

Vindvenlig boligopvarmning

Individuelle kompressionsvarmepumper med varmelager
i fremtidens energisystem



**P1-PROJEKT
GRUPPE B222
AALBORG UNIVERSITET
DECEMBER 2009**

**Det Teknisk-Naturvidenskabelige Basisår
Energi**

Badehusvej 13

Telefon 96 35 97 31

<http://tnb.aau.dk>

Synopsis:

Titel:

Vindvenlig boligopvarmning
- Individuelle kompressionsvarmepumper
med varmelager i fremtidens energisystem.

Tema:

Virkelighed og modeller

Projektperiode:

P1, efterårssemesteret 2009

Projektgruppe:

B222

Deltagere:

Anna Lyhne Jensen
Claus Uhrenholt Jensen
Kristine Møllenbach Rasmussen
Michael Otto Nielsen
Mikael Skrydstrup
Simon Sand Nielsen

Vejledere:

Henrik Sørensen
Morten Boje Blarke

Oplagstal: 7

Sidetal: 76

Bilagsantal: 5 x Appendiks, 11 sider

Afsluttet den 15.12.2009

Integration af vindenergi i den danske elforsyning vil skabe en mere diskontinuerlig elproduktion. For at sikre en stabil elforsyning i fremtiden skal der derfor findes måder at tilpasse elforbruget. Ud fra statistisk materiale beskrives elproduktion og elforbrug i DK. Der redegøres for elmarkedets sammensætning og elprisens kompleksitet. Desuden beskrives forskellige teknologier, der kan gøre elforbruget fleksibelt, herunder varmepumper. Med henblik på at analysere de privatøkonomiske og miljømæssige konsekvenser, konstrueres en model, hvor en luft til vand kompressionsvarmepumpe erstatter et konventionelt oliefyr. Med udgangspunkt i data fra 2008 foretages beregninger på elpris, varmelager rentabiliteten af forskellige varmepumper, samt CO_2 -udledning. Desuden foretages en virkemiddelsanalyse af afgiftsændringer og tilskudsordninger i elmarkedet. Privatøkonomisk vil konsekvensen af at erstatte et oliefyr med en varmepumpe være en gevinst over 15 år. Et system med $60^\circ C$ fremløb og en varmepumpe med en kapacitet, der er i overensstemmelse med forbruget, er den økonomisk bedste investering. Miljømæssigt vil det tilgængæld være mest fordelagtigt at vælge en varmepumpe med høj kapacitet, da en mere fleksibel produktion kan tilpasses mængden af vind i elnettet. Ved at udskifte det konventionelle oliefyr med en varmepumpe, reduceres CO_2 -udledningen med 54 %. Gennem en afgiftsændring, der tager udgangspunkt i antal driftstimer, eller en tilskudsordning der gør varmelageret gratis, gavn timer rentabiliteten af vindvenlige varmepumper.

Forord

Denne rapport er udarbejdet af 1. semesters energistuderende på Aalborg Universitet i perioden fra den 15. oktober til den 15. december 2009. Rapporten er lavet på baggrund af semestrets overordnede tema 'Virkelighed og modeller' med 'Fremtidens energisystemer' som undertema. Den omhandler et fremtidigt energisystem med mere vindkraft, og der tages udgangspunkt i varmepumper som en mulighed for at integrere mere vindkraft i energisystemet.

Med projektet følger en cd indeholdende rapporten, appendiks samt figurer, der indgår i rapporten. Ligeledes er den model der er udarbejdet i forbindelse med rapporten vedlagt på cd. Der vil blive henvist til kilder efter Harvard metoden med angivelse af forfatternavn samt årstal. Bagerst i rapporten findes en fuld kildeliste.

Indholdsfortegnelse

Kapitel 1	Mere vind i elnettet	1
Kapitel 2	Fleksibilitet i elnettet	2
2.1	Bæredygtighed i energiproduktionen	2
2.2	Elforbrug og elproduktion i Danmark	6
2.3	Elpris og elhandel i Norden	10
2.4	Mulige løsninger for udnyttelse af eloverløb	16
Kapitel 3	Problemformulering	21
Kapitel 4	Modellering	22
4.1	Modelboligen	22
4.2	Kompressionsvarmepumpen	27
4.3	Overvejelser om valg af varmepumpe	32
4.4	Privatøkonomiske konsekvenser	38
Kapitel 5	Miljømæssige konsekvenser	47
5.1	CO_2 -udledning	47
5.2	Større perspektiver	49
Kapitel 6	Virkemiddelsanalyse	51
6.1	Afgiftsændringer	51
6.2	Tilskud til etablering	53
Kapitel 7	Konklusion	55
Litteratur		57
Appendiks A	Brugsvand	60
Appendiks B	CO_2-udregninger	63
Appendiks C	Energilagring	66
Appendiks D	Driftsomkostninger oliefyr	69
Appendiks E	Modellen	70

Mere vind i elnettet

1

USA's præsident, Barack Obama, holdt den 23. april 2009 en tale, der blandt andet omhandlede USA's fremtidsvisioner for vedvarende energi. Her blev Danmark fremhævet som et godt eksempel:

"Today, America produces less than 3 percent of our electricity through renewable sources like wind and solar. Meanwhile, Denmark produces almost 20 percent of their electricity through wind".

Ifølge Energistyrelsen blev 27,77% af Danmarks totale elforbrug i 2008 dækket af vedvarende energikilder, herunder blev 18,9%, som Obama påpeger, dækket af vindkraft. Der er imidlertid et generelt ønske om fortsat at være førende på området. I regeringens 'Energistrategi 2025' fremskrives, på baggrund af en linær udvikling af vindkapaciteten, at Danmark i år 2025 har 36% af sin elproduktion dækket af vedvarende energikilder. Dansk Vindmølleindustri er dog mere ambitiøse, og mener det er muligt at dække 50% af elproduktionen med vindkraft i 2025.

Indtil videre har det været muligt at integrere vindkraft i det danske elsystem uden betydelige ændringer af systemets opbygning. I et fremtidigt elsystem, der i højere grad er baseret på vindkraft, vil der oftere forekomme perioder, hvor elektriciteten fra vindkraft sammen med et minimum af central og decentral elproduktion, vil skabe eloverløb og kritisk eloverløb. Danmark kan altså ikke uden videre fortsætte udvidelsen af kapaciteten fra vindkraft.

Ud fra denne betragtning vil kapitel 2 tage udgangspunkt i følgende problemstilling:

"Hvordan fastholdes stabiliteten i den danske elforsyning i fremtiden, hvis mere vindkraft implementeres?"

Fleksibilitet i elnettet 2

Ingeniøren.dk bragte den 30.11.2009 en artikel, som omhandlede mulighederne for at integrere mere vindkraft i det danske elsystem ved at udvide transmissionsnettet. Udvidelsen tiltænkes at ske ved etablering af flere udenlandsforbindelser, hvilket skaber et større eksportmarked. Dette vil i nogen grad afhjælpe problemet med eloverløb. Imidlertid er der ikke nogen stor økonomisk gevinst forbundet med eksport i perioder med eloverløb, da spotprisen i disse tilfælde er lavere end produktionsprisen. Antages det endvidere, at de nabolande, vi eksporterer til også udbygger andelen af diskontinuerlig elproduktion i fremtiden, vil eloverløb opstå samtidig, og eloverløbet kan ikke længere afsættes. Dermed kan Danmark ikke eksportere sig ud af problemet.

En anden mulighed er, at afhjælpe problemet indenfor Danmarks egne grænser. Dette kan ske ved en investering i et fleksibelt elforbrug. Fleksibiliteten kan opnås ved at aftage en stor mængde elektricitet, når elproduktion fra vindkraft er stor, og dermed skabe balance mellem udbud og efterspørgsel. Dette kapitel analyserer mulighederne for at afhjælpe problemet med eloverløb indenfor Danmarks egne grænser.

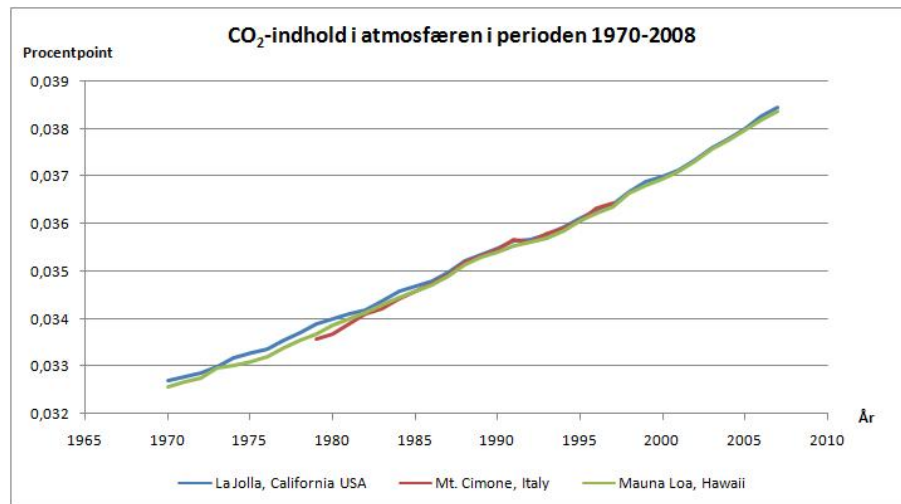
2.1 Bæredygtighed i energiproduktionen

I dette afsnit beskrives problemstillingen om et stigende indhold af CO_2 i atmosfæren. Denne globale problemstilling ligger til grund for Kyotoprotokollen og COP15 topmødet, og er en af hovedårsagerne til den danske regerings målsætning om, at integrere mere vindkraft i det danske elsystem.

I en proces på flere millioner år, er jordens tidlige organismer blevet omdannet til fossile brændsler - olie, kul og gas. Ved afbrænding af fossile brændsler frigøres de kulstofatomer, der tidligere var bundet i undergrunden. Kulstofatomerne går ved forbrændingen i forbindelse med atmosfærens ilt og danner CO_2 . Organismerne har optaget CO_2 'en gennem en periode på flere millioner af år, mens den bliver frigivet over en relativt kort årrække. Grundet afbrændingen af fossile brændsler er

atmosfærens indhold af CO_2 derfor stigende. På figur 2.1 ses atmosfærens indhold af CO_2 målt i perioden 1970-2008.

Den atmosfæriske luft består i dag af 78 % nitrogen, 20.95 % oxygen, 0.93 % argon, 0.038 % CO_2 , samt små mængder af andre gasarter og vanddamp. For 150 år siden var indholdet af CO_2 0.028 %. Altså er atmosfærens indhold af CO_2 steget 0.01 procentpoint, hvilket menes at være årsag til et varmere klima. (Dr. Peter Tans, 12.10.2009)



Figur 2.1. Atmosfærens indhold af CO_2 målt i perioden 1970-2008 i henholdsvis Californien, Italien og på Hawaii. Data er indhentet fra Carbon Dioxide Information Analysis Center (CDIAC) og Earth System Research Laboratory (ESRL)(CDIAC, 05.2008), (Dr. Peter Tans, 12.10.2009).

En række af verdens lande indgik i 1997 Kyotoprotokollen, om globalt at reducere udslippet af CO_2 . Over 190 lande har ratificeret aftalen. Globalt set er landene forpligtet til inden 2012 at reducere det globale udslip af CO_2 med 5 % i forhold til niveauet i 1990. Hvor meget det enkelte land skal reducere, er fastlagt ud fra blandt andet økonomiske og teknologiske faktorer. Således skal Danmark reducere sit udslip med 21 %, mens eksempelvis Australien er tilladt en stigning på 8 %. Den danske regering arbejder for, at der til COP15 topmødet i december 2009 i København skal underskrives en ny protokol, som afløser Kyotoprotokollen. (Vestas, 2007)

Ved at integrere flere vedvarende energikilder i energiproduktionen sænkes afhængigheden af fossile brændsler. I den forbindelse har Danmark især haft succes med vindkraft.

2.1.1 Vindkraft i Danmark

Der redegøres for udviklingen af vindkraft i Danmark, for at forstå baggrunden for den position dansk vindmølleindustri har opnået.

I juli 1957 blev Gedsermøllen, som er afbilledet på figur 2.2, indviet. Da Gedsermøllen efter 10 års drift blev stoppet af et gearkassehavari, var den den eneste elproducerende vindmølle i verden, der havde kørt så længe uden væsentlige afbrydelser. Møllens danske design blev derfor banebrydende i branchen, og blev i udlandet omtalt som "The danish concept". I dag betragtes denne mølle som stammomoder til mange af nutidens vindmøller.

Det blev dog konkluderet, grundet de lave oliepriser på daværende tidspunkt, at det ikke var økonomisk rentabelt at fremstille elektricitet ved hjælp af vindmøller. (Thorndahl, 2005) Dette ændrede sig under oliekrisen i oktober 1973. Her steg

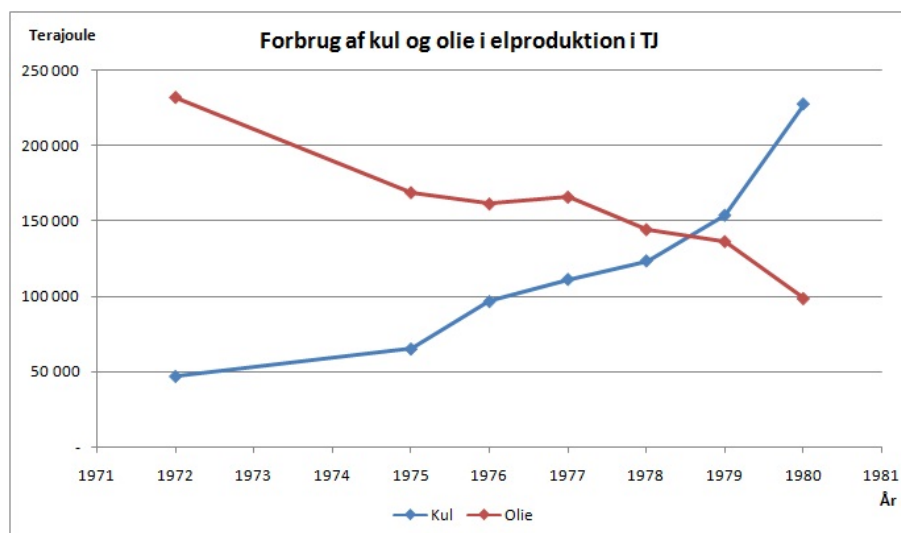


Figur 2.2. Gedsermøllen (Blarke, 2008)

oliepriserne, under en konflikt i Israel og de omkringliggende lande, til det tredobbelte på bare en uge. Det fik katastrofale følger for transportsektoren og den danske elforsyning, da blandt andet 85 % af elproduktionen på dette tidspunkt var baseret på olie. Krisen fik regeringen til at lancere sin første energiplan i april 1976. I planen var der fokus på at opretholde forsyningssikkerheden ved at erstatte olie, først med kul, og senere med atomkraft. Vedvarende energi var ikke med i regeringens planer.

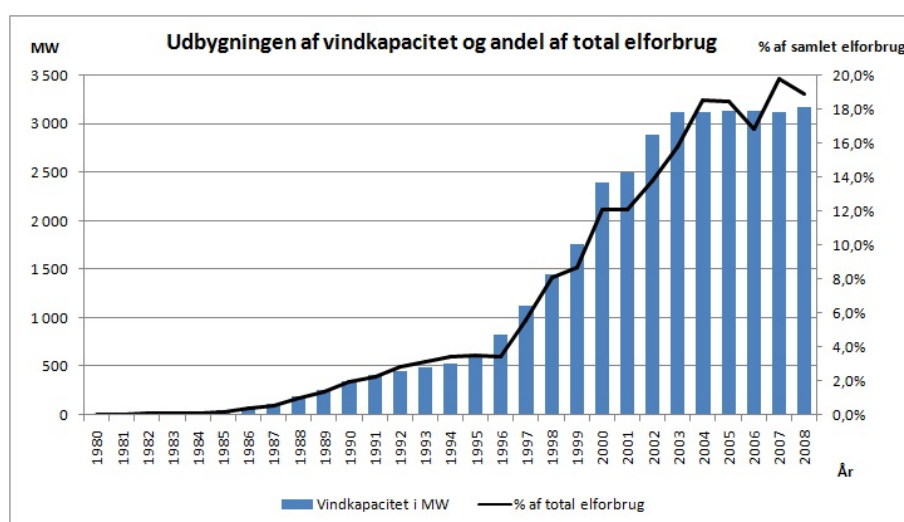
I løbet af 1970'erne fik Danmark nedbragt sin afhængighed af olie og satsede mere på kulforsyning. Udviklingen ses på figur 2.3. Elsam, det førende energiselskab på dette tidspunkt, mente, at atomkraft var uundgåeligt i et fremtidigt elsystem. I 1979 skete imidlertid en reaktornedsmeltning i Pennsylvania, og i 1984 begyndte Mærsk at forsyne Danmark med naturgas fra Nordsøen. Dette var nogle af årsagerne til, at et flertal i folketinget i 1985 vedtog at fjerne atomkraft fra det danske energiprogram.

Danmark begyndte for alvor at se en udvikling i vindmølleindustrien i slutningen af 70'erne. I 1977 blev et renovationsprojekt af Gedsermøllen sat i gang, og møllen var i drift igen samme år. Det var et samarbejde med USA, som også var interesseret i at foretage målinger på vindmøllen, der muliggjorde renovationen. Umiddelbart efter fik det statslige forsøgsanlæg ved Risø en afdeling for vindenergi.



Figur 2.3. Brændstofforbruget i elproduktionen - 1972-1980. Mellem 1978 og 1979 blev kul den primære energiresource i Danmark (Energistyrelsen, 2008)

I 1979 vedtog Folketinget, at vindmøller, der var godkendt af Risø, kunne få støtte på 30 % af anlægssomkostningerne. Siden da har den danske vindmølleindustri været i kraftig vækst og elkapaciteten fra vindmøller er steget markant. Udviklingen fra 1980 ses på figur 2.4. (Energistyrelsen, 2008) Senest har Dansk Vindmølleindustri fremsat ambitionen, at 50 % af Danmarks totale elproduktion i 2025 skal være baseret på vindkraft.



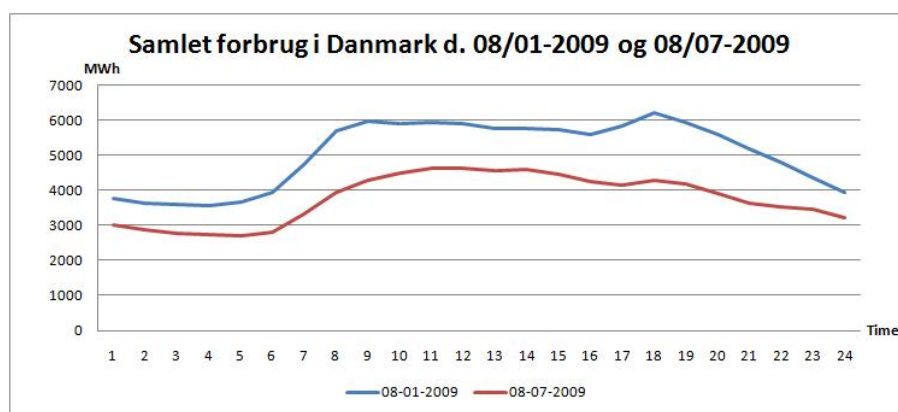
Figur 2.4. Udbyggelsen af vindmøllekapaciteten i Danmark siden 1980 (Energistyrelsen, 2008)

2.2 Elforbrug og elproduktion i Danmark

De kommende afsnit omhandler Danmarks forbrug og produktion af el. Begreberne eloverløb og kritisk eloverløb behandles, og der sættes fokus på en fremtidig situation med mere vindkraft integreret i det danske elsystem.

2.2.1 Danmarks elforbrug

Figur 2.5 viser forbruget en hverdag i henholdsvis januar og juli måned. Det ses tydeligt, at danskernes elforbrug varierer med årstiden. Om sommeren er behovet for el generelt lavere, idet det er en lysere og varmere årstid. Figuren viser også, hvordan forbruget varierer i løbet af døgnet, med en stigning om morgenen mellem klokken 6 og klokken 9 og et fald efter klokken 18. I dag er danskernes forbrug regelmæssigt og forudsigeligt. Hvis det lykkes at gøre forbruget fleksibelt og tilpasse det produktionen, vil mere vindkraft i fremtiden kunne integreres.



Figur 2.5. Danmarks forbrug en hverdag i henholdsvis januar og juli måned 2009. (Energinet.dk, 2009)

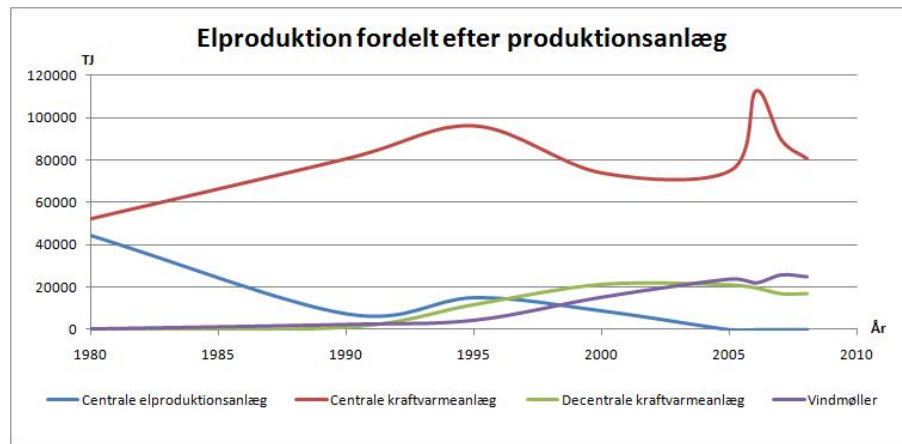
2.2.2 Danmarks elproduktion

I forbindelse med elproduktion tales der om 3 produktionsformer: Central produktion, decentral produktion og vindkraft.

Der er placeret centrale produktionsanlæg på 15 kraftværkspladser i Danmark. På disse anlæg anvendes hovedsagligt kul, og i et begrænset omfang biomasse til produktion af el. På decentrale produktionsanlæg foregår elproduktionen typisk ved anvendelse af naturgas, affald, biogas og biomasse. (Energistyrelsen, 17.10.2009)

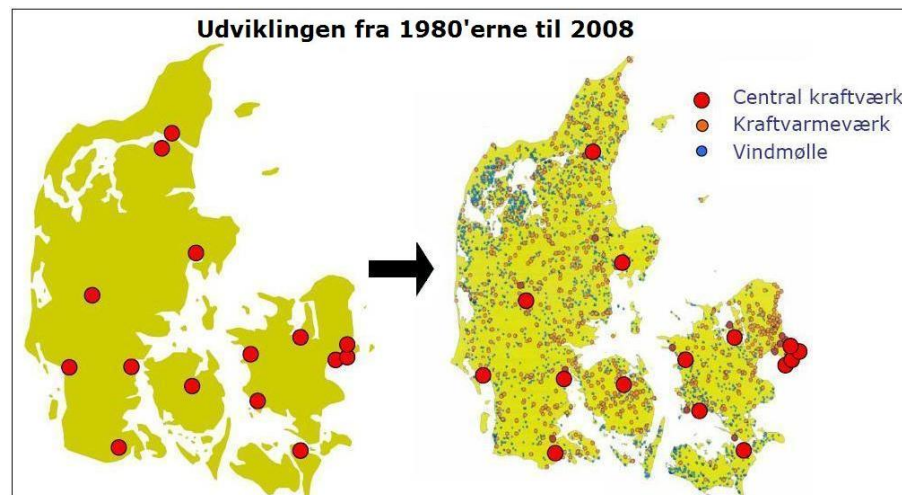
I Danmark er der ca. 6000 elproducerende anlæg. I 2008 udgjorde vindkraftanlæg ca. 5100 af disse.

På figur 2.6 ses, hvordan elproduktionen er fordelt efter produktionsanlæg. Det ses af grafen, at elproduktionen fra centrale anlæg er faldende, mens der er sket en stigning i elproduktionen fra decentrale anlæg og fra vindmøller. Især produktionen fra vindkraft er steget markant, fra 2.197 TJ i 1990 til 24.940 TJ i 2008. Dette svarer til en stigning på 1.035 %. (Energistyrelsen, 2008)



Figur 2.6. Elproduktion fordelt efter produktionsanlæg. (Energistyrelsen, 2008)

Udviklingen for elforsyningen siden 1980 kan ses grafisk på figur 2.7. Figuren viser tydeligt, at der er sket en udvikling fra meget central elproduktion, til elproduktion fra mange decentrale værker og vindkraftanlæg.

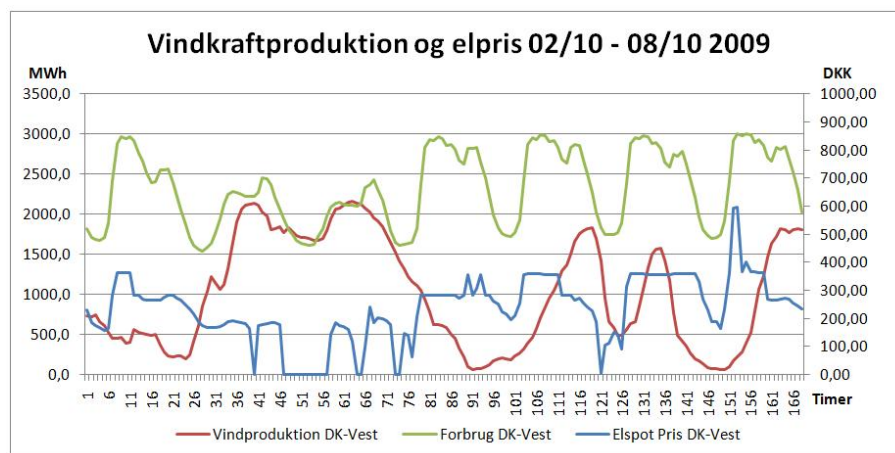


Figur 2.7. Udviklingen for elforsyningen siden 1980. (Sørensen, 22.07.2008)

Da vindkraft er en diskontinuerlig energikilde, er elproduktionen fra vindmøller vanskelig at forudsige. Det er problematisk, at elproduktionen fra vindkraft i nogle tilfælde vil være lav, så der er brug for andre produktionsanlæg, mens den i andre tilfælde vil være så stor, at vindkraftsanlæggene alene kan dække danskernes elforbrug. I forbindelse med stor elproduktion fra vindkraft kan der opstå problemer med eloverløb.

2.2.3 Eloverløb

I perioder med meget vindkraft i elsystemet vil elprisen ofte være meget lav. Sammenhængen mellem elspotprisen og vindkraftproduktionen i Vestdanmark illustreres på figur 2.8. Det ses af figuren, at elprisen følger efterspørgslen i timer

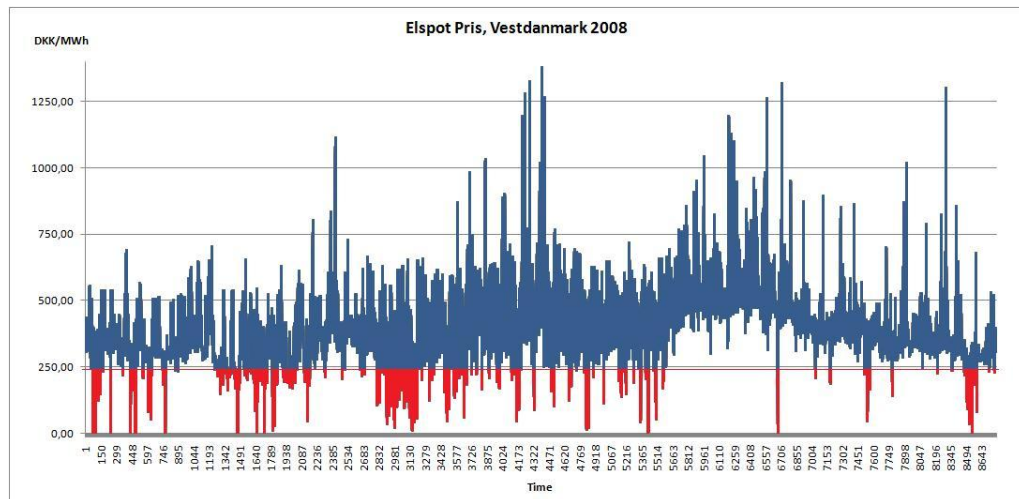


Figur 2.8. Sammenhæng mellem elspotprisen og vindkraftsproduktionen i Vestdanmark fra den 2/10 2009 til 8/10 2009. (Energinet.dk, 2009)

uden store mængder af vindkraft i nettet. I timerne fra 1-26 er forbrugskurven og kurven over elprisen således næsten ens. Det fremgår også, at elprisen er ekstra høj, 595,66 kr./MWh, ved 153 timer. Denne pris falder sammen med en stor efterspørgsel og en meget lille produktion fra vindkraft. Desuden ses det, at der ved 51 timer er en periode, hvor der produceres så meget el fra vindkraft, at det er nok til at dække hele danskernes forbrug. I denne periode rammer elprisen 0 kr./MWh. Figuren viser altså, at der ofte gælder den sammenhæng mellem elprisen og vindkraftproduktion, at stor produktion af vindkraft medfører en lav elpris.

Danmark er i nogle perioder tvunget til at eksportere el til en pris, der ligger under de langsigtede marginale elproduktionsomkostninger for produktionsanlæg baseret på fossile brændsler. Disse produktionsanlæg er i de perioder ikke interesserede i at producere, og vindkraftbaseret el er dominerende. Produktionsomkostningerne for el på danske kraftvarmeværker er omkring 248,2 kr./MWh (Blarke, 2008). Da el i Danmark primært bliver produceret på kraftvarmeværkerne, og kraftvarmeværkerne taber penge på at afsætte elektriciteten til denne pris, defineres eloverløb i denne rapport til at være perioder, hvor elprisen er 248,2 kr./MWh eller derunder. Prisen på el i Vestdanmark lå, som vist på figur 2.9 under 248,2 kr./MWh i 897 timer i 2008.

Distributionsnettet i Danmark er i dag opbygget så Jylland og Fyn udgør et område kaldet DK-Vest, mens Sjælland defineres som DK-øst. De to områder er ikke forbundet, og det er derfor ikke muligt at afsætte elektricitet produceret i Jylland på Sjælland. I perioder med meget vind i elnettet, må elektriciteten i stedet



Figur 2.9. Udsnit af den nederste del af grafen for områdeprisen på el i Vestdanmark 2008. Den røde del af grafen markerer at prisen er under 248,2 kr/MWh, hvilket i denne rapport defineres som eloverløb. (Energinet.dk, 2009)

eksporteres til andre lande. For at muliggøre en indenlansk afsætning af el, er en forbindelse over Storebælt ved at blive etableret. Forbindelsen ventes at være klar i november 2010.

Hvis det i perioder med eloverløb ikke er muligt at eksportere el nok til at sikre balance på elnettet, er der tale om kritisk eloverløb. Ved kritisk eloverløb kan elsystemet blive overbelastet og i værste fald bryde sammen.

For at undgå kritisk eloverløb kan det være nødvendigt at nedregulere vindmøllernes elproduktion, da det er nemmere og hurtigere end at regulere elproduktionen fra fossile brændsler. Dette var tilfældet den 4. oktober 2009. Problemet opstod, fordi en eksportforbindelse mellem Danmark og Sverige var ude af drift samtidig med, at der var en stor elproduktion fra vindmøllerne. (Mogensen, 04.10.2009) Netop situationen fra den 4. oktober fremgår af figur 2.8 ved 51 timer, hvor elprisen endte i nul.

I takt med, at der vil blive satset mere på en diskontinuerlig energikilde som vindkraft, vil der blive større risiko for eloverløb. Derfor vil eloverløb og kritisk eloverløb forekomme i flere perioder, end det er tilfældet i dag. For ikke at nedregulere produktionen, og for at undgå eksport af el til priser, der ligger under produktionsomkostningerne, er det nødvendigt at finde en løsning, der gør det muligt for Danmark selv at aftage den overskydende strøm.

I denne rapport defineres eloverløb, som nævnt, til at være perioder, hvor el eksporteres til en pris under 248,2 kr/MWh. Prisen bliver lav i perioder med eloverløb, da markedsprisen på el fastsættes efter udbud og efterspørgsel. Processen omkring prisdannelse og handlen med el i Norden beskrives i det følgende afsnit.

2.3 Elpris og elhandel i Norden

Her beskrives handlen med el, samt faktorer, der har indflydelse på elprisen i Norden. Desuden beskrives privatforbrugers elpris.

2.3.1 Nord Pool

I Norden foregår handel med elektricitet gennem virksomheden Nord Pool Spot A/S, som blandt andet driver den fælles nordiske elbørs, Elspot. De nordiske systemansvarlige virksomheder og Nord Pool ASA ejer hver 20 % af Nord Pool Spot A/S. I Danmark er Energinet.dk den systemansvarlige virksomhed, mens Fingrid, Statnett og Svenska Kraftnät er systemansvarlige virksomheder i henholdsvis Finland, Norge og Sverige. (Pool, 03.11.2009)

Nord Pool Spot A/S har i dag to markeder for elektricitet: Elspot og Elbas. Desuden driver Nord Pool ASA børsen, Eltermin. Her handles ikke med kWh, men med finansielle kontrakter (Energinet.dk, 2007). Elspot og Elbas beskrives nærmere i de følgende afsnit.

2.3.2 Elspot og Elbas

På Elspot handles dagen før driftsdøgnet. Elhandlerne må altså dagen før driftsdøgnet forsøge at lave prognoser for det kommende døgns forbrug og produktion. Handlen foregår efter auktionsprincippet. Når de nordiske systemansvarlige virksomheder har stillet en garanteret overførselskapacitet mellem landene til rådighed, og aktørerne har indmeldt deres købs- og salgstilbud, lægger Nord Pool alle købs- og salgstilbud sammen, og finder den pris, som skaber balance mellem udbud og efterspørgsel i hele Norden. Den pris, der bliver fastsat kaldes systemprisen og er markedsprisen på el i Norden. Der fastsættes en pris for hver time i driftsdøgnet. (Energinet.dk, 01.01.2007)

Hvis overførselskapaciteten mellem områderne er tilstrækkelig, får alle områder en fælles markedspris. Dette er dog sjældent tilfældet. Hvis der er mangel på overførselskapacitet deles Norden op i forskellige prisområder, som hver får en områdepris. De dele af elnettet, hvor der kan opstå mangel på overførselskapacitet kaldes flaskehalse.

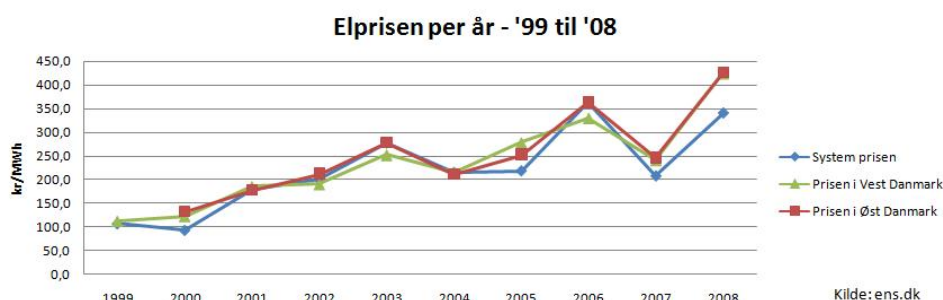
På Elbas kan der handles indtil en time før driftstimen. Dette betyder, at aktørerne kan handle sig i balance tæt på driftstimen, når Elspot er lukket. Elbas gør det altså muligt at nå tættere på overensstemmelse mellem prognoser og det faktisk realiserede. (Meibom, 10.10.2005)

2.3.3 Regulerkraft

Under selve driftstimen kan der, på trods af Elbas, fortsat opstå behov for regulering af produktionen for at sikre balance på elnettet. Balance på elnettet indebærer, at der skal være balance mellem produktion og forbrug samt import og eksport. Hvis der er ubalance stiger eller falder spændingsniveauet på elnettet, og medfører en risiko for strømsvigt. Under selve driftstimen er balancen den systemansvarlige virksomheds ansvar. Reguleringerne foretages ved, at Energinet.dk anmoder producenter om, at producere mere eller mindre el end planlagt og indmeldt. Producenterne på regulerkraftmarkedet har herefter 15 minutter til at gennemføre reguleringen (Elhandel, 03.11.2009). I nogle tilfælde er det nødvendigt at kunne regulere elnettet med kortere varsel end 15 min. Til dette formål findes en primær og en sekundær reserve, der kan igangsættes i løbet af henholdsvis 30 sekunder og et minut.

2.3.4 Elprisens kompleksitet

Danmark er tæt forbundet med Norge, Sverige og Finland på det nordiske elmarked, og derfor har elproduktionen og elforbruget i disse lande indflydelse på udbuddet og efterspørgslen på el i Danmark, og dermed på elprisen. (Energinet.dk, 02.10.2009) Eksempelvis faldt der i år 2000 meget nedbør i Nordskandinavien. Derfor producerede de nordskandinaviske vandkraftværker mere elektricitet end normalt, hvilket gjorde udbuddet større og medførte billig elektricitet på det nordiske elmarked. Knækket i systemprisen i år 2000, som ses på figur 2.10, kan altså delvist forklares med den store mængde nedbør. (Energistyrelsen, 28.10.2002)



Figur 2.10. Graferne viser systemprisen og elprisen i Øst- og Vestdanmark i perioden 1999 til 2008. (Energistyrelsen, 01.01.2009)

I 2006 blev systemprisen derimod presset op, fordi det var et usædvanligt tørt år, så elproduktionen på de nordskandinaviske vandkraftværker faldt. (Hänselt, 15.10.2006) Elprisen er kompleks, og det er langt fra kun den nordiske elproduktion, der afgør om elprisen er høj eller lav. Prisen på råvarer er også afgørende for elprisen, da 70 % af elektriciteten i Vestdanmark og 72 % af elektriciteten i Østdanmark i

2008 blev produceret på ikke vedvarende energikilder. (Energinet.dk, 26.02.2009)
Råvareprisen for kul og gas er bl.a. afhængig af olieprisen. Olieprisen stiger, hvis der er ustabilitet i et af de olieproducerende lande, som kan true eksporten af olie. Dette var som nævnt i afsnit 2.1 tilfældet ved oliekrisen i 1973. Samme tendens er ofte gældende ved stridigheder mellem den vestlige verden og de olieproducerende lande i mellemøsten. Forbrugerne, hvad enten det er virksomheder eller lande, frygter for forsyningssikkerheden, og efterspørgslen på råvarer og energi vil derfor stige. Den økonomiske og politiske situation i verden har altså indflydelse på de globale råvarepriser.

Ligeledes har kraftig vækst og forhøjet levestandard i verdens to største populationer, Kina og Indien, med ca. 1,3 mia. og ca. 1,1 mia. indbyggere, (Trade, 2009) betydet en øget efterspørgsel på olie. Med disse to nye storforbrugere på markedet forkortes levetiden for verdens reserver af fossile brændsler. Den større efterspørgsel vil betyde en stigning af olieprisen og dermed indirekte en stigning på elprisen i Danmark. (Energy, 26.10.2009)

I det ovenstående er kun prisdannelsen af den rå elpris gennemgået. Denne pris udgør dog kun omkring 25 % af elprisen, som de danske forbrugere betaler. I det kommende afsnit beskrives sammensætningen af den resterende del af elprisen.

2.3.5 Elprisen hos forbrugeren

Forbrugerne har siden elmarkedets liberalisering den 1. januar 2003 frit kunnet vælge elselskab, og prisen på el hos de danske forbrugere varierer efter, hvilket elselskab og hvilken kontrakttype, forbrugeren vælger.

Liberaliseret elmarked

Liberaliseringen af elmarkedet har til formål at skabe konkurrence, dels blandt producenterne og dels blandt leverandørerne. (Kristiansen, 19.10.2009)

Ikke mange forbrugere havde før 2009 benyttet sig af muligheden for at vælge, men tal fra Dansk Energi viser, at tendensen har ændret sig. 118.000 kunder, hvilket svarer til 3,8 % af elforbrugerne, har skiftet elselskab i første halvdel af 2009. Tilsvarende skiftede 3 % elselskab i hele 2008.

Som forbruger kan man købe el til en pris, der afhænger direkte af den aktuelle markedspris, som elektriciteten bliver handlet til på Nord Pool. I det tilfælde varierer elprisen hver time, og der kan opnås en økonomisk fordel, hvis forbruget tilpasses, så for eksempel opvaske- og vaskemaskinen kører om natten.

Omvendt kan forbrugeren vælge at fastlåse elprisen i perioder af forskellig varighed. Det kan være af spekulative årsager ud fra en forventning om, at markedsprisen vil

stige på længere sigt. Nogle elselskaber tilbyder kunderne at fastlåse elprisen i op til 5 år, hvorefter den er konstant uanset om markedsprisen på Nord Pool er højere eller lavere.

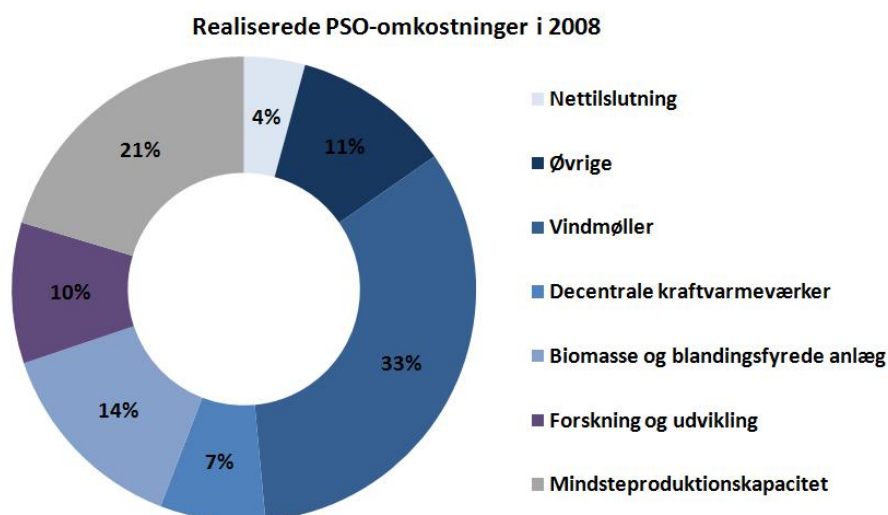
Den største del af den elpris, de danske forbrugere betaler, udgøres af forskellige afgifter. Når markedsprisen på el varierer, har det derfor kun indflydelse på en del af elprisen. Dette betyder, at forbrugerens indflydelse på den samlede elpris ved et frit valg af kontrakt og elselskab er begrænset. De afgifter, der tillægges elprisen, beskrives i næste afsnit.

Afgifter

Der er flere forskellige afgifter vedhæftet elektriciteten i det danske elnet. Afgifterne bliver pålagt elprisen for at dække omkostningerne til for eksempel vedligeholdelse og administration af elnettet. Desuden må producenterne også betale en afgift for den elektricitet, de leverer til elnettet.

De danske elafgifter er delt op i tre: systemtariffen, nettariffen og PSO tariffen. Systemtariffen dækker omkostninger til sikring af forsyningssikkerheden, samt de midler der skal til for at vedligeholde elforsynings kvaliteten.

Nettariffen finansierer vedligehold og daglig drift af elnettet og betales af både producenter og forbrugere. Elproducenterne betaler nettarif, når de leverer elektriciteten til elnettet, mens forbrugerne igen betaler nettarif, når de modtager elektriciteten.



Figur 2.11. I 2008 blev PSO tariffen fordelt til følgende formål. (Vindmølleforening, 06.2009)

PSO-tariffen betegner de støttemidler, der bliver udbetalt til fremme af bæredygtig energiproduktion. (Energinet.dk, 18.10.2007) På figur 2.11 ses hvordan PSO-midlerne blev fordelt i 2008. Afgifternes betydning for den samlede elpris gennemgås nærmere i afsnit 4.4.1 og illustreres ved figur 4.17. I næste afsnit beskrives det nærmere, hvad PSO-tariffen indebærer.

2.3.6 Tiltag, der fremmer vedvarende energi

PSO-tariffen er blot et af flere tiltag, som er indført for at fremme vedvarende energi. Indførelsen af CO_2 -kvoter i 1997 og negative elpriser 30. november 2009 har ligeledes indflydelse på implementeringen af mere vedvarende energiproduktion. Disse tiltag beskrives i følgende afsnit.

PSO-tariffen

Formålet med PSO-tariffen er at gøre bæredygtige produktionsformer konkurrencedygtige i forhold til produktionsformer baseret på fossile brændsler. Den afgift, forbrugerne betaler til PSO, fastsættes en gang i kvartalet ud fra forudsigelser om elprisen. Ved fejl i forudsigelsen kompenseres i det efterfølgende kvartal gennem en højere eller lavere afgift. (Energinet.dk, 18.10.2007) PSO-tariffens størrelse er imidlertid ikke ens for alle bæredygtige elproducenter. Den varierer og afhænger af produktionsenheden. Der er blandt andet forskel på om en vindmølle er koblet på elnettet i 2006 eller 2009. Vindmøller er underlagt det regelsæt, der var gældende den dato, de blev rejst. Derfor er vindmøller fra 2009 underlagt VE-loven, som blev indført i december 2008. For de vindmøller, der er rejst efter VE-loven trådte i kraft, gælder det bl.a., at der bliver lagt 25 øre oven i markedsprisen på hver produceret kWh.

De forskellige støtteordninger til vindmøller er gyldige i et antal fuldlasttimer, typisk svarende til en periode på 10 år. En fuldlasttime defineres som en time, hvor vindmøllen producerer med fuld effekt. Derefter er vindmøllerne ikke længere underlagt PSO-midlerne og modtager ikke længere samme støtte. (Energistyrelsen, 10.2005)

Negative Elpriser

Den 30. november 2009 indførtes begrebet negative elpriser på Nord Pool. Hvis produktionen af el i en periode er meget høj, og forbruget er lavt, vil priserne ikke blot ramme nul, de vil blive negative. Negative elpriser vil betyde, at det i perioder vil koste elproducenterne, at komme af med deres elektricitet, og forbrugerne vil kunne tjene på at aftage den.

Grundet store omkostninger forbundet med kortvarige lukninger af elproduktionen på centrale og decentrale kraftværker, har det på disse værker ikke hidtil kunnet betale sig at lukke produktionen ned i perioder med lave elpriser. Ved indførslen af negative elpriser, opstår muligheden for, at det ikke er rentabelt for kraftværkerne at holde elproduktionen igang, når efterspørgslen er lav. Dermed kan de negative elpriser fremme produktionen af vedvarende energi. Muligheden for negative elpriser er et incitament til at skabe den fleksibilitet i elnettet, der skal til for, at det i fremtiden kan bære en større mængde vindkraft. (Bülow, 26.10.2009), (Petersen, 27.02.2009)

Der er indført en nedre grænse på -170 øre/kWh , som producenterne kan risikere at skulle betale for at komme af med elektriciteten. Der er lige vilkår for alle produktionsformer, dog vil de vedvarende produktioner stadig modtage PSO-midlerne som kompensation.

Kyotoaftalen og CO_2 kvoter

Kyotoaftalen blev, som nævnt i afsnit 2.1, indgået i 1997 i Japan med formålet, at reducere udledningen af CO_2 og andre drivhusgasser. Som konsekvens af dette er de CO_2 tunge virksomheder i Danmark pålagt en grænse for udledningen af CO_2 i form af et antal kvoter. Danmark skal i 2012 have reduceret udledningen af CO_2 med 21 % i forhold til 1990. Her er specielt kraftværkerne i Danmark udsatte, idet de skal have reduceret deres CO_2 udledning med knap 40 % i forhold til niveauet i 1990. (Tornbjerg, 21.12.2006)

CO_2 kvoterne spiller ind på elprisen, da kraftværker, som udleder meget CO_2 per produceret enhed, er underlagt disse miljøkrav. De får tildelt få CO_2 kvoter i forhold til, hvad normalproduktionen kan overholde, for så på længere sigt at presse dem til at lægge produktionen om til mere miljørigtige former. Inden da må de investere i flere CO_2 kvoter for at overholde kravene. Det hæver i sidste ende produktionsomkostningerne og dermed den minimumspris, producenterne kan udbyde elektriciteten til på elmarkedet. Det har indflydelse på elprisen, og dermed vedvarende energikilders rentabilitet (Energy, 26.10.2009). Det er dog ikke nok at sikre de vedvarende energikilders rentabilitet. Det må også sikres, at de kan integreres i elsystemet, så energien fra vedvarende energikilder udnyttes bedst muligt.

2.4 Mulige løsninger for udnyttelse af eloverløb

I dette afsnit redegøres for et udpluk af lagringsteknologier, der kan bidrage til at skabe et fleksibelt elforbrug, som gør det muligt for Danmark at udnytte sin egenproduktion af el optimalt. Det kommende omhandler muligheder for udnyttelse af en intelligent elmåler til integrering af el i varmesektoren og transportsektoren, samt muligheder for at lagre energi til senere anvendelse.

2.4.1 Intelligente elmålere

Den nuværende elmåler, som anvendes i danske hjem, er blot en elmåler, der registrerer elforbruget målt i kWh til senere manuel eller automatisk aflæsning. En intelligent elmåler giver derimod mulighed for at afregne elektricitet på timebasis. Forbrugerne kan på den måde drage fordel af svingende elpriser, og tilegne sig nye forbrugsvaner tilpasset elmarkedet. For at udnytte en intelligent elmålers potentiale optimalt kræves, at forbrugeren kan få glæde af priser, der varierer time for time. Uden at gå på kompromis med komforten i husholdningen, bør intelligente elmålere kommunikere med de enkelte forbrugsenheder i hjemmet. I de kommende afsnit undersøges, hvordan den intelligente elmåler kan bruges i sammenhæng med varmesektoren og transportsektoren.

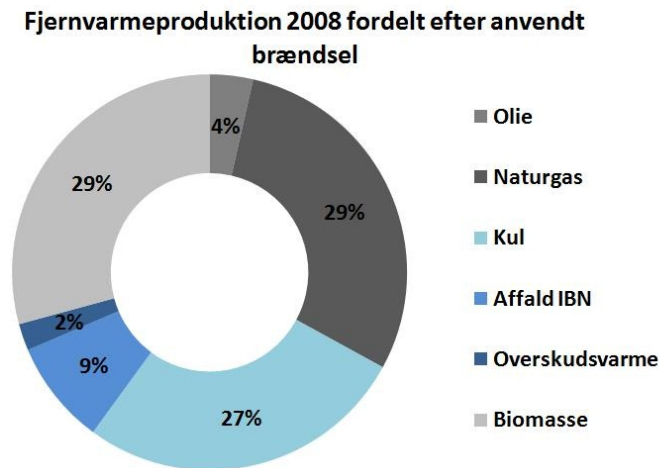
2.4.2 Varmesektoren

Varmesektoren udgjorde, ifølge Energistatistik 2007, 20 % af Danmarks samlede energiforbrug. Heraf blev 60 % af varmen leveret fra fjernvarmenettet, 15 % fra naturgas og de sidste 25 % fungerede som individuel opvarmning fra oliefyr, halmfyr, træpillefyr ect.

Individuelle opvarmningsmetoder udleder CO_2 såvel som centrale kraftværker. Denne udledning kan ikke begrænses ved at forøge virkningsgraden på kraftværkerne, og man er derfor nødt til at gøre en indsats hos den enkelte forbruger. Energistyrelsen anslår, at der pr. 1. Januar 2009 var 391.500 oliefyr installeret i danske hjem. Blev alle disse oliefyr erstattet af CO_2 -neutrale opvarmningsenheder, ville Danmark kunne reducere sin CO_2 -udledning med over 2.000.000 tons. Disse tal benyttes senere i afsnit 5.2.

På figur 2.12 ses, at næsten 60 % af brændslerne til produktion af fjernvarme i 2007 var fossile brændstoffer, mens de resterende 40 % var biomasse, affald og overskudsvarme fra eksempelvis el-produktionen. (Energistyrelsen, 10.03.2009)

Integration af el i varmesektoren vil give mulighed for nedsættelse af forbruget af



Figur 2.12. Fordelingen af anvendt brændsel ved produktion af fjernvarme i 2007. (Energistyrelsen, 2008)

fossile brændsler, hvis elektriciteten er produceret af vedvarende energikilder. El kan for eksempel integreres i varmesektoren ved hjælp af elpatroner eller varmepumper.

For at anvende disse teknologier på den mest miljømæssigt fornuftige måde, må den anvendte el komme fra netop vedvarende energikilder. Hvis elpatroner og varmepumper kun producerer varme i perioder med meget vindenergi i elsystemet, vil de samtidig fremme integrationen af vindmøller i Danmark, da de i perioder med eloverløb kan aftage el. Varmepumper og elpatroner vil kunne integreres såvel i kraftværkerne som i de individuelle boliger. Netop derfor vil en løsning med en intelligent elmåler være interessant, da elprisen ifølge figur 2.8 er lav, når der er meget vindenergi i systemet.

Varmepumper i kraftværkerne

I perioder med eloverløb vil en varmepumpe med fordel kunne omdanne overskydende el til varme, som vil kunne distribueres ved hjælp af fjernvarmenettet. Integration af varmepumper på centrale og decentrale kraftværker vil skabe større fleksibilitet i el-systemet. Disse værker har allerede store akkumuleringsstanke, der giver mulighed for lagring af varme, produceret af varmepumper i perioder med billig el. Hvis der anvendes overskudsvarme til varmepumpen, vil den samtidig kunne supplere og optimere kraftvarmeverkernes forbrændingsprocesser. Dette skyldes, at varmepumper er mere effektive ved høje inputtemperaturer. Afhængigt af mængden af varmepumper, vil der skabes et fleksibelt forbrug, som vil bidrage til en implementering af mere diskontinuerlig elproduktion.

Varmepumper i boligen

Til boligopvarmning findes forskellige typer varmepumper. Den billigste og mest udbredte type varmepumpe i dag, er luft til luft varmepumpen. Denne type varmepumpe er meget følsom over for udetemperaturen, da energien hentes herfra og leveres koncentreret i boligen. Varmepumpens effektivitet og elforbrug følger derfor udetemperaturen meget nøje. En anden ulempe ved luft til luft varmepumper er, at den producerede varme ikke kan lagres. Boligen vil derfor forholdsvis hurtigt blive kold, hvis varmepumpen slukkes. Dette resulterer i, at denne type varmepumpe har et meget begrænset potentiale i forhold til at gøre elforbruget fleksibelt.

I den forbindelse vil en varmepumpe tilknyttet et vandbåret system være mere hensigtsmæssigt. Denne type varmepumpe afleverer typisk varmen i varmerør til radiatorer eller gulvvarme. I dette tilfælde bliver både vand og beton opvarmet og varmepumpen behøver ikke være tændt hele tiden, da varmekapaciteten af disse er højere end varmekapaciteten for luft.

Den energi, som udnyttes i et vandbåret system kan komme fra et jordvarmeanlæg eller en luft til vand varmepumpe. Jordvarmeanlæg har en fordel i vinterhalvåret, idet varmen bliver hentet fra jorden, som har en mere konstant temperatur hen over året. Dette gør det muligt at optimere pumpen til et mindre temperaturinterval. Omkostningerne ved etableringen af et jordvarmeanlæg er dog højere end en luft til vand varmepumpe.

En varmepumpe tilknyttet et vandbåret system kan også levere varme til en akkumuleringskøle, hvorefter varmen kan distribueres rundt i boligen ved hjælp af radiatorer eller anvendes til brugsvand. Ved et sådant system vil en tilpas stor varmepumpe, med en tilpas stor akkumuleringskøle helt kunne erstatte det individuelle oliefyr. En intelligent elmåler som styrer hvornår varmepumpen skal køre, kunne være en økonomisk fordel ved et sådant system. Da elprisen, som vist på figur 2.8 afhænger af vindkraftproduktionen, vil systemet også være en miljømæssig fordel. En intelligent elmåler sikrer, at de svingende elpriser udnyttes, samt at der skabes et fleksibelt elforbrug (Energistyrelsen, 10.03.2009).

Elpatroner

Elpatroner giver ligesom varmepumper mulighed for at udnytte eloverløb fra vindmøller. Elpatroner omsætter den elektriske energi til varme uden energitab.

Elpatroner kan installeres på kraftvarmeværker, hvor de kan erstatte eller supplere de primære produktionsenheder på tidspunkter med billig el. I store træk ligner integrationen af elpatroner på kraftvarmeværker den, der er beskrevet i forbindelse med varmepumper. I et system med elpatroner vil det således på samme måde være nyttigt med et varmelager, så den billigt producerede termiske energi kan gemmes til

tidspunkter, hvor produktionsprisen er højere. Eller set i et miljømæssigt perspektiv, så den termiske energi, der er produceret af vedvarende energikilder, kan gemmes til tidspunkter, hvor den vedvarende energi ikke er tilgængelig.

En installation af elpatroner, samt et tilhørende varmtvandslager, kan, ligesom det var tilfældet med varmepumper, gøre elforbruget mere fleksibelt, hvilket gør det muligt at integrere mere vindenergi i det danske elnet.

Fordelen ved varmepumper i forhold til elpatroner er, at en varmepumpes effektfaktor er over 1. Det er muligt da varmepumper henter energi fra omgivelserne. Elpatronen omsætter tilgængelig kun den energi, den får tilført i form af elektricitet.

Det er ikke kun indenfor varmesektoren, der er mulighed for at integrere et fleksibelt elforbrug. Transportsektoren er en anden mulighed, hvilket beskrives i næste afsnit.

2.4.3 Transportsektoren

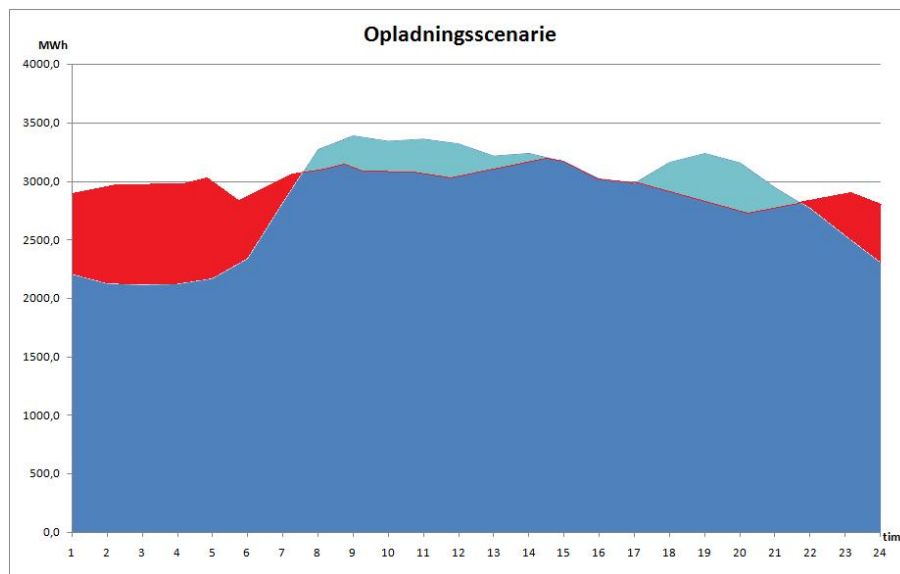
Transportsektoren udgør 25 % af Danmarks samlede energiforbrug. 99 % af transportsektorens energiforbrug er baseret på oliebaserede brændsler, hvoraf benzin og diesel udgør størstedelen. Denne sektor har altså en central rolle, hvad angår Danmarks ønske om i fremtiden at blive uafhængig af fossile brændsler. Der findes flere mulige alternativer, men denne analyse fokuserer udelukkende på el som erstatning for fossile brændsler. (Energistyrelsen, 10.03.2009)

Den samlede vejtransport udgør 78 % af transportsektorens samlede energiforbrug, hvilket svarer til ca. 20 % af det samlede energiforbrug i Danmark. 40 % af energien bruges i personbilerne.

Elbiler findes allerede på markedet, men er ikke særlig udbredte i Danmark. (Energistyrelsen, 10.03.2009) Hvis der indføres flere elbiler i Danmark, vil der være mulighed for et mere fleksibelt elforbrug, som vil understøtte integrationen af mere vindkraft i elnettet. Dette muliggør, at personbiler i fremtiden kan køre på el produceret fra vindkraft, hvilket medfører en reduktion af afhængigheden af fossile brændsler.

Danmark havde i 2008 et årligt elforbrug på 37 TWh. Til sammenligning vil en total omlægning af vejtransporten til elmotorer resultere i et øget elforbrug på 10-14 TWh_{aar} . Da der som nævnt findes andre alternativer til anvendelsen af olie og diesel i transportsektoren, er en fuldstændig omlægning til eldrevne motorer dog ikke realistisk. I et scenarie, hvor elbiler udgør 25 % af den danske bilpark, vil det danske elforbrug øges med 2,5-3,5 TWh_{aar} . Det skal dog ikke blot anses for at være et øget forbrug, men et fleksibelt forbrug, afhængigt af, hvordan bilen oplades. (Energistyrelsen, 10.03.2009)

Et muligt scenarie for opladningen af elbilerne kan indebære, at elbilerne lades op i garagen, når elprisen er lav. Samtidig forventes det, at elbilernes batteri er



Figur 2.13. Elforbrug ved integration af elbiler, der lades op når elprisen er lav, og har batterier som er tilsluttet elnettet. Det blå område viser basisforbruget. Den røde del markerer, hvornår elbilerne i dette scenarie vil lade op, mens det lyseblå område, viser den del af basisforbruget, der kan dækkes af elbilernes energilager. (Energistyrelsen, 10.03.2009)

tilsluttet elnettet og fungerer som et ellager i spidsbelastningsperioderne. Dette vil skabe fleksibilitet, og samtidig vil elbilernes batterier kunne levere el i perioder, hvor Danmark ellers ville være nødt til at importere el. Scenariet er illustreret på figur 2.13.

2.4.4 Energilagring

Overordnet set kan enhver form for energilagring, i større eller mindre grad, være med til at aflaste elnettet i perioder med eloverløb. Det drejer sig blot om at finde de lagringstyper, der er mest hensigtsmæssige set fra tekniske, økonomiske og miljømæssige perspektiver. Af disse grunde er det for eksempel ikke rentabelt for Danmark, at lagre energi ved hjælp af vandreservoirs, da geografin i Danmark ikke egner sig hertil. Her har Norge bedre forudsætninger, da det er billigere at udnytte højdeforskelle i terrænet. Nedenfor ses forskellige lagringsmuligheder, der beskrives nærmere i appendiks C.

- Pumped Hydrogen Storage
- Compressed Air Energy Storage - CAES
- Hydrogen
- Flywheels
- Ultrakondensatorer
- Batterier

Problemformulering 3

Stabiliteten i elforsyningen kan fastholdes i et fremtidigt elsystem med mere vindkraft ved at skabe et fleksibelt forbrug, der kan tilpasses den diskontinuerlige elproduktion. Integration af el i varmesektoren kan sammen med flere andre løsninger være med til at sikre et fleksibelt forbrug, så eloverløb undgås. Løsninger som elpatroner og varmepumper kan med fordel aftage el og producere varme, når der er et stort udbud af elektricitet på elnettet. Det er muligt at implementere elpatroner og varmepumper både på kraftværker og i den enkelte husstand. I den enkelte husstand vil varmepumper, tilknyttet et vandbåret system, kunne fungere som alternativ til et oliefyr. Netop derfor fokuseres der i resten af rapporten på implementering af kompressionsvarmepumper i en privat husstand, hvilket giver anledning til følgende problemformulering:

- *Hvilke privatøkonomiske og miljømæssige konsekvenser har det, hvis man i en husstand erstatter et konventionelt oliefyr med en kompressionsvarmepumpe tilknyttet et varmelager?*

Der opstilles en model ud fra et mål om at udnytte billig el, i perioder med eloverløb, til varmeproduktion. Det forventes at være både privatøkonomisk attraktivt, men også en fordel for miljøet, da fleksible forbrugere er vigtige i forhold til at kunne integrere mere vindenergi i fremtiden.

I modellen tages udgangspunkt i en husstand med oliefyr, der ikke er tilkoblet fjernvarmenettet. Med afsæt i et realistisk varmeforbrug for husstanden foretages beregninger på økonomiske og miljømæssige forhold vedrørende oliefyret. Desuden undersøges forskellige varmepumpers effektfaktorer og deres rentabilitet i forhold til den valgte husstand. Yderligere foretages beregninger omkring økonomiske og energimæssige forhold i forbindelse med et varmelager. På baggrund af ovenstående samt elprisen i 2008, modelleres opvarmningssystemer for husstanden. De økonomiske besparelser og den miljømæssige gevinst ved disse udregnes.

Med udgangspunkt i modellen diskuteres de miljømæssige konsekvenser, hvis konventionelle oliefyr i private husstande erstattes af varmepumper.

Modellering 4

I de kommende kapitler opstilles en model, som viser de privatøkonomiske og miljømæssige konsekvenser ved udskiftning af et oliefyr med en kompressionsvarmepumpe. Alle beregninger og konklusioner vil tage udgangspunkt i data fra 2008, samt specifikationer på 10 forskellige luft til vand kompressionsvarmepumper produceret af hhv. Wamak, Sanyo og Robert Bosch A/S.

4.1 Modelboligen

I modelleringen tages udgangspunkt i et enfamiliehus, der huser to voksne og to børn. Som udgangspunkt benyttes et oliefyr til boligopvarmning og opvarmning af brugsvand. Huset er forsynet med et vandbåret opvarmningssystem, som beskrives i 4.1.1.

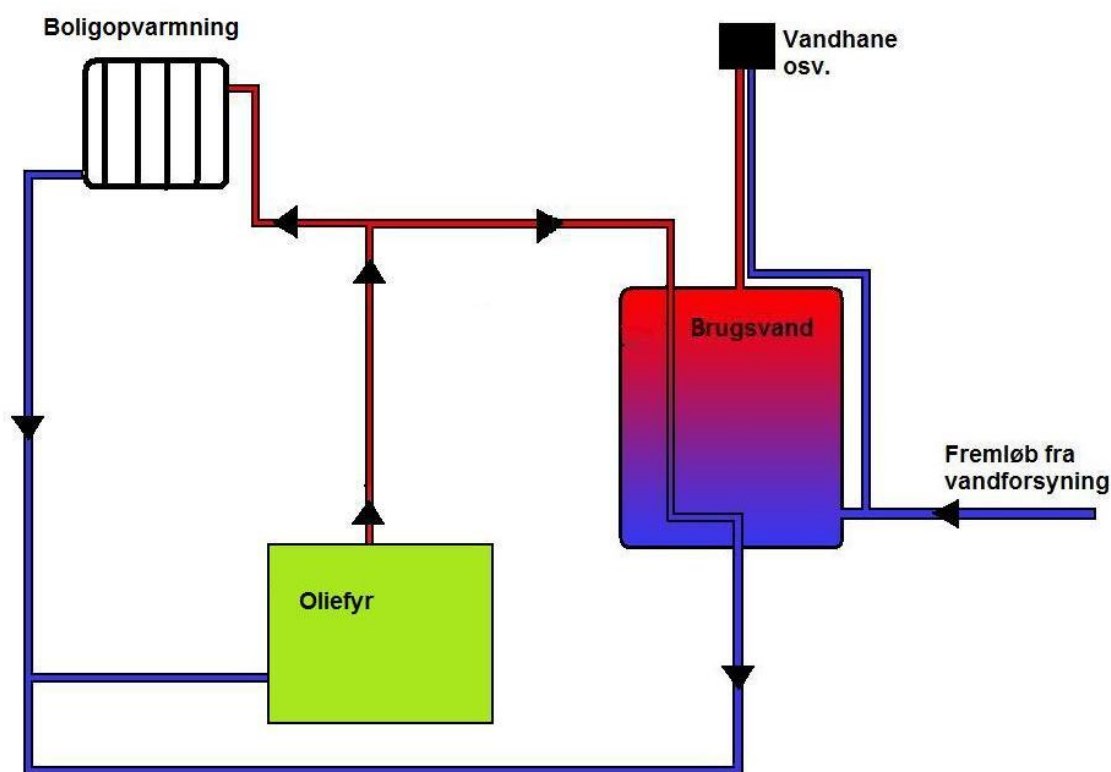
Et standard enfamiliehus er af Energitilsynet defineret til at have et boligareal på $130m^2$ og et varmekonsum på 18,1 MWh pr. år. Ifølge Statens Byggeforskningsinstitut er et enfamiliehus, med et varmekonsum på 18,1 MWh pr. år, typisk bygget i perioden 1971-1980. Det antages derfor, at huset er bygget i henhold til bygningsreglementet fra 1972. Huset har geografisk beliggenhed i Aalborg, Danmark. Beliggenheden er relevant i forhold til dataindsamling af temperaturer og elpriser. På baggrund af oplysninger om virkningsgraden for et oliefyr fra 1972, samt den gennemsnitlige pris for fyringsolie i 2008, har beregninger med udgangspunkt i familiens varmebehov vist en årlig udgift på 20.623,38 kr. til opvarmning ved et konventionelt oliefyr. Udregningen kan ses i appendiks D.

4.1.1 Konventionelt oliefyr

Et konventionelt oliefyr er typisk opbygget ved, at en oliebrænder varmer et lukket vandsystem op til den ønskede fremløbstemperatur, hvorefter vandet bliver distribueret rundt ved hjælp af en cirkulationspumpe. Det lukkede system, som

udgøres af radiatorer eller gulvvarme, fungerer som varmelageret.

Som vist på figur 4.1 fordeles det varme vand fra toppen af kedlen til henholdsvis brugsvand og boligopvarmning. En cirkulationspumpe vil sørge for konstant cirkulation, så stillestående vand undgås. Ved et system som dette kræves korte driftsintervaller, da størrelsen af varmelageret er begrænset til rørsystemet.



Figur 4.1. Illustration af varmesystemets opbygning med konventionelt oliefyr

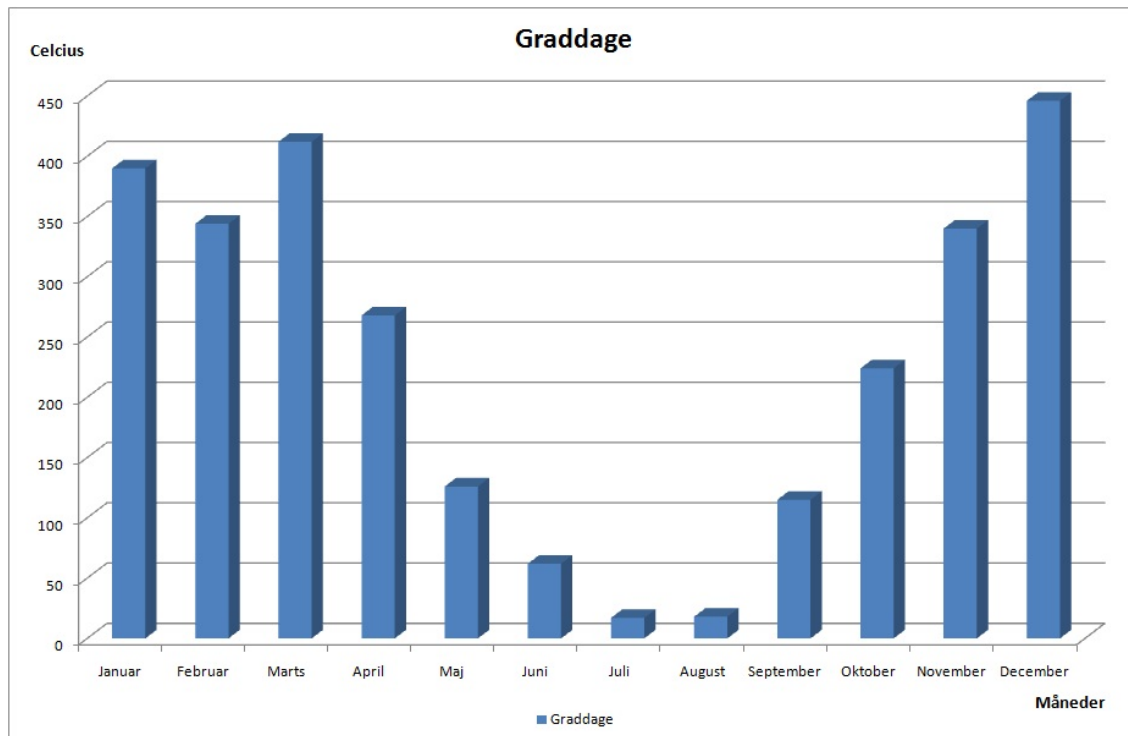
Varmeproduktionen fra det konventionelle oliefyr er ikke jævnt fordelt over året. Størstedelen af forbruget er placeret om vinteren, når middeltemperaturen er lavest. Ved at undersøge fordelingen af graddage i 2008 kan det ses, hvordan varmebehovet til boligopvarmning fordeles sig i 2008.

4.1.2 Graddage

Graddagetallet for en vilkårlig dag angiver, hvor mange grader døgnet's middeltemperatur har været under 17°C . 17°C anvendes som referencepunkt, da indetemperaturen ønskes at være 20°C , og boligen forventes at blive opvarmet ca. 3°C fra hårde hvidevarer, samt andre elektriske apparater.

Eksempvis er gradtallet 2, for et døgn med middeltemperaturen 15°C . Hvis middeltemperaturen er lig, eller over 17°C er graddagetallet nul. Graddagetallet fortæller, hvor stort behovet for opvarmning er i en bolig.

Summen af graddagetallene for en måned viser, hvor stor forskellen er på inde- og udetemperaturen i den pågældende måned. Fordelingen af graddagetallet for 2008 ses i figur 4.2. Der er anvendt data om graddage ved FSN Aalborg, som er indsamlet af DMI.



Figur 4.2. Graddagetal fra DMI i 2008. (DMI, 06.01.2009)

Det ses af figur 4.2, at der er flest graddage i vinterhalvåret, og dermed et større behov for boligopvarmning.

I næste afsnit ses, hvordan varmemeforbruget fordeles i 2008. Forbruget til opvarmning af boligen afhænger som beskrevet af antal graddage, mens forbruget til opvarmning af brugsvand antages at være jævnt fordelt over hele året.

4.1.3 Varmeforbrug

Der skelnes mellem opvarmning af brugsvand og boligopvarmning, da der er forskel på, hvilken temperatur vandet skal opvarmes til. Brugsvandets temperatur skal være i intervallet 55°C til 60°C. Hvis temperaturen bliver lavere vil det skabe basis for udvikling af legionella-bakterier, mens en højere temperatur vil resultere i tilkalkning.

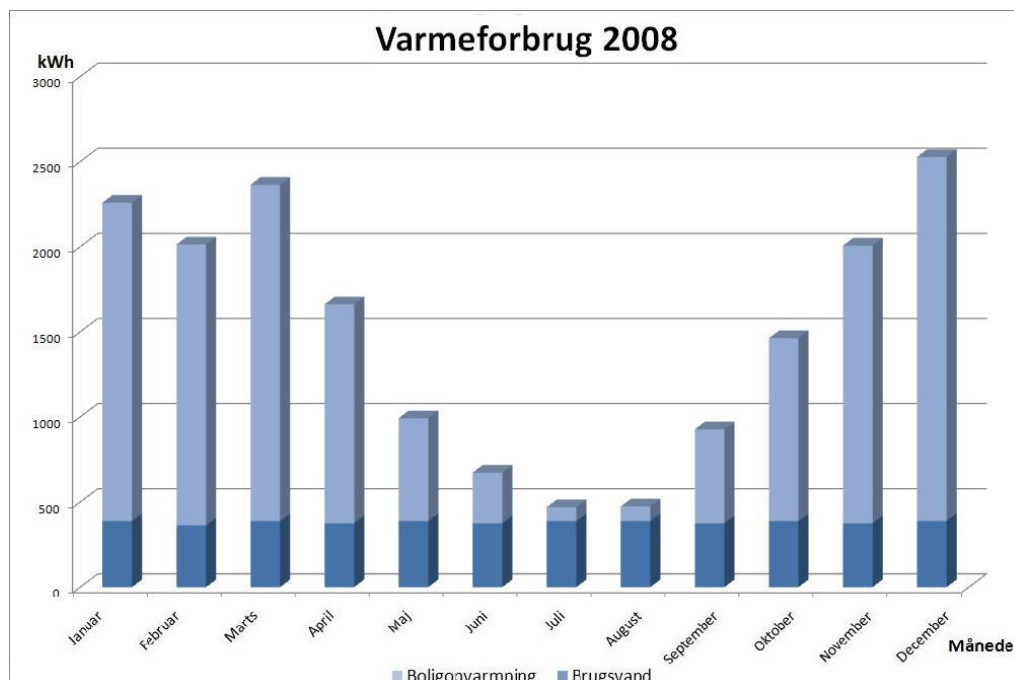
Modellen tager som bekendt udgangspunkt i et standard enfamilieshus med et varmemeforbrug på 18,1 MWh. For at beregne fordelingen af varmemeforbruget hen over året, er det nødvendigt at kende den mængde energi, som anvendes til opvarmning

af brugsvand, og mængden af energi, der går til opvarmning af boligen. I appendiks A ses udregninger for opvarmning af brugsvand.

Familiens daglige forbrug af 60°C brugsvand er udregnet til 244,3 L. Opvarmningen af denne mængde brugsvand kræver 12,52 kWh. På figur 4.3 er varmemeforbruget fordelt over 2008. Det månedlige varmemeforbrug til opvarmning af brugsvand, er fordelt efter antallet af dage i månederne, mens forbruget til boligopvarmning er fordelt efter antallet af graddage. Til fordelingen af varmemeforbruget benyttes formel (4.1).

$$E_{Maaned} = \frac{E_{total}}{GD_{2008}} \cdot GD_{Maaned} + E_{brugsvand} \cdot Dage_{Maaned} \quad (4.1)$$

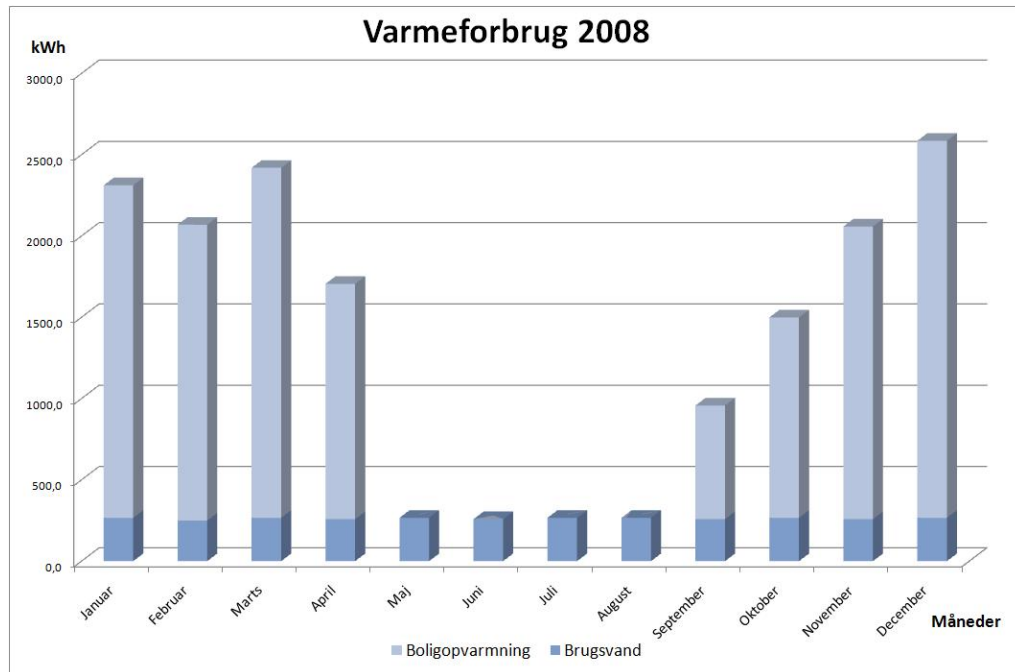
E_{Maaned} angiver varmemeforbruget for den enkelte måned. E_{total} er boligens årlige varmemeforbrug på 18,1 MWh. GD_{Maaned} angiver antallet af graddage i den pågældende måned, mens $E_{brugsvand}$ er de 12,52 kWh, som betegner det daglige varmemeforbrug til brugsvand. $Dage_{Maaned}$ er antallet af dage i den pågældende måned.



Figur 4.3. Diagrammet viser fordelingen af varmemeforbruget på baggrund af antal graddage pr. måned.

Figur 4.3 gør sig gældende, såfremt det antages, at boligen kræver opvarmning hele året. I praksis forholder det sig dog anderledes. Faktorer som opvarmning ved bestråling fra solen, samt afkøling som følge af vindpåvirkning er ikke inkluderet i figur 4.3. Fordelingen af varmebehovet vil derfor se anderledes ud i praksis.

Figur 4.4 viser, hvordan boligens fordeling af varmekonsumet på 18,1 MWh ser ud, hvis det antages, at fyringsåret er fra den 1/9 til 30/4. Dette giver et mere realistisk billede af varmefordelingen, og der vil i modelleringen blive taget udgangspunkt i denne fordeling.



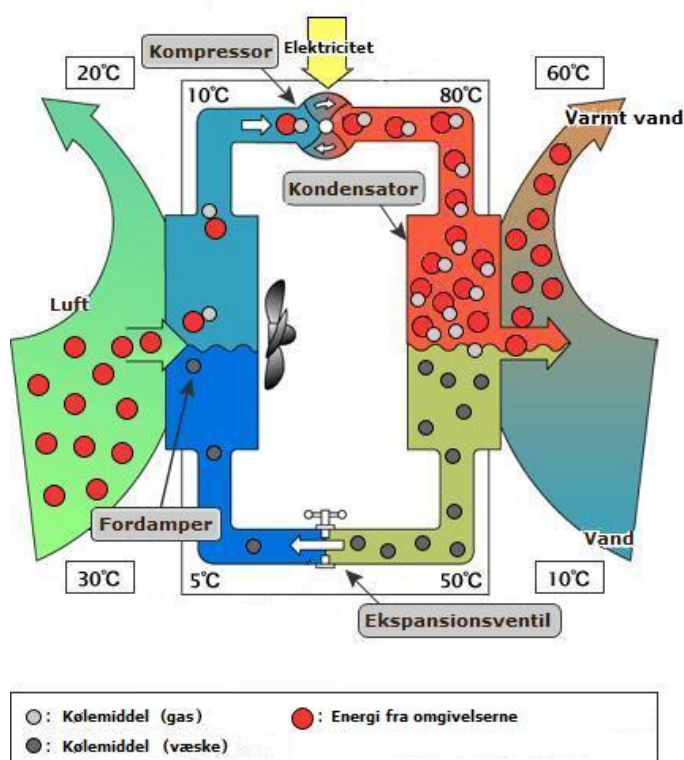
Figur 4.4. Diagrammet viser fordelingen af varmekonsumet på baggrund af antal graddage pr. måned, med boligopvarmning fra den 1/9 til 30/4.

Det er vigtigt at fastslå, hvordan varmekonsumet er fordelt over året, idet varmepumpens effektivitet og behovet for boligopvarmning afhænger af udetemperaturen. Dermed skal varmepumpen producere forskelligt alt efter varmebehovet i den pågældende måned, hvilket er interessant i forhold til de økonomiske beregninger.

4.2 Kompressionsvarmepumpen

For at lave økonomiske beregninger om implementeringen af kompressionsvarmepumpen i modelboligen er der indsamlet relevante data om i alt 10 forskellige varmepumper fra de tre producenter Wamak, Sanyo og Robert Bosch A/S. Dog har det ikke været muligt at indhente data til sammenligning af pumperne fra Sanyo og Robert Bosch A/S, hvilket kommer til udtryk i beregningerne. For at kunne behandle dataene korrekt kræves kendskab til en varmepumpes funktionalitet, hvilket vil blive behandlet i dette afsnit.

Et varmepumpesystem består i hovedtræk af følgende komponenter, der bearbejder et kølemiddel: En kompressor, en kondensator, en ekspansionsventil og en fordamper. Disse er afbilledet i figur 4.5.



Figur 4.5. Illustrationen viser hvordan et varmepumpesystem i hovedtræk er opbygget, og hvordan de forskellige komponenter er placeret i forhold til hinanden. (Yatabe, 2009)

4.2.1 Fordamperen

Når kølemidlet ankommer til fordamperen har det en lavere temperatur end omgivelserne og kan derfor optage varme. Efterhånden som kølemidlet optager varme, fordamper det til en gas.

4.2.2 Kompressoren

I kompressoren sættes det forgassede kølemiddel under tryk. Ved gassens ankomst har den en forholdsvis lav temperatur, men efter kompressorens tilførte arbejde, har gassen på afgangssiden en højere temperatur. Dette sker som følge af idealgasligningen, som kun kan anvendes, når stoffet er på gasform. Det ses herunder, hvordan temperaturen afhænger af tryk, volumen og gaskonstanten.

4.2.3 Idealgasligningen

Grunden til at temperaturen stiger sammen med trykket kan udledes ved hjælp af idealgasligningen, som er formuleret ved:

$$p \cdot V = n \cdot R \cdot T \Leftrightarrow T = \frac{p \cdot V}{n \cdot R} \quad (4.2)$$

'p' betegner gassens tryk, 'V' betegner gassens volumen, 'n' betegner gassens molekyleantal målt i enheden mol, 'R' betegner gaskonstanten og 'T' betegner gassens absolutte temperatur. Da 'R', 'V' og 'n' vil være konstante, kan vi af (4.2) se at 'T' vil vokse, hvis trykket stiger.

4.2.4 Kondensatoren

I kondensatoren er det en blanding af gas og væske, der kondenserer. Energien fra faseskiftet udnyttes i en varmeveksler. Herefter distribueres varmen videre i husets opvarmningssystem. Efter kondenseringen sænkes trykket ved hjælp af en ekspansionsventil, hvorefter processen gentages.

4.2.5 Isentropisk proces

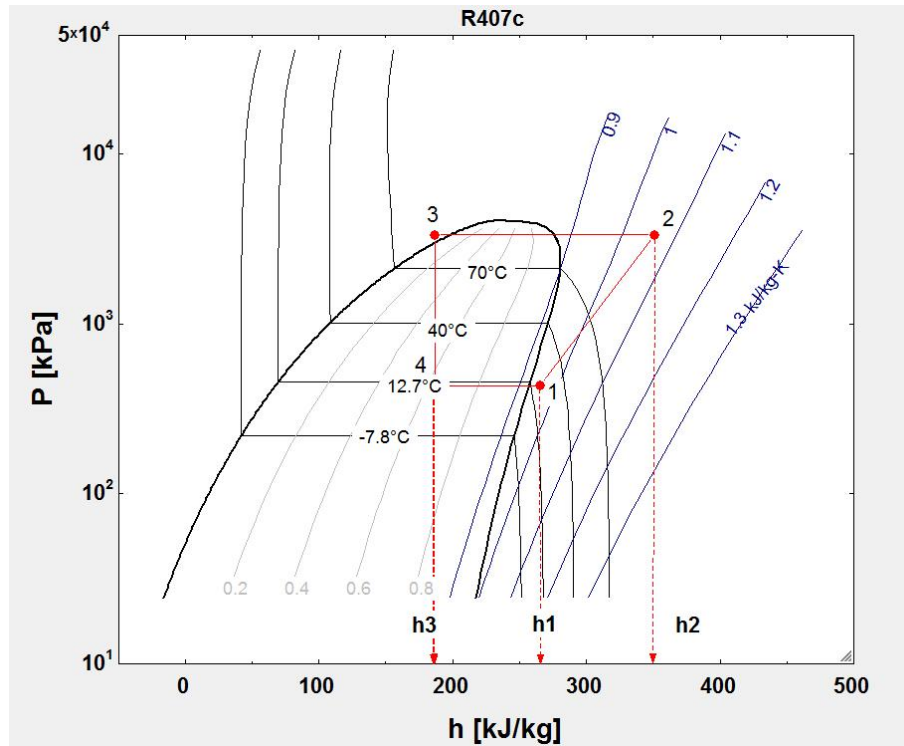
I en isentropisk proces afgives der ingen varme til omgivelserne. Denne vil dermed ideelt set følge isentroperne i et P(h) diagram. En sådan proces finder sted i kompressoren.

4.2.6 Isobar proces

I en isobar proces holdes trykket konstant. Denne finder sted, de to steder, linjestykkerne er parallelle med h-aksen, altså under kondenseringen og fordampningen. Se figur 4.6.

4.2.7 Isenthalpisk proces

Processen i ekspansionsventilen forløber med konstant varmeindhold, altså uden varmeveksling med omgivelserne, mens trykket ændres.



Figur 4.6. Den røde figur illustrerer 4 forskellige processer. Ideelt set finder en isentropisk proces sted fra 1-2. Det er kompressorens arbejde på kølemidlet. Trin 2-3 foregår i kondensatoren, denne proces er isobar. Processen i fordamperen (4-1) er af samme type. Ventilen der sænker trykket udfører en enthalpisk proces.

4.2.8 COP

Da en varmepumpe optager varme fra omgivelserne, kan man ikke definere en virkningsgrad for den. Den mængde elektrisk energi man tilfører varmepumpen, kan teoretisk set blive mangedoblet i termisk energi. For ikke at forveksle varmepumpen med en evighedsmaskine er begrebet COP indført. Det står for 'Coefficient of Performance' og fortæller, hvor meget termisk energi, der er produceret i forhold til tilførslen af energi. COP'en udregnes i (4.3).

$$COP = \frac{|\Delta Q|}{\Delta W} \quad (4.3)$$

ΔQ er ændringen af varme i et reservoir, og ΔW er det arbejde, der er tilført varmepumpen.

Som erstatning for et traditionelt oliefyr, gøres i modellen betragtninger omkring varmepumper af typen luft til vand. I den forbindelse er det vigtigt at kende udetemperaturen, da ΔW er beskrevet ved (4.4)

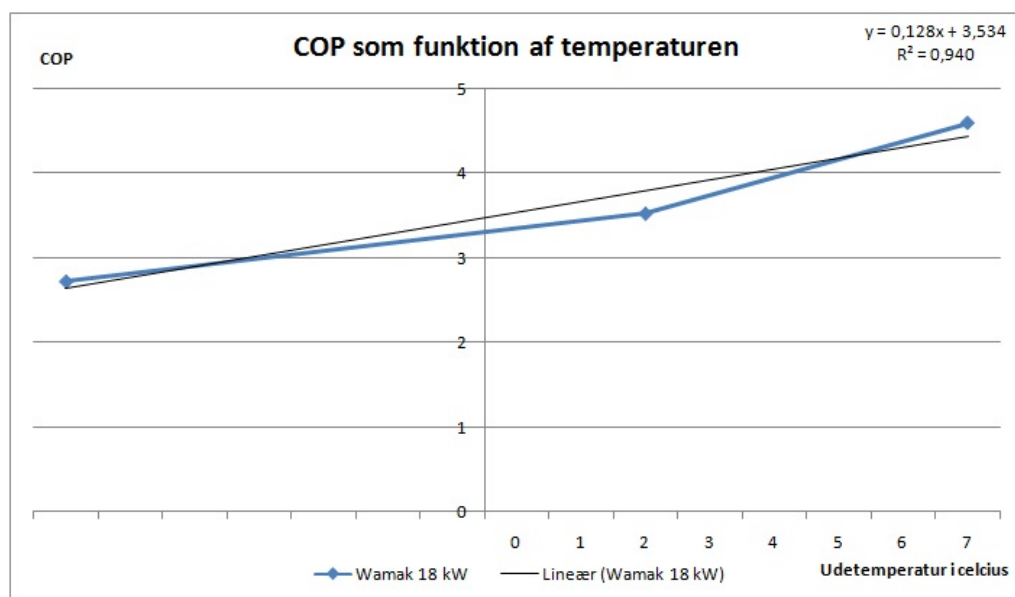
$$\Delta W = h_2 - h_1 \quad (4.4)$$

hvor $h_2 - h_1$ er den mængde mekanisk arbejde kompressoren udfører. Værdien af ΔW afhænger altså af h_1 størrelse. Da trykket varierer i forhold til temperaturen i et lukket system, får h_1 en højere værdi i takt med temperaturen. Dermed skal kompressoren ikke tilføre så meget mekanisk energi ved højere temperaturer.

For at give et eksempel på, hvordan COP'en er afbilledet i en varmekreds, er tilstandskurven for kølemidlet R407c, som er anvendt i varmepumperne produceret af Wamak, afbilledet på figur 4.6. Som tidligere nævnt afhænger COP'en af den mængde energi, som kompressoren anvender, samt den termiske energi varmepumpen producerer. Ved at aflæse værdierne i P(h) diagrammet på figur 4.6 kan COP'en for varmekredsen med R407c som kølemiddel findes ved formel (4.5).

$$COP = \frac{|Q_h|}{W} = \frac{|h_3 - h_2|}{h_2 - h_1} \quad (4.5)$$

Af figur 4.6 ses det, at jo mindre temperaturforskellen mellem kondenseringen og fordampningen er, desto højere bliver COP'en. Derfor er varmepumper mest effektive ved lave temperaturforskelle mellem de to reservoirer den flytter varme imellem.



Figur 4.7. COP'ens temperaturafhængighed. Det ses, at den faktiske værdi er svagt eksponentiel, og at den lineære tendens ligger under den faktiske værdi. Dette er bevidst gjort for at få den bedst mulige approksimation, uden for intervallet -7°C til 7°C , uden at overestimere varmepumpens effekt.

For at give et bud på en privatøkonomisk og miljørigtig løsning er der indsamlet data om COP'en for i alt 10 varmepumper. Producenterne Robert Bosch A/S, Wamak og

Sanyo har oplyst, hvad COP'en for de 10 varmepumper er ved henholdsvis -7°C , 2°C og 7°C . Ud fra disse oplysninger er der opstillet en tendenslinje for hver varmepumpe, som tillader bevægelse uden for intervallet -7°C til 7°C . Eksempelvis illustrerer figur 4.7, hvordan der er fundet en tendenslinje for Wamaks 18kW varmepumpe. Funktionen for tendenslinjen kan bruges til at bestemme COP'en ved en hvilken som helst temperatur. COP'en er væsentlig i forhold til varmepumpens kapacitet, hvilket behandles i næste afsnit.

4.2.9 Varmepumpens kapacitet

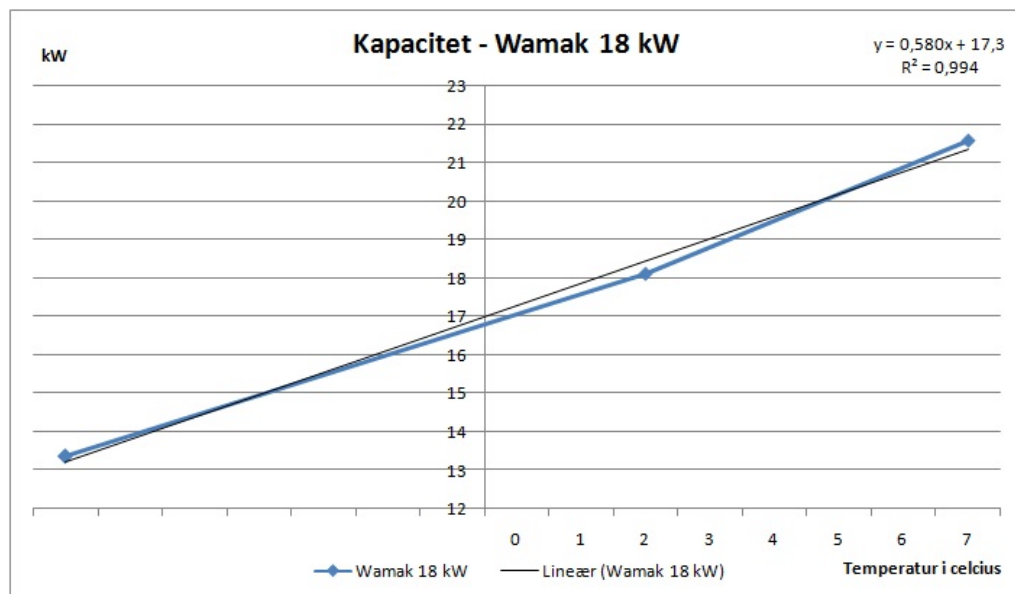
Varmepumpens kapacitet betegner med hvor stor en effekt, varmepumpen leverer varme. Denne er vigtig i forhold til at dimensionere det system, der skal erstatte det konventionelle oliefyr i husstanden. Kapaciteten skal nødvendigvis som minimum kunne matche husstandens varmekonsum i årets koldeste måned. Hvis varmepumpesystemet skal dimensioneres med henblik på vindvenlig drift, skal produktionen være større end det maksimale forbrug. Således vil varmepumpen kunne producere varme til lagret i perioder med eloverløb.

På baggrund af data fra forskellige varmepumpeproducenter beregnes en tendens for en given varmepumpes kapacitet i kW som funktion af temperaturen udenfor. De pågældende data beskriver typisk med hvilken effekt, varmepumpen kan producere en fast fremløbstemperatur ved tre forskellige udetemperaturer. På baggrund af disse approksimeres en forskrift, som ud fra middeltemperaturen i de forskellige måneder kan bruges til at finde middeffekten for varmepumpen i den pågældende måned. Disse beregninger foretages for samtlige varmepumper, der benyttes i modelleringen.

Figur 4.8 viser et eksempel på kapaciteten for Wamaks 18kW luft til vand varmepumpe. Varmepumpens faktiske effekt kan tilnærmelsesvis beskrives som en lineær funktion. Efterhånden som temperaturen stiger, vil varmepumpens effekt dog stige mere end, hvad den lineære approksimation beskriver. Imidlertid sikrer det, at potentialet i varmepumpen ikke overvurderes. Desuden er de temperaturer, tendensen er beskrevet ud fra, lavere end de temperaturer varmepumpen oftest udsættes for, hvilket blot underbygger underestimeringen.

Nogle luft til vand varmepumper er konstrueret således, at den effekt, kompressoren skal tilføres i form af elektricitet, er konstant uanset udetemperaturen, mens kapaciteten derimod varierer. Det omvendte er gældende for andre typer, mens nogle varmepumper hverken har et konstant forbrug af elektricitet eller en konstant kapacitet. Dog kan de hver især beregnes, hvis man kender to af de tre variable, der indgår i (4.6).

$$Effekt_{Out} = Effekt_{In} \cdot COP \quad (4.6)$$



Figur 4.8. Approksimation af kapaciteten som funktion af temperaturen udenfor, for Wamaks 18kW luft til vand varmepumpe.

Ud fra denne sammenhæng er data fra forskellige varmepumper blevet omregnet, så de er brugbare i forhold til modelleringen.

4.3 Overvejelser om valg af varmepumpe

I modelboligen består varmesystemet, som nævnt i afsnit 4.1.1, af et konventionelt oliefyr. Oliefyret ønskes erstattet af en varmepumpe. Varmelageret, som i oliefyret var begrænset til rørsystemet, ønskes udvidet, hvilket giver mulighed for færre driftsperioder.

I det følgende beskrives varmelageret yderligere, og der redegøres for sammenhæng mellem pris og volumen. Der ses på to varmesystemer, hvor oliefyret er udskiftet med en varmepumpe med tilhørende varmelager. Til sidst dimensioneres varmelageret i forhold til forskellige typer varmepumper.

4.3.1 Varmelager

Forudsætningen for at have et kontinuerligt varmekonsum, ved en diskontinuerlig varmeproduktion, er at have et varmelager. Et varmelager giver mulighed for en stor varmeproduktion over en kort periode. Den producerede varme kan anvendes over en længere periode afhængigt af størrelsen på varmelageret.

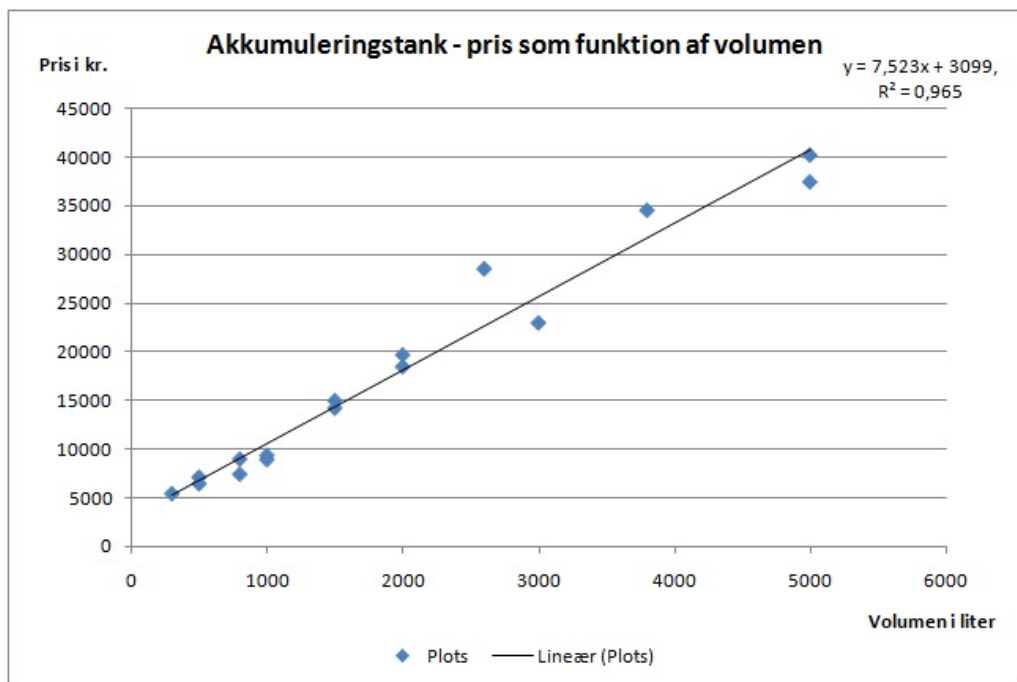
Varmedistributionen fra varmelageret til dets omgivelser vil normalt betegnes som

et varmetab. Da varmelageret i denne model er placeret i boligen, vil denne varmeafgivelse blot bidrage til boligopvarmningen, og derfor antages det, at varmelageret er tabsfrit.

For at bestemme størrelsen af varmelageret er der taget udgangspunkt i familiens varmebehov for et døgn i december, som var den koldeste måned i 2008. Ved at gøre dette, dimensioneres varmelageret til det døgn, hvor varmebehovet er størst. Et døgn i eksempelvis september har et lavere varmebehov, og driftsintervallet med denne størrelse varmelager, bliver derfor større.

4.3.2 Prissætning

Til fastsættelse af en pris på et givent varmelager, er der indsamlet data fra forskellige leverandører (Se Appendiks E). Disse data har givet mulighed for at lave en tendenslinje, som beskriver forholdet mellem pris og volumen af lageret. Under dataindsamlingen er der ikke stillet krav til isolering af tanken, da varmelagerets varmeafgivelse som tidligere nævnt blot vil bidrage til boligopvarmningen. Figur 4.9 viser en graf over de indsamlede priser, der er indsat som plots, hvorefter der er fundet en tendenslinje med funktionen $y = 7.523x + 3099$.



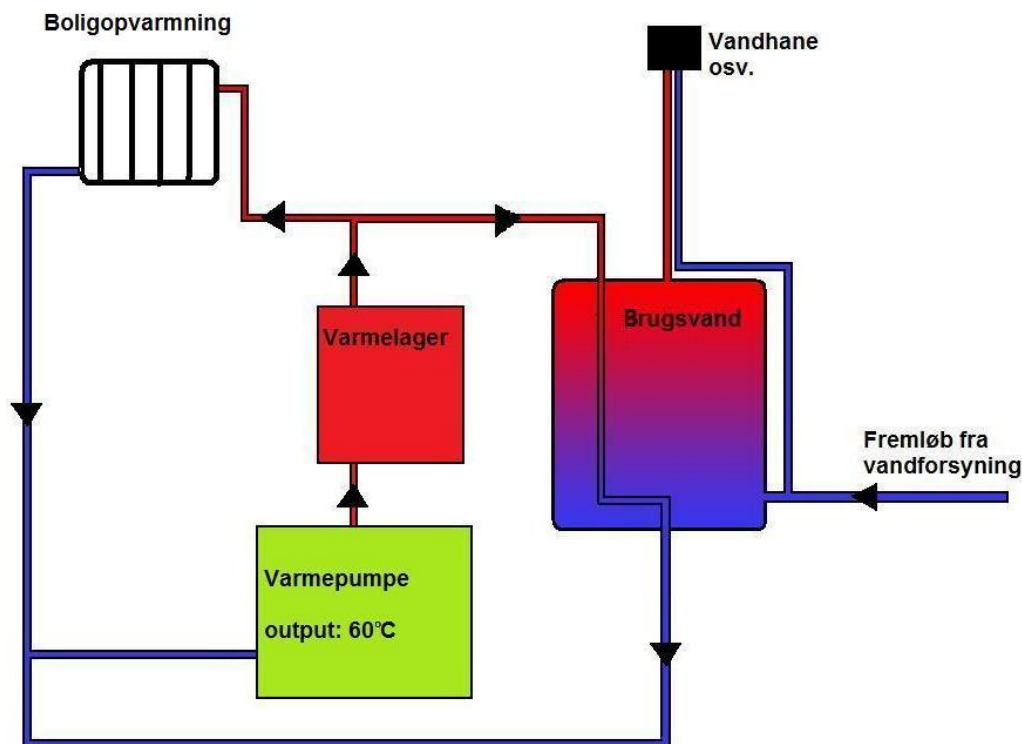
Figur 4.9. Plots af indsamlede priser på akkumuleringstanke, hvorefter der er lavet en tendenslinje med prisen som funktion af volumen.

Ud fra funktionen kan prisen på enhver størrelse af varmelageret med tilnærmelse bestemmes.

4.3.3 System ved 60°C fremløb med varmepumpe

I dette system er oliefyret skiftet ud med en varmepumpe med en fremløbstemperatur på 60°C. Ved at tilføre systemet et varmelager, er der mulighed for færre driftsperioder, hvilket er hensigtsmæssigt i forhold til varmepumpens driftsøkonomi. Systemet er illustreret i figur 4.10.

Ved en variation af varmelagerets størrelse, opnås forskellige driftsintervaller.

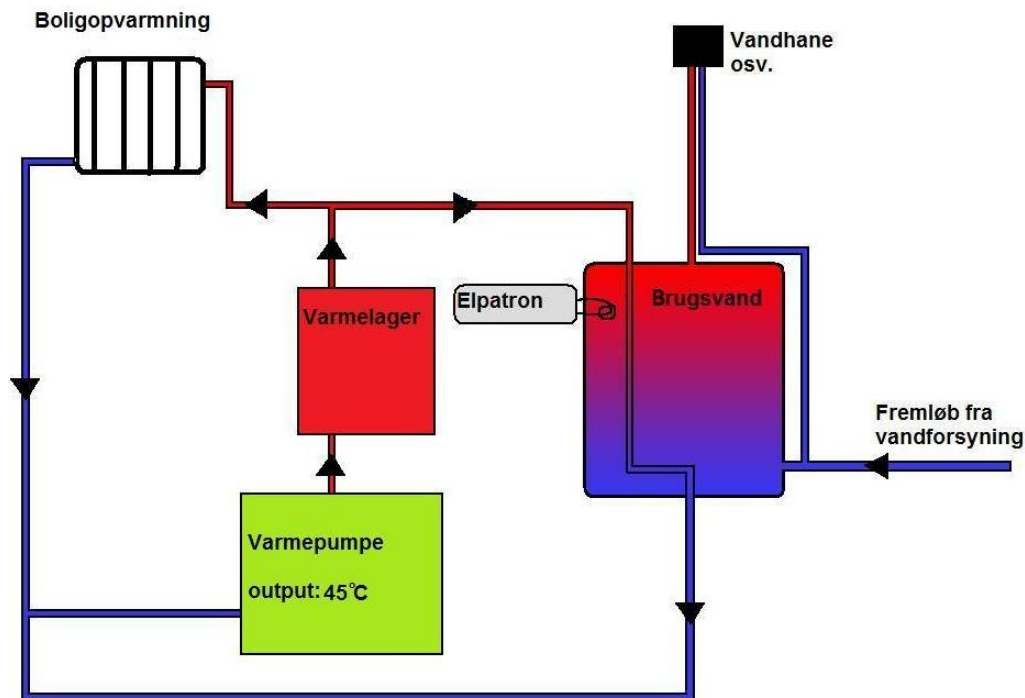


Figur 4.10. Illustration af varmesystemets opbygning med varmepumpe ved en fremløbstemperatur på 60°C

4.3.4 System ved 45°C fremløb med varmepumpe

Her er oliefyret ligeledes skiftet ud med en varmepumpe. Systemet ses af figur 4.11. I dette system er varmepumpen en lavtemperatursvarmepumpe, hvor fremløbstemperaturen blot er 45°C. Vandet til boligopvarmning behøver ikke nødvendigvis være varmere end 45°C, mens brugsvandet skal opvarmes til 60°C for at undgå legionella. Derfor er der i dette system installeret en elpatron, som opvarmer brugsvandet de sidste 15°C, fra 45°C til 60°C.

Varmelageret kan i begge tilfælde varieres alt efter, hvor effektiv varmepumpen er. I det følgende ses på dimensionering og pris af varmelageret ved 10 forskellige typer varmepumper med forskellig kapacitet.



Figur 4.11. Illustration af varmesystemets opbygning med varmepumpe ved en fremløbstemperatur på 45°C

4.3.5 Dimensionering af varmelager ved 60°C fremløb

I denne analyse er lavet beregninger for varmepumper ved et fremløb på 60°C. Pumperne er produceret af Robert Bosch A/S og Wamak.

På baggrund af familiens varmebehov samt variableerne graddage, middeltemperatur, COP og kapacitet er antallet af driftstimer i 2008, ved et fremløb på 60°C, beregnet for hver enkelt varmepumpe. Afhængigt af varmepumpens størrelse er driftstimerne placeret i intervallet 3621 til 345 timer om året.

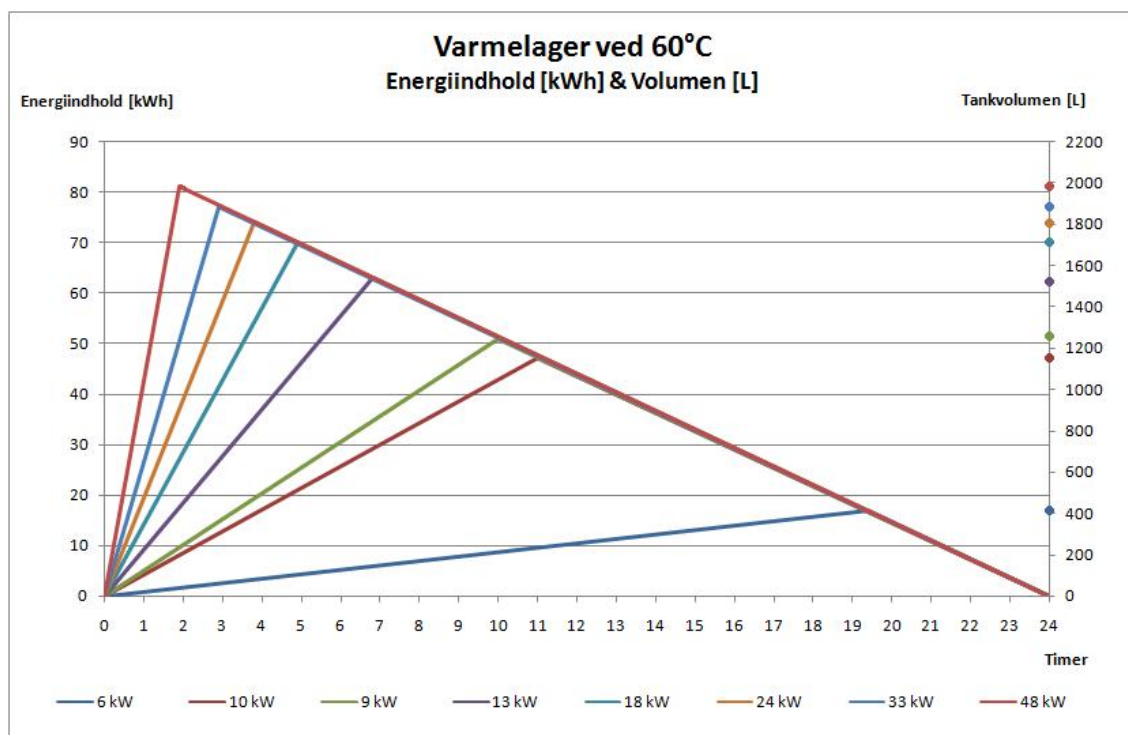
Som tidligere nævnt kan varmelageret dimensioneres til kapaciteten på en vilkårlig forbrugsperiode i den koldeste måned. Dette eksempel vil tage afsæt i et forbrugsdøgn. Dvs. varmelageret skal have en størrelse, så det kan indeholde energi til et døgn forbrug. I 2008 havde december den laveste middeltemperatur, hvorfor eksemplet vil bruge varmekonsumet for en dag i denne måned som referencepunkt. Med udgangspunkt i middeltemperaturen for december, samt en antagelse om et jævnt fordelt varmekonsum over hele måneden, er varmebehovet 87,33 kWh pr. dag. Antallet af driftstimer, for at dække varmebehovet, ses i tabellen i figur 4.13, som er en del af modellen (Appendiks E). Varmepumperne er navngivet efter producent og gennemsnitlig kapacitet. Som det ses i tabellen er antallet af driftstimer faldende med en større kapacitet.

For at finde volumen af varmelageret er det nødvendigt at vide, hvor meget energi varmelageret skal indeholde. Energien findes ved at tage den samlede mængde energi,

som forbruges over et døgn. Dette skal være lig med den samlede produktion. Herfra fratrækkes den mængde varme, som forbruges i varmepumpens driftstid. Resultatet af dette kan ses i tabellen i figur 4.13. Denne beregning gør sig gældende ved et jævnt fordelt varmekonsum over hele døgnet, hvorved driftstiden kan fordeles på de timer, hvor elprisen er lavest.

Nu kendes behovet for energiopbevaringen for de 8 varmepumper, hvorefter volumen af tanken kan beregnes. Til dette anvendes formlen $\Delta E = m \cdot c \cdot \Delta t$ som omskrives til $m = \frac{\Delta E}{c \cdot \Delta t}$. Da massefylden for vand i denne model regnes for at være $1,0 \text{ g/cm}^3$ vil 1 kg være lig med 1 liter. Volumen af tanken er derfor lig med $m \cdot c$ er vands varmekapacitet, som er $4,19 \text{ kJ/kg} \cdot \text{K}$. Temperaturforskellen antages at være 35°C , da det forventes, at tilbageløbstemperaturen maksimalt er 25°C og fremløbet ønskes at være 60°C .

Figur 4.12 viser tankstørrelsen for de tidligere nævnte varmepumper. Her ses det tydeligt, at store varmepumper med stor effekt, kræver et større varmelager, da driftstimerne er få. I samme figur er det illustreret, hvordan varmelagerets indhold af energi fordeles sig over et døgn med et jævnt fordelt varmekonsum.



Figur 4.12. Varmelagerets energiindhold fordelt på et døgn, samt dets volumen for forskellige størrelser af varmepