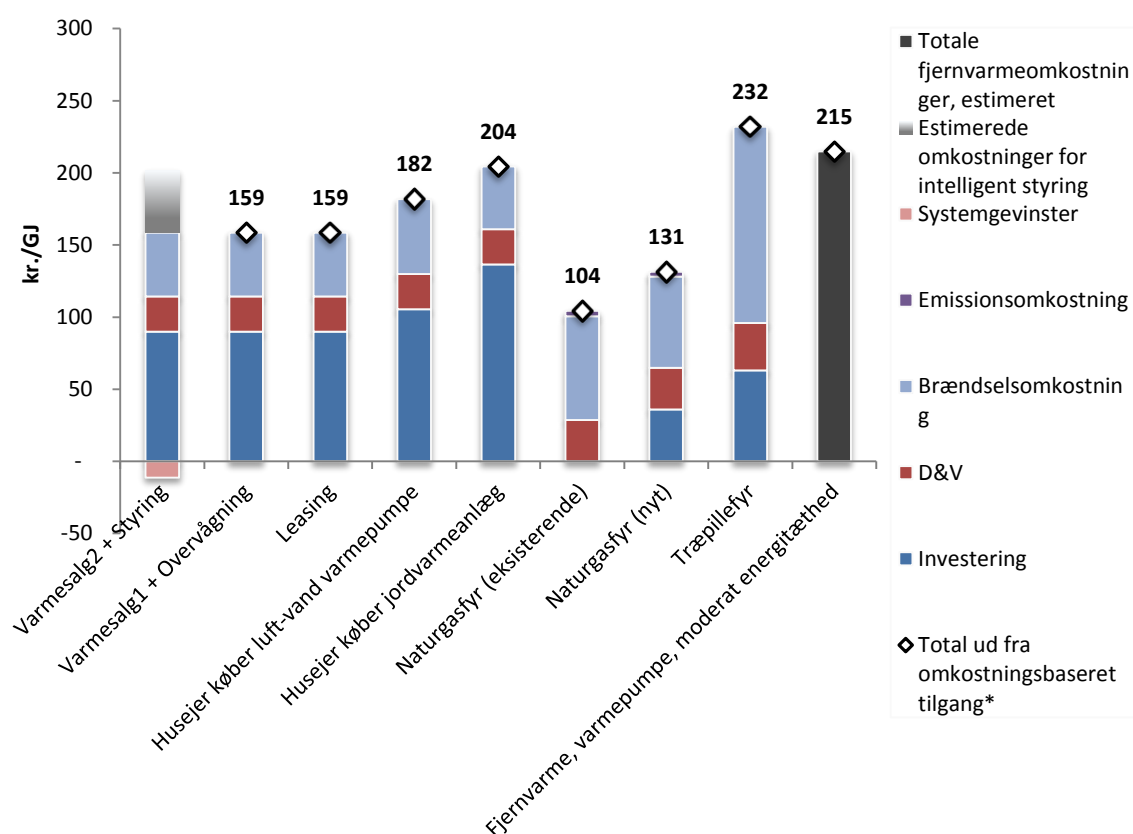
Som vist i Figur 18, er fjernvarmen imidlertid stadig dyrere samfundsøkonomisk end varmepumperne. Varmepumper er i følsomhedsanalysen således fortsat de samfundsøkonomisk mest attraktive opvarmningsløsninger i huse med oliefyr (uden for kollektiv forsyning).

²⁹ Ca. 5,4 mio. kr./MW-varme for en stor varmepumpe i flg. Energistyrelsen (2015) i forhold til ca. 6,7 mio. kr./MW-varme for en individuel varmepumpe i varmepumps-koncepterne; efter indregning af den antagne storindkøbsfordel (ca. 8,0 mio kr./MW uden storindkøbsfordelen).



Figur 18. Følsomhedsanalyse: Fjernvarme baseret på varmepumpe som grundlast (estimat). Samfundsøkonomiske varmeproduktionsomkostninger ved forskellige opvarmningsformer for et hus i 2015 med eksisterende olieforbruger og et standard-varmeforbrug på 18,1 MWh/år. Brændselsomkostninger inkluderer de samfundsøkonomiske distributionsomkostninger ved distribution af brændsler og el. *Ekskl. administrationsomkostninger og risikoafdækning i forretningskoncepterne.

I huse med naturgasfyr er fjernvarmecasen i følsomhedsanalysen også samfundsøkonomisk dyrere end de individuelle varmepumpeløsninger. Naturgasfyr har imidlertid stadig endnu lavere samfundsøkonomiske omkostninger.



Figur 19. Følsomhedsanalyse: Fjernvarme baseret på varmepumpe som grundlast (estimat). Samfundsøkonomiske varmeproduktionsomkostninger ved forskellige opvarmningsformer for et hus i 2015 med eksisterende naturgasfyr og et standard-varmeforbrug på 18,1 MWh/år. Brændselsomkostninger inkluderer de samfundsøkonomiske distributionsomkostninger ved distribution af brændsler og el. *Ekskl. administrationsomkostninger og risikoafdækning i forretningskoncepterne.

9 Diskussion og perspektivering

9.1 Samfundsøkonomi versus privatøkonomi

Analysen peger på (luft/vand) varmepumper som den mest samfundsøkonomisk attraktive opvarmningsløsning i huse med oliefyr uden for kollektiv forsyning. Imidlertid kan varmepumperne ikke konkurrere med træpillefyr. Det skyldes, at varmepumper med gældende regulering er pålagt betydelige elafgifter og tariffer mens træpiller (og anden biomasse) er afgiftsfritaget. Hvis det ønskes, at varmepumper skal spille en større rolle som opvarmningsform i områder uden adgang til fjernvarme eller naturgas, bør det undersøges om reguleringen kan tilpasses, så varmepumper bliver privatøkonomisk mere attraktive sammenlignet med træpillefyr.

Uoverensstemmelsen mellem det samfundsøkonomiske og privatøkonomiske billede er særligt problematisk, i betragtning af, at individuelle varmepumper har en vigtig rolle i forhold til at bidrage til elektrificeringen af varmesektoren og reducere brændselsforbruget i energisystemet. I et langsigtet perspektiv mod 100 % vedvarende energi bør biomasse-ressourcerne desuden prioriteres til de anvendelser, hvor det er vanskeligt at finde alternativer; så som til fremstilling af biobrændstoffer til fly- og skibstransport; hvilket bl.a. ikke omfatter individuel opvarmning. Det afspejles bl.a. i Energistyrelsens energiscenarier (Energistyrelsen, 2014b), hvor der ikke indgår træpillefyr til individuel opvarmning i 2050, men stort set kun varmepumper (og en mindre andel solvarme).

Biomasse-baseret fjernvarme er ligesom træpillefyr afgiftsfritaget med gældende regulering. Derved kommer, biomasse-baseret fjernvarme til at stå privatøkonomisk/selskabsøkonomisk stærkere i forhold til individuelle varmepumpe, end det som de samfundsøkonomiske omkostninger berettiger. Derved risikeres det, at fjernvarmen i nogle områder udvides til fordel for individuelle varmepumper, hvor der ikke er samfundsøkonomisk grundlag for det.

Det kan også bemærkes, at varmepumper med dagens priser og regulering har privatøkonomiske omkostninger på niveau med et eksisterende oliefyr, og ikke meget lavere end et nyt oliefyr. Det skaber ikke et stærkt økonomisk incitament for husejere til at skifte oliefyret ud med en varmepumpe. Det bør også inddrages i overvejelserne omkring den fremtidige reguleringen.

Analysen peger ikke direkte på et samfundsøkonomisk grundlag for at fremme varmepumper i huse med naturgasfyr. Imidlertid peger resultaterne på, at varmepumpe-forretningskoncepterne næst efter naturgasfyr er det mest attraktive samfundsøkonomiske opvarmningsløsninger (blandt de analyserede). I et langsigtet perspektiv, hvor de fossile brændsler i energisystemet skal udfases, er konvertering af naturgasfyr til varmepumper derfor samfundsøkonomisk fornuftigt.

9.2 Andre aspekter set fra et forbrugerperspektiv

Som beskrevet i brugerundersøgelsen fra Niras (2015), er en forbrugers valg af opvarmningsløsning ikke alene baseret på en total-økonomisk betragtning. Der vil også indgå en række andre forhold i overvejelserne, og det vil være subjektivt, hvordan disse vægtes i forhold til hinanden.

Eksempelvis kræver træpillefyr at husejeren løbende sørger for at fylde nye træpiller på træpillefyret, mens en varmepumpe blot skal være tilsluttet strømforsyningen. Dertil vil et træpillefyr kunne afgive støv i fyrrummet i modsætning til en varmepumpe. Omvendt kan nogle forbrugere opleve støjgener ved luft/vand varmepumper, som nævnt i de øvrige delrapporter.

Samtidig er de privatøkonomiske omkostninger for flere af opvarmningsløsningerne ikke så langt fra hinanden; fx varmepumper versus olieforbrændere og naturgasfyr versus træpillefyr. I disse tilfælde vil andre forhold end økonomi særligt kunne spille ind på forbrugerens valg af opvarmningsløsning.

Set fra forbrugerens side har alle forretningskoncepterne den fordel, at de reducerer investeringsomkostningen *up-front* i forbindelse med anskaffelsen af en varmepumpe; fra ca. 100.000 kr. til 22.500-35.000 kr. afhængig af konceptet. Dette vil for mange forbrugere i sig selv være med til at gøre det mere attraktivt at vælge en varmepumpe. Dette aspekt indfanges ikke i de annuierede total-økonomiske omkostninger i nærværende analyse.

I alle forretningskoncepterne er forbrugeren også sikret i mod at skulle dække pludselige udgifter til reparation og udskiftning af reservedele på varmepumpens udedel (fordamper mv.). I konceptet "Varmesalg2+Styring" er forbrugeren derudover også sikret i mod at skulle dække udgifter tilsvarende udgifter på varmepumpens indedel. Det vil formentlig opleves som en tryghed for forbrugeren, som i sig selv har en værdi.

Det bør nævnes, at varmepumpekoncepterne baseret på varmesalg fjerner husejerens risiko i forhold til at opnå en fornuftig COP for varmepumpen. Det

skyldes, at husejeren betaler en fast varmepris uanset hvilken COP, der opnås ved driften i praksis, mens omkostningen for varmepumpens elforbrug afholdes af service-provider (efter kompenseringen som husejeren modtager). Dette adskiller sig fra Leasing-konceptet, hvor husejeren selv betaler for elforbruget til varmepumpen. Denne fordel ved koncepterne baseret på varmesalg er ikke indregnet i den økonomiske analyse.

I forbindelse med en sammenligning af forretningskoncepterne skal det understreges, at de forskellige forretningskoncepter henvender sig til forskellige segmenter. De bør derfor ses som koncepter, der kan understøtte hinanden i forhold til at gøre varmepumper mere attraktive for forbrugerne. Brugerundersøgelsen foretaget af Niras (2015) viser dog, at den primære målgruppe for forretningskoncepterne generelt set udgøres af boligejere, som ikke interesserer sig for varmeteknik men som ønsker en bekvem, fremtidssikret og driftssikker varmeløsning.

Afhængig af det konkrete hus kan installation af en varmepumpe kræve efterrenovering af huset og ændringer i varmefordelingssystemet (fx udskiftning af radiatorer for at sikre større overfladeareal pga. den lavere fremløbstemperatur ved skift til en varmepumpe) (COWI, 2012). I nærværende økonomiske analyse er der taget udgangspunkt i de huse, hvor dette ikke er nødvendigt. I ældre dårligt isolerede huse, kan de nødvendige meromkostninger til efterisolering og udskiftninger af centralvarmesystemet være så omfattende at valget af en varmepumpe er økonomisk udelukket.

9.3 Virkningsgraden (COP) for varmepumperne

I nærværende økonomiske analyse er der taget udgangspunkt i gennemsnitlige virkningsgrader målt fra varmepumpe-installationerne i demonstrationsprojektet. Dette er nyt i forhold til andre analyser, der ofte baserer sig på COP'er fra teknologikataloger eller antagne COP-niveauer. De målinger der frem til dette tidspunkt har været gennemført i demonstrationsprojektet har peget på en COP på 2,7 for luft/vand varmepumper i gennemsnit (baseret på i alt 34 varmepumpeinstallationer, overvejende præget af radiatorvarme). Det er væsentligt lavere end det COP-niveau der fx er angivet i de nyeste teknologikatalog som er under høring: her er angivet en gennemsnitlig COP på 3,25 for luft/vand varmepumper i eksisterende enfamiliehuse med radiatorvarme. Det antagne COP-niveau er væsentligt at have for øje, når der sammenlignes med andre analyser på området. Følsomhedsanalysen med antagelse om 3,0 for alle varmepumpe-forretningskoncepter viser dog, at en ændring fra 2,7 til 3,0 ikke ændrer ved det overordnede privat-økonomiske eller samfundsøkonomiske billede.

Målingerne fra demonstrationsprojektet indikerer, at COP kan forbedres ved at sikre den rette installation og indregulering af varmepumpeanlægget; her fra ca. 2,3 til 2,7; dvs. ca. 17 %, når der sammenlignes med målte COP'er fra det tidligere ForskEl-projekt "Styr din varmepumpe". I demonstrationsprojektet er dette COP-løft opnået ved at en service-provider varetager udvælgelsen og dialogen med installatør og på den måde er med til at sikre en høj kvalitet i installation og indregulering. Erfaringen fra demonstrationsprojektet indikerer, at det er vigtigt generelt at højne kompetenceniveauet blandt installatører.

Det skal nævnes, at der er fundet store variationer i det COP-niveau der er målt i de enkelte huse; fx fra 2,1 til 3,2 i konceptet "Varmesalg1+Overvågning". COP-variationerne forklares angiveligt af forskelle i isoleringsgraden, varmefordelingssystemet og brugeradfærden³⁰. Det viser, at total-økonomien for en varmepumpe-installation vil afhænge af det konkrete hus og den konkrete forbruger. Den økonomiske analyse tager udgangspunkt i gennemsnitlige værdier og har til hensigt at indikere et repræsentativt niveau for varmepumperne som helhed.

9.4 Aspekter omkring fleksibel varmepumpedrift

Hvis det samfundsøkonomiske systemgevinster fra intelligent drift af individuelle varmepumper skal realiseres kræver det, at disse også er privat- og selskabsøkonomisk rentable at forfølge. Det kræver således, at eventuelle meromkostninger til hardware (målerudstyr mv.) samt abonnementsomkostninger til timeaflysning og afregning hos de lokale netvirksomheder ikke overstiger den gevinst som forbruger eller service-provider kan indhente ved den fleksibel drift.

Ud fra andre studier er der anslået en potentiel samfundsøkonomisk systemgevinst på ca. 700 kr. per varmepumpe per år i gennemsnit. De nuværende omkostningerne for at muliggøre timeafregning mv. synes dog i bedste fald at være på niveau med systemgevinsten. Det udgør en barriere for at kunne realisere fleksibel drift af varmepumperne og derved opnå de systemmæssige gevinster. Desuden er det erfaret, at der er stor variation i omkostningen afhængig af hvilken aftale, der kan opnås ved det givne netselskab. Således har OK Energy erfareret et niveau, der svarer til knap 700 kr./år, mens Insero Energy har rapporteret omkostninger på omkring 2.000-

³⁰ Jo bedre isolering desto lavere fremløbstemperatur er nødvendig og derved desto højere COP er muligt. Jo større andel gulvvarme i forhold til radiatorvarme desto lavere fremløbstemperatur er mulig og radiatorer med større overfladearealer muliggør også lavere fremløbstemperatur.

75 | Økonomisk analyse af forretningskoncepter for varmepumper, Tværgående analyse i projektet: Demonstrationsprojekter om varmepumper eller andre VE-baserede opvarmningsformer - 18-12-2015

5.000 kr./år (Insero Energy & Brædstrup fjernvarme, 2015). Det bør undersøges, hvad det rigtige omkostningsniveau for timeafregning er, og man kan overveje at regulere, hvor meget dette må koste.

De forudsatte samfundsøkonomiske gevinster ved fleksibel varmepumpedrift er baseret på Smart Energy analysen udarbejdet af Dansk Energi, hvor det er forudsat, at forbrugeren accepterer et indetemperaturspænd på 20-23 °C. Det er med til at give den fornødne fleksibilitet i varmepumpedriften, så varme kan lagres intelligent i bygningskonstruktionen. Forbrugerens komfort-præferencer er meget individuelle og nogle forbrugere kan muligvis opleve dette som et tab i komfortniveau i forhold til at kunne opretholde en ønsket indetemperatur mere præcist. Ændringer i oplevet komfort er ikke værdisat i de samfundsøkonomiske gevinster.

Gas-hybrid-konceptet er som nævnt ikke behandlet i den økonomiske analyse, da man pga. udfordringer opstået i demonstrationsprojektet, har valgt ikke at gå videre med dette koncept. Barriererne bestod bl.a. i vanskeligheder med at kunne få den eksisterende gaskedel til at kommunikere med varmepumpen og at VP at boliger ikke kan registreres som elopvarmede, når der er en gasinstallation i huset og derved ikke kan modtage lavere elafgift på den del af elforbruget, der overstiger 4.000 kWh/år. Gas-hybrid-konceptet kan blive relevant, hvis de identificerede barrierer kan overkommes. Det ville for det første øge COP for varmepumpen, idet brugsvandsopvarmningen kunne overlades til gasfyret og idet brug af elpatronen i spidslastperioder kunne undgås. Derudover ville hybrid-konceptet forbedre varmepumpens muligheder for at kunne undgå timer med høje elpriser og høj belastning i systemet.

9.5 Incitament til fleksibel drift

De forskellige varmepumpe-løsninger der er analyseret varierer med hensyn til hvilke muligheder de giver for fleksibel varmepumpe-drift. I situationen hvor en husejer selv køber en varmepumpe på traditionel vis, vil varmepumpen som udgangspunkt ikke blive styret fleksibelt i forhold til elsystemet. Hvis varmepumpen skal kunne køres fleksibelt i forhold til elspotpriser kræver det, at der installeres en fjernaflæst måler der muliggør timeafregning, at der betales de nødvendige abonnementsomkostninger til netselskabet for timeafregning. Derudover skal husejeren sørge for at anskaffer sig det nødvendige styringsudstyr, i det omfang, at dette ikke er integreret i varmepumpen. Hvis varmepumpen skal kunne agere på regulerkraftmarkedet, skal kræver det at varmepumperne puljes til et samlet forbrug på 10 MW. Sidstnævnte kræver involvering af en aggregator, der kan

varetage driften af et større antal varmepumper. Med tanke på den begrænsede gevinst forbrugeren vil kunne hente på spot- og regulerkraftmarkedet, er det tvivlsomt, hvor mange forbrugere der selv vil tage initiativ til at sikre fleksibel drift af varmepumperne. Det samme gælder Leasing-konceptet, hvor husejeren selv står for driften af varmepumpen.

I modsætning hertil er fleksibel styring af varmepumpen i forhold til elsystemet netop som en del konceptet "Varmesalg2+Styring"; herunder fleksibel drift i forhold til elspotpris-variationer (og forbedret COP-niveau ved styring ud fra vejrpogoser mv. samt sikring af længere kørselsperioder). Fra et systemperspektiv er dette koncept således fordelagtigt, da fleksibel drift sikres af varmepumpeinstallationerne.

I konceptet "Varmesalg1+Overvågning" er fleksibel varmepumpedrift p.t. fravalgt, da de samlede omkostninger til timeaflesning og -afregning overstiger den forventede gevinst, der ville kunne hentes på elspotmarkedet. Hardwaren anvendt i dette koncept er dog forberedt til at kunne understøtte fleksibel varmepumpedrift, hvis dette bliver selskabsøkonomisk attraktivt i fremtiden. I et fremtidsperspektiv vil dette koncept således potentielt også kunne være med til at understøtte en fleksibel drift af varmepumperne.

Der kan nævnes, at hvis en given systemgevinst ikke skulle blive afspejlet i tilsvarende lavere priser til forbrugeren; og hvis den fleksible drift skulle resultere i et oplevet komforttab, kan man risikere, at dette vil opleves som en gene for husejeren. I den situation, hvor husejeren selv afholder omkostningen til varmepumpens elforbrug vil husejeren til gengæld også selv kunne indhente den privatøkonomisk gevinst af en fleksibel drift af varmepumpen direkte. Man kan forestille sig, at husejeren i denne situation i højere grad vil opleve ejerskab over driften og mindre gene ved eventuelle komfortmæssige udsving. Service-provider kan dog vælge at overføre en del af systemgevinsten til forbrugeren. Inero Energy oplyser fx, at eventuelle fremtidige systemgevinster i deres koncept vil blive afspejlet i en lavere varmepris til forbrugeren. Det samme kunne være tilfældet for konceptet "Varmesalg2+Styring".

10 Litteratur

BYG-DTU (2004). Kedeffektiviteter for oliefyr og naturgaskedler i enfamiliehuse.

Catalyst Strategy Consulting (2013). Nye forretningsmodeller til acceleration af varmepumpe-ordning.

Dansk Energi og Energinet.dk (2015). Smart Energy – Hovedrapport.

COWI (2012). Afdækning af potentiale for varmepumper til opvarmning af helårshuse i Danmark til erstatning for oliefyr, udarbejdet for Energistyrelsen.

Ea Energianalyse (2012). Energistrategi for Gladsaxe Kommune - Baggrundsrapport.

Energinet.dk (2015). Markedsmodel 2.0 – Teknisk baggrundsrapport.

Energinet.dk (2015). Energikoncept 2030.

Energistyrelsen (2015a). Opdateret kapitel om individuelle varmepumper til teknologikataloget ” Technology Data for Energy Plants, Individual Heating Plants and Energy Transport”, under høring, oktober, 2015.

Energistyrelsen (2015b). Technology Data for Energy Plants - Generation of Electricity and District Heating, Energy Storage and Energy Carrier Generation and Conversion.

Energistyrelsen (2014a). Forudsætninger for sumfundsøkonomiske analyser på energiområdet, december, 2014.

Energistyrelsen (2014b). Energiscenarier – energiscenarier frem mod 2020, 2035 og 2050.

Energistyrelsen (2013). Technology Data for Energy Plants, Individual Heating Plants and Energy Transport.

Energistyrelsen (2010). Varmepumper i helårshuse, barrierer og erfaringer blandt danske husejere .

Energitilsynets gasprisstatistik, Kvartalspriser for husholdninger fra 2009-2015.

Energi og olieforum: www.Eof.dk

Energinet.dk's PSO-beregningsmodel:

(<http://www.energinet.dk/DA/EI/Engrosmarked/Tariffer-og-priser/PSO-tariffen/Sider/Beregn-PSO-tariffen.aspx>).

Exergi Partners (2015a). Salg af varme fra individuelle varmepumper. Analyse af varmepumpers faktiske driftsforhold og muligheder for forbedret effektivitet via koordineret udrulning og drift. Delrapport i demonstrationsprojekt for Energistyrelsen om udbredelse af varmepumper eller andre VE-baserede opvarmningsformer.

Exergi Partners (2015b). Fjernvarme uden rør. Fjernvarmeselskab som leverandør af varme og services, i områder uden kollektiv varmeforsyning. Delrapport ifm. i demonstrationsprojekt for Energistyrelsen om udbredelse af varmepumper eller andre VE-baserede opvarmningsformer.

Insero Energy & Brædstrup fjernvarme (2015). Demonstrationsprojekt med ny VE-baseret varmeforsyning i en hel by. Delrapport i opgave for Energistyrelsen om gennemførelse af demonstrationsprojekter om varmepumper eller andre VE-baserede opvarmningsformer.

Insero Energy (2015). Demonstrationsprojekt om luft/vand varmepumper med eksisterende gaskedel som "lager".

NEAS Energy mf. (2014). READY - Smart Grid Ready VPP Controller for Heat Pumps". Slutrapport til ForskEl.

Niras (2015). Hjemlig varme – Bruger undersøgelse af demonstrationsprojekter for VE-baserede opvarmningsformer.

OK Energy (2015). Demonstrationsprojekt med VE-baseret varmeforsyning i hele Danmark. Områder uden for kollektiv forsyning. Delrapport i opgave for Energistyrelsen om gennemførelse af demonstrationsprojekter med varmepumper eller anden VE-baseret opvarmning.

Dansk Fjernvarme (2014). Fjernvarmeprisen 2014, 23. september 2014.

Dansk Energis elprisstatistik (på Energitilsynets hjemmeside:
<http://energitilsynet.dk/>).

ForskEl. Resultater fra ForksEL-projektet 'Styr din varmepumpe'.

PlanEnergi (2012). Fjernvarmeudvidelser (herunder kapitlet "Konvertering fra individuel oliefyring til fjernvarme").

PlanEnergi (2013). "Varmeplan for skive kommune" (herunder fjernvarmekonvertering af områder med naturgasfyr).

TREFOR (2015). Demonstrationsprojekt med fælles brine. Delrapport under demonstrationsprojekter om varmepumper eller andre VE-baserede opvarmningsformer.

Bilag: Forudsætninger

10.1 Annuiserede varmeproduktionsomkostninger

Tabel 11 og Tabel 12 viser de resulterende annuiserede privat-økonomiske omkostninger for de forskellige opvarmningsformer/koncepter i grundberegningen, hvor der er anlagt et her-og-nu-perspektiv.

Tabel 11. Annuiserede privat-økonomiske omkostninger i 2015 ved forskellige opvarmningsformer for et standardhus (18,1 MWh varme/år) med eksisterende oliefyr.

Kr./år	Varmesalg2 + Styring	Varmesalg1 + Overvågning	Leasing	Husejer køber luft-vand varmepumpe	Husejer køber jordvarmeanlæg	Oliefyr (eksisterende)	Oliefyr (nyt)	Træpillefyr	Fjernvarme, træflis, lav energitæthed
Investering ^a	2.145 ^c	2.961 ^c	2.249	9.185	11.610	-	5.123	5.627	14.444
Energisparetilskud	^b	^b	^b	-653	-559	-	-135	-102	-263
Fast D&V/ydelse	4.850	5.100	12.572	2.000	2.000	2.684	2.684	2.684	3.919
Brændselsomkostning (inkl. PSO-tarif)			4.316	5.067	4.238	14.571	12.301	11.074	4.798
Energi- og CO2-afgift	-	-	3.184	3.738	3.126	6.937	5.857	-	182
Nettarif	-	-	3.444	4.042	3.381	-	-	-	-
Varmekøb	17.195	15.385							
Total	24.190	23.446	25.765	23.381	23.796	24.193	25.830	19.282	23.079

^a Investeringsomkostninger er annuieret ud fra en real rente på 4 % og den tekniske levetid for det/de konkrete anlæg.

^b Energisparetilskud modtages af service-provider og er allerede indregnet i de tilbudte priser til forbrugeren.

^c I forretningskonceptet "Varmesalg2+Styring" er der indregnet udskiftning af varmepumpen efter den forventede levetid på 15 år uden meromkostning for husejer (Exergi Partners, 2015b). På denne baggrund er der i annuieringen antaget en højere økonomisk levetid på 30 år for engangsydelsen. Tilsvarende er der i konceptet "Varmesalg1+Overvågning" indregnet udskiftning af udedelen efter 15 år uden meromkostning for husejer. Derfor er der her også anvendt en levetid på 30 år for engangsydelsen. En forventet investering i en ny indedel for varmepumpeanlægget på ca. 22.000 kr. inkl. installation og moms efter 15 år er også indregnet i konceptet "Varmesalg1+Overvågning".

Tabel 12. Annuiserede privat-økonomiske omkostninger i 2015 ved forskellige opvarmningsformer for et standardhus (18,1 MWh varme/år) med eksisterende gasfyr.

Kr./år	Varmesalg2 + Styring	Varmesalg1 + Overvågning	Leasing	Husejer køber luft-vand varmepumpe	Husejer køber jordvarmeanlæg	Naturgasfyr (eksisterende)	Naturgasfyr (nyt)	Træpillefyr	Fjernvarme, træflis, moderat energitæthed
Investering	1.542	2.726	2.249	8.583	11.117	-	2.801	5.134	10.877
Energisparetilskud	-	-	-	-570	-491		-136	-89	
Fast D&V/ydelse	4.850	5.100	12.572	2.000	2.000	2.336	2.336	2.684	3.682
Brændselsomkostning (inkl. PSO-tarif)			4.316	5.067	4.238	7.996	7.042	11.074	3.619
Energi- og CO2-afgift	-	-	3.184	3.738	3.126	7.389	6.505	-	171
Nettarif	-	-	3.444	4.042	3.381	72*	72*	-	-
Varmekøb	17.195	15.385							
Total	23.587	23.211	25.765	22.861	23.371	17.792	18.621	18.802	17.972

* De beskudne nettarif-omkostninger for naturgasfyr skyldes et mindre elforbrug til naturgasfyret som angivet i Energistyrelsen (2013). For oliefyr og træpillefyr er et eventuelt elforbrug antaget inkluderet i de angivne variable omkostninger i Energistyrelsen (2013).

10.2 Data for individuelle opvarmningsformer og koncepter

Tabel 13 viser de tekniske og økonomiske baggrundsdata for individuelle opvarmningsformer.

Tabel 13. Tekniske og økonomiske baggrundsdata for individuelle opvarmningsformer. Omkostningsdata er angivet afrundede.

			Varmesalg2 + Styring	Varmesalg1 + Overvågning	Leasing	Husejer køber luft-vand varmepumpe	Husejer køber jordvarme- anlæg	Oliefyr (eksist.)	Oliefyr (nyt)	Natur- gasfyr (eksist.)	Natur- gasfyr (nyt)	Træpille -fyr
Privat- økonomi	Investering/engangsydelse (inkl. moms)	Kr.	22.500	35.000	25.000	93.000	159.000	-	66.000	-	40.000	67.000
	Fast D&V/ydelse (inkl. moms) ⁱ	Kr./år	4.850	5.100 ⁱ	År 1-10: 16.200 kr./år År 11-15: 5.400 kr./år	2.000 ⁱ	2.000 ⁱ	2.700	2.700	2.300	2.000	2.700
	Varmeudgift for forbruger (inkl. moms)	-	95 øre/kWh varme	85 øre/kWh varme	Afhænger af elpris og COP			Afhænger af brændselspris og virkningsgrad				
Samfunds- økonomi	Investering/engangsydelse ^j	Kr.	68.000 ^j	63.000 ^j	68.000 ^j	74.000	127.000	-	52.000	-	32.000	54.000
	Fast D&V/ydelse	Kr./år	1.600	1.600	1.600	1.600	1.600	2.100	2.100	1.900	1.900	2.100
	Varmeomkostning	-	Afhænger af elpris og COP					Afhænger af brændselspris og virkningsgrad				
	Systemgevinst ved fleksibel drift	Kr./år	740	-	-	-	-	-				
Generelle data	Teknisk levetid af anlæg	år	15	15	15	15	20	-	20	-	22	20
	Virkningsgrad (årsgennemsnit) ^b	-	2,7 ^c	2,7 ^c	2,7 ^d	2,3 ^e	2,75 ^f	0,80 ^g	0,95 ^h	0,85 ^g	0,97 ^h	0,80
	Yderligere omkostning for huse med oliefyr (inkl. moms) ^a	Kr.	9.400	2.600	-	9.400	9.400	-	4.000	-	n/r	9.400
	Yderligere omkostning for huse med gasfyr (inkl. moms) ^a	Kr.	2.700	-	-	2.700	2.700	-	n/r	-	3.000	2.700

^a Omkostninger til fjernelse af eksisterende oliefyr (4.000 kr.), tømning af olietank (2.800 kr.), fjernelse af olietank (2.600 kr.), fjernelse af gasfyr (2.700 kr.); her angivet inkl. moms.

Kilde for privatøkonomiske priser for varmepumpe-forretningskoncepter: OK, Insero Energy og Exergi. Primær kilde for øvrige data: Energistyrelsen (2013). D&V-omkostninger for træpillefyr er antaget lig D&V-omkostninger for oliefyr. Kilde for COP'er: se fodnoter.

^b Virkningsgrad udtrykker Coefficient Of Performance (COP) for varmepumper og varmevirkningsgrad for kedler (fyr). I varmepumpekoncepterne "Varmesalg2+Styring" og "Varmesalg1+Overvågning" har COP ikke betydning for privatøkonomien, da forbrugeren i stedet betaler en fast varmepris.

^c Gennemsnitlig COP målt i 18 huse (spænd på 2,1-3,2) med luft-vand varmepumpe-installationer i nærværende demonstrationsprojekt, hvor der ved installation, indregulering og driftsovervågning har været fokus på at opnå høj COP. (Nærværende konceptet varetager af Insero Energy, Brædstrup-fjernvarme). Grundet manglende måledata er samme COP antaget for konceptet "Varmesalg2+Styring".

^d Gennemsnitlig COP målt i huse hvor OK har varetager installation af luft-vand varmepumper i nærværende demonstrationsprojekt, hvor der ved installation og indregulering har været fokus på at opnå høj COP.

^e Gennemsnitlig COP målt i 15 huse (spænd på ca. 1-3) med luft-vand varmepumpe-installationer i ForskEl-projektet "Styr din varmepumpe".

^f Gennemsnitlig COP målt i 157 huse (spænd på ca. 1-3,5) med jordvarmeanlæg i ForskEl-projektet "Styr din varmepumpe".

^g Standardvirkningsgrader for eksisterende oliefyr og gasfyr anvendt i Energistyrelsens energistatistik.

^h Baseret på virkningsgrad fra Energistyrelsen (2013) samt en antaget 5 % lavere virkningsgrad i praksis baseret på laboratorietests med gasfyr (BYG-DTU, 2004).

ⁱ En anslået gennemsnitlig udgift på 200 kr./år til eventuelle reparationer på varmpumpens indedel er inkluderet i konceptet "Varmesalg1+Overvågning", da dette ikke er dækket af konceptet.

Omkostningen til et lovpligtigt årligt service-eftersyn er sat til 1.800 kr. inkl. moms (<http://www.bosch-climate.dk/service/varmepumpeservice.html>). Ud fra skades-statistik for luft/vand varmepumper i Sverige er der dertil antaget en gennemsnitlig omkostning til reparationer inkl. reservedele på ca. 200 kr. inkl. moms. I konceptet "Varmesalg1+Overvågning" er der heraf en anslået gennemsnitlig udgift på 100 kr./år (udover ydelsen på 5000 kr./år) til eventuelle reparationer på varmpumpens indedel, idet husejer her selv skal afholde omkostninger til eventuelle reparationer/reservedele på denne.

^j Investeringsomkostning antaget reduceret med 15 % ved storindkøbsfordel i forhold til, når husejer selv indkøber varmepumpen. Kilde: Catalyst Strategy Consulting (2013).

Privat-økonomiske data for varmepumpe- forretningskoncepterne i demonstrationsprojektet er baseret på priser oplyst af service-providere/repræsentanter for koncepterne (OK, Insero Energy og Exergi, sidstnævnte som repræsentant for Forsyning Helsingør).

I koncepterne "Leasing" og "Varmesalg1+Overvågning" er eventuelle omkostninger til fjernelse af eksisterende oliefyr, olietank og naturgasfyr indeholdt i engangsydelsen. Virkningsgrader (COP for varmepumperne) er baseret på erfaringstal for drift i praksis. Den tekniske levetid af varmepumperne er baseret på Energistyrelsen (2015a).

De samfundsøkonomiske omkostninger for alle teknologier, inkl. forretningskoncepterne er baseret på en omkostningsbaseret bottom-up tilgang hvor der for selve anlægsomkostningerne er anvendt teknologidata fra Energistyrelsen (2015a) og Energistyrelsen (2013). Baseret på bl.a. nylige resultater fra analysen "Smart Energy" af Dansk Energi (2015) er der antaget en gennemsnitlig systemgevinst ved fleksibel varmepumpe-drift på 740 kr./hus/år (se kapitel 5).

Vedr. omkostninger for fjernelse af en eksisterende olietank er der taget udgangspunkt i en overjordisk olietank, da disse udgør størstedelen af de eksisterende olietanke til dags dato³¹. Ydelserne for forretningskonceptet "Varmesalg1+Overvågning" inkluderer betaling for tømning af olietanken, som i flg. A.A. Service og Transport typisk koster ca. 2.800 kr. inkl. moms. De samlede omkostninger for tømning og fjernelse af en overjordisk olietank er baseret på Energistyrelsen (2013) forudsat til at være ca. 5.400 kr. inkl. moms (dvs. omkostninger til fjernelse af olietanken anslås til differencen på 2.600 kr. inkl. moms). De samlede omkostningerne til sløjfning af en underjordisk olietank er ifølge Energistyrelsen (2013) de samme for en (5.400 kr. inkl. moms), idet man her blot vil tømme olietanken.

10.3 Energisparetilskud

I de tre forretningskoncepter modtager service-provider et energisparetilskud i forbindelse med varmepumpe-installationen. Energisparetilskuddet er med til at muliggøre, at service-provider kan tilbyde de oplyste priser til forbrugeren for at indgå i det givne varmepumpe-forretningskoncept³². For at sikre en fair sammenligning, er energisparetilskuddet tilsvarende inkluderet for de øvrige opvarmningsløsninger, hvor husejer selv får udskiftet varmeanlægget (uden at indgå i et forretningskoncept). De forudsatte

³¹ Kommunikation med Energi og Olieforum, 6/10-2015.

³² Kommunikation med Insero Energy, OK og Exergi partners, 30/11-2015.

energisparetilskud er baseret på standardværdikataloget og en gennemsnitlig pris på 40 øre/kWh (se Tabel 14).

Tabel 14. Energisparetilskud forudsat opnået ved husejer udskiftning af eksisterende oliefyr eller gasfyr til nyt varmeanlæg

Nyt varmeanlæg	Eksisterende varmeanlæg			
	Oliefyr kWh/år	Gasfyr kWh/år	Oliefyr kr.	Gasfyr kr.
Luft/vand varmepumpe	18.142	15.843	7.257	6.337
Jordvarmeanlæg	18.982	16.683	7.593	6.673
Træpillefyr	3.472	3.032*	1.389	1.213
Nyt gasfyr	n/r	4.909	n/r	1.964
Nyt oliefyr	4.573	n/r	1.829	n/r
Fjernvarme	8.952	6.640	3.581	2.656

Energibesparelser baseret på standardværdikataloget: <http://svk.teknologisk.dk/>. Pris for energibesparelse på 40 øre/kWh forudsat som gennemsnitligt niveau over året baseret på <https://energiauktion.dk>.

Eksisterende oliefyr: Vægtet gennemsnit hvor antaget 2/3 ikke-kondenserende kedel fra 1978 eller nyere og 1/3 olie-kedel fra 1977 eller ældre. Eksisterende gasfyr: Vægtet gennemsnit hvor antaget 2/3 traditionel ikke kondenserende lukket gaskedel og 1/3 kondenserende gaskedel.

*Energibesparelse ved konvertering fra gasfyr til træpillefyr estimeret ud fra de øvrige værdier i standardværdikataloget.

10.4 Data for etablering af fjernvarme

Total-økonomien for fjernvarmekonvertering af huse med hhv. oliefyr og naturgasfyr er estimeret ud fra de samlede omkostninger til etablering af fjernvarmenet, fjernvarmeproduktionsanlæg og brugerinstallationer. Der er således taget udgangspunkt i en situation, hvor fjernvarmeforsyningen i det givne område skulle "opbygges fra bunden".

De antagne omkostninger for etablering af nyt fjernvarmenet inkl. brugerinstallation og tilslutning af huse til fjernvarme er angivet i Tabel 15. Der er forudsat en økonomisk levetid på 25 år for fjernvarmerør.

Tabel 15. Økonomiske og tekniske data forudsat for etablering af fjernvarme hhv. for konvertering af huse med oliefyr til fjernvarme og konvertering af huse med naturgasfyr til fjernvarme. Omkostninger er angivet i afrundede tal (privatøkonomiske omkostninger er inkl. moms).

		Samfundsøkonomi		Privatøkonomi ((inkl.	
		Konvertering af huse med oliefyr	Konvertering af huse med gasfyr	Konvertering af huse med oliefyr	Konvertering af huse med gasfyr
Udbygning af fjernvarmenet ^a	kr./hus	93.000	54.000	116.000	67.000
Stikledning og tilslutning ^b	kr./hus	24.000	24.000	30.000	30.000
Brugerinstallation ^b	kr./hus	20.000	20.000	25.000	25.000
Total investering	kr./hus	137.000	98.000	171.000	122.000
D&V af fjernvarmenet ^c	kr./GJ varme ab værk	10	10	12,5	12,5
Nettab	%	20%	15%	20%	15%
Vekslertab hos forbruger ^b	%	2%	2%	2%	2%

^a Konvertering af oliefyr: Estimering ud fra PlanEnergi (2012) (projekter for fjernvarmekonvertering af områder med oliefyr) og en antaget fjernvarmetilslutning antaget på 75 %. Konvertering af naturgasfyr: Estimeret ud fra PlanEnergi (2013) (projekter for fjernvarmekonvertering af områder med naturgasfyr) og en antaget fjernvarmetilslutning antaget på 75 %.

^b Energistyrelsen (2013).

^c Ea Energianalyse (2012).

Antagne omkostninger til etablering af fjernvarmeproduktionsanlæg er baseret på Energistyrelsen (2015b) og er angivet i Tabel 16.

Tabel 16. Økonomiske og tekniske data forudsat for fjernvarmeproduktionsanlæg. Omkostninger er angivet i afrundede tal.

	Enhed	Gaskedel	Træfliskedel	Varmepumpe
Investering	Mio. Kr.	0,80	6,4	5,0
Levetid	år	35	20	20
Virkningsgrad (årgennemsnit)*	-	0,96	1,03	2,80
Faste og variable D&V	EUR/MW-varme/år	3.700	5,4	4.500

Kilde: Energistyrelsen (2015b).

*Virkningsgrader er nedjusteret med 5 % i forhold til medianværdierne i Energistyrelsen (2015b); baseret på BYG-DTU (2004) for at afspejle faktisk drift og derved opnå konsistens med de anvendte virkningsgrader for de individuelle opvarmningsteknologier.

I grundeberregningen er en træfliskedel antaget anvendt som grundlast da, dette er selskabsøkonomisk attraktivt med gældende regulering. Det er desuden lovligt henhold til varmforsyningsloven, så længde anlægget dækker en udvidelse af fjernvarmegrundlaget, som er dette tilfælde hvor huse

konverteres til fjernvarme. Som spidslast er der antaget anvendt en gaskedel. De faste og variable omkostninger for denne anlægskonfiguration er beregnet ud fra en omkostningsminimering af de samlede annuierede omkostninger der tager højde for varmekonsumet over året og lastfordelingen mellem de to anlæg. I en følsomhedsanalyse forudsættes en varmepumpe anvendt som grundlastanlæg frem for en træfliskedel.

Den forudsatte udvikling i omkostningerne for fjernvarmeproduktionen mod 2025 afspejler primært ændring træflisprisen, da en træfliskedel er antaget anvendt som grundlast i grundberegningen.

10.5 Energipriser

Tabel 17 giver et overblik over de privatøkonomiske og samfundsøkonomiske energipriser, der er forudsat i 2015 og 2025. Tabel 18 og Tabel 19 de omkostningselementer, der er indeholdt i energipriserne. Energiprisernes udvikling mod 2025 har betydning for, hvordan total-økonomien af opvarmningsteknologierne/koncepterne udvikler sig.

Tabel 17. Totale privatøkonomiske priser og samfundsøkonomiske omkostninger anvendt i hhv. 2015 og 2025; her angivet ekskl. moms. Moms er tillagt i den privatøkonomiske opgørelse.

	Enhed	Privatøkonomisk (inkl. afgifter og tariffer)		Samfundsøkonomisk	
		2015	2025	2015	2025
El*	kr./MWh	1306	1395	429	597
	kr./GJ	363	388	119	166
Olie	kr./GJ	211	240	147	180
Naturgas	kr./GJ	159	163	64	92
Træpiller	kr./GJ	109	113	109	113
Træflis	kr./GJ	43	45	47	49

De forskellige omkostnings/pris-elementer der indgår er vist i Tabel 18 og Tabel 19.

*Elpris for individuelle varmepumper ved timeafregning og er her vist for et standardhus med et varmekonsum på 18,1 MWh/år og et elforbrug til varmepumpen på 6,7 MWh (COP på 2,7). Det antages, at der for hele elforbruget til varmepumpen betales den lavere elafgiftssats (380 kr./MWh), som gælder for den del af husholdningens årlige elforbrug der overstiger 4.000 kWh. Dette idet det gennemsnitlige elforbrug i enfamilieboliger i Danmark er over 4.000 kWh³³.

I løbet af 2016 indføres mulighed for timeafregning af elforbruget, således at elregningen for den private forbruger afhænger af hvordan elforbruget er placeret i forhold til variationerne i elspot-prisen. Mere præcist bliver det påkrævet, at forbrugere som har eller får installeret fjernaflæste elmålere skal tilbydes time-afregning. En overgang til time-afregningen forudsætter imidlertid øgede tarif-omkostninger til netselskabet. Hvorvidt timeafregningen

³³ Kilde: http://www.energi-guiden.dk/skifte-elselskab/statistik_el-selskab.

kan svare sig afhænger derfor af, hvor stor gevinsten er ved at overgå fra skabelon-afregning til timeafregning.

Som beskrevet i delrapporten "Exergi Partners (2015a) har man i forbindelsen med nærværende demonstrationsprojekt sammenholdt døgnfordelingen af det målte elforbrug for en gruppe af varmepumper med spotprisen i de enkelte døgn og timer samt den samlede el-leverance (for første halvår af 2015). Data-analysen peger på, at et skift fra spotprisbetaling ud fra systemets samlede elforbrugsfordeling til varmepumpernes elforbrugsfordeling vil reducere spotprisbetalingen med ca. 4 %. For et standardhus med et varmekonsum på 18,1 MWh varme/år, en varmepumpe med en COP på 2,7 og en elpris, der i udgangspunktet er 206 kr./MWh svarer det til en gevinst ca. 60 kr./hus/år ved at overgå til timeafregning. Denne gevinst er så beskeden, at det forventes at "spist op" af betaling til netselskabet for time-afregningen. Dertil peger Smart Energy analysen som beskrevet i kapitel 5 på, at elforbrugsomkostningen for varmepumpen kan blive højere (ikke lavere) ved overgang til timeafregning; formentlig som følge af højere elforbrug i vinterperioden hvor elpriserne er højere. Samlet set, er der for varmepumpernes elforbrug regnet med den generelle forbrugsvægtede elpris for husholdninger.

Tabel 18. Energipriser, afgifter og tariffer forudsat i her-og-nu-betragtningen (2016) her angivet ekskl. moms. Moms er tillagt i den privatøkonomiske opgørelse.

	Enhed	Markedspris	Energi og CO2-afgift	Mark-up mm.	PSO-tarif	Privatøk. transport til forbruger/nettarif	Samfundsøk. Transport/nettarif	CO2-kvoteomk.	Privatøkonomisk, samlet pris	Samfundsøkonomisk, samlet omkostning
El (>4.000 kWh)	kr./kWh	206	380 ^b	91	218	411 ^a	223	-	1.306	429
Olie	kr./GJ	114	68	-	-	29	29	4	211	147
Naturgas	kr./GJ	47	76	-	-	36	14	3,2	159	64
Træpiller	kr./GJ	76	-	-	-	33	33	-	109	109
Træflis	kr./GJ	43	-	-	-	-	4	-	-	47

^a Gennemsnitlig samlet nettarif for danske forbrugere for oktober 2014 til september 2015 (omfatter lokal nettarif, net-abonnement, reg. transmission og net- og systemtarif). Kilde: Prisdata fra Energitilsynet.

^b Det antages, at der for hele elforbruget til varmepumpen betales den lavere elafgiftsats (380 kr./MWh), som gælder for den del af husholdningens årlige elforbrug der overstiger 4.000 kWh. Dette idet det gennemsnitlige elforbrug i enfamilieboliger i Danmark er over 4.000 kWh³⁴.

Tabel 19. Energipriser, afgifter og tariffer forudsat i 2025 her angivet ekskl. moms. Moms er tillagt i den privatøkonomiske opgørelse.

	Enhed	Markedspris	Energi og CO2-afgift	Mark-up mm.	PSO-tarif ^b	Privatøk. transport til forbruger/nettarif	Samfundsøk. Transport/nettarif	CO2-kvoteomk.	Privatøkonomisk, samlet pris	Samfundsøkonomisk, samlet omkostning
El (>4.000 kWh)	kr./kWh	374 ^c	380	91	139	411	223	-	1.395	597
Olie	kr./GJ	143	68	-	-	29	29	8	240	180
Naturgas	kr./GJ	73	76	-	-	14 ^a	14	6	163	92
Træpiller	kr./GJ	80	-	-	-	33	33	.	113	113
Træflis	kr./GJ	45	-	-	-	-	4	-	45	49

^a I 2025 er gasnettet antaget at være afskrevet således, at de privatøkonomiske transportomkostninger alene udgøres af de løbende driftsomkostninger. Dermed er de privatøkonomiske transportomkostninger for gas fra 2025 antaget lig de samfundsøkonomiske transportomkostninger.

^b Fremtidig PSO er estimeret ud fra Energinet.dk's PSO-beregningsmodel (<http://www.energinet.dk/DA/El/Engrosmarked/Tariffer-og-priser/PSO-tariffen/Sider/Beregn-PSO-tariffen.aspx>).

^c Elprisfremskrivning foretaget af Ea Energianalyse (forbrugsvægtet gennemsnitlig elpris).

Brændselspriser i 2025 er baseret på Energistyrelsen (2014).

I det følgende er der angivet en mere detaljeret beskrivelse af, hvordan de forskellige energipriser er beregnet.

³⁴ Kilde: http://www.energi-guiden.dk/skifte-elselskab/statistik_el-selskab.

Elpris

Til den privatøkonomiske beregning er der for 2015-beregningen taget udgangspunkt i den gennemsnitlige forbrugsvægtede spotpris for det seneste hele kalenderår hvor elprisstatistik er tilgængelig (oktober 2014 til september). Dette for at tage højde for sæsonmæssige prisvariationer. Energitilsynets maksimale markup for forsyningspligtige selskaber er tillagt samt den gennemsnitlige abonnementspris (for elhandel).

I den samfundsøkonomiske elpris er anvendt den forbrugsvægtede spotpris for oktober 2014 til september 2015 tillagt mark-up'en for større virksomheder i Energitilsynets prisstatistik. Efterfølgende år er Energistyrelsens prisfremskrivninger anvendt.

I den selskabsøkonomiske elpris, som anvendes til beregning af fjernvarmeprisen, bliver ligesom i den samfundsøkonomiske og privatøkonomiske anvendt den forbrugsvægtede spotpris for oktober 2014 til september 2015.

Elprisen i 2025 er baseret på en elprisfremskrivning foretaget af Ea Energianalyse.

For el som anvendes til fjernvarmeproduktion tillægges en mindre mark-up på 0,01 øre pr. kWh, svarende til den anvendte mark-up for større virksomheder i Energitilsynets prisdata. For efterfølgende år er anvendt Energistyrelsens elprisfremskrivning.

Transport af el

I den privatøkonomiske beregning for tillægges elprisen den realiserede, gennemsnitlige distributions- og transmissionsbetaling. Efterfølgende år fremskrives den med Energistyrelsens prisindeks.

Til den samfundsøkonomiske elpris bliver for alle år tillagt Energistyrelsens samfundsøkonomiske transport- og PSO-omkostning. Den er beregnet som forskellen mellem den angivende spotpris og prisen an forbruger i Energistyrelsens forudsætninger for samfundsøkonomiske analyser.

Den selskabsøkonomiske transport og PSO-omkostning er beregnet på samme måde som den samfundsøkonomiske, blot ved brug af 'an virksomhed' i stedet for 'an forbruger'.

PSO-tarif på el

I den privatøkonomiske og selskabsøkonomiske (for varmepumper) beregning indgår den gennemsnitlige PSO-tarif for det seneste fulde kalenderår (oktober

2014 til september, samme måneder som elprisen er beregnet for). PSO-tariffen for 2025 er estimeret ud fra Energinet.dk's PSO-beregningsmodel³⁵. Den fremtidige PSO-tarif er forudsat reguleret i forhold til elprisen med en korrelation på -0,4, indtil 2018 og en korrelation på -0,5 efter 2018, hvor grundbeløbet bortfalder.

I den samfundsøkonomiske beregning indgår (jf. Energistyrelsens prisforudsætninger) kun den nødvendige PSO (Net, Forsyningssikkerhed, Øvrig) og indgår i tariffen for transport af el. Energistyrelsens PSO-del er anvendt for alle år.

Naturgaspris

Den samfundsøkonomiske gaspris for 2015 er beregnet som den gennemsnitlige forbrugsvægtede spotpris for seneste fulde kalenderår med tilgængelig statistik (sidste halvår af 2014 og første halvår af 2015, data fra energitilsynet). Dette for at tage højde for sæsonmæssige prisvariationer. Dertil er tillagt transportomkostningen fra Energistyrelsens prisforudsætninger uden sunk costs. For efterfølgende år er Energistyrelsens samfundsøkonomiske prisforudsætninger an forbruger anvendt. Den privatøkonomiske gaspris for 2015 er udregnet som den gennemsnitlige forbrugerpris opgivet af energitilsynet. For efterfølgende år er anvendt Energistyrelsens prisfremskrivninger tillagt en mark-up, svarende til den for 2015.

Transport af naturgas

I den samfundsøkonomiske beregning er til fastsættelse af transportomkostninger for gas anvendt Energistyrelsens transportomkostninger an forbruger eksklusiv såkaldte sunk costs. I 2025 er gasnettet antaget at være afskrevet således, at de privatøkonomiske transportomkostninger alene udgøres af de løbende driftsomkostninger. Dermed er de privatøkonomiske transportomkostninger for gas fra 2025 antaget lig de samfundsøkonomiske transportomkostninger.

For 2015 er til de privatøkonomiske beregninger anvendt den realiserede transportomkostning fra Energitilsynets prisstatistik. Nødforsyningstariffen er inkluderet heri. For de efterfølgende år er Energistyrelsens transportomkostninger an forbruger inkl. sunk costs anvendt.

³⁵ <http://www.energinet.dk/DA/El/Engrosmarked/Tariffer-og-priser/PSO-tariffen/Sider/Beregn-PSO-tariffen.aspx>.

Oliepris

Til prisen for fyringsolie er for 2015 anvendt data fra Energi- og olieforum (eof). Et gennemsnit af dagspriser for hele 2015 frem til d. 23 september. Anvendes (olieprisen ikke udviser nævneværdige sæsonvariationer, hvorfor dette er et fornuftigt grundlag). Priserne (produktpriserne) fra eof inkluderer transportomkostninger an forbruger, og anvendes derfor både i de samfundsøkonomiske og privatøkonomiske beregninger, da der ikke er nogle såkaldte sunk costs i transportomkostningen for olie, ligesom der er for gas og el.

For efterfølgende år anvendes Energistyrelsens samfundsøkonomiske prisforudsætninger an forbruger.

Træpillepris

I de samfundsøkonomiske og privatøkonomiske beregninger er anvendt Energistyrelsens prisforudsætninger. Både for 2015 og efterfølgende år. Træpillepriserne er relativt stabile og derfor er der ikke valgt en anden pris for 2015, ligesom der er for el, gas og olie.

Træflispris

I de selskabsøkonomiske beregninger er anvendt Energistyrelsens prisforudsætninger. Både for 2015 og efterfølgende år. Ligesom for træpillepriser er priserne relativt stabile, og derfor er der ikke anvendt en aktuel pris.

Afgifter

I de privatøkonomiske og selskabsøkonomiske beregninger er inkluderet afgifter jf. SKATs punktafgifter for 2015.

Tabel 20. Afgifter på naturgas

Afgift	Naturgasafgift	CO2-afgift	NO _x -afgift
Øre pr. Nm ³	2,158	0,384	0,042

I de privatøkonomiske beregninger er inkluderet afgifter jf. prisoplysninger fra Energi- og Olieforum (2015-satser).

Tabel 21. Afgifter på fuelolie

Afgift	Energi- og NO _x -afgifter	CO2- afgifter
Kr. pr. liter	2,002	0,451

I de privatøkonomiske og selskabsøkonomiske beregninger er anvendt elafgifter jf. SKATs punktafgifter for 2015. For husholdninger med

varmepumper opnå en nedsat elafgiftssats for den del af husholdningens samlede årlige elforbrug, der overstiger 4.000 kWh. Det antages, at der for hele elforbruget til varmepumpen betales den lavere elafgiftssats (380 kr./MWh), som gælder for den del af husholdningens årlige elforbrug der overstiger 4.000 kWh. Dette idet det gennemsnitlige elforbrug i enfamilieboliger i Danmark er over 4.000 kWh³⁶.

I de selskabsøkonomiske beregninger er ligeledes anvendt en nedsat afgift for store varmepumper.

Tabel 22. Afgifter på el

Afgift	Elafgift	Elafgift for forbrug over 4.000 kWh	Elafgift for store varmepumper
Øre pr. kWh	86,70	38,00	38,00

Pris for CO₂-kvoter

I den samfundsøkonomiske og selskabsøkonomiske beregning indgår CO₂-kvoteprisen. Hertil anvendes Energistyrelsens prisforudsætninger for både 2015 og frem.

Prisindeks

Til regulering af priser, afgifter mm. anvendes Energistyrelsens pristalsindeks fra Analyseforudsætningerne 2014.

³⁶ Kilde: http://www.energi-guiden.dk/skifte-elselskab/statistik_el-selskab.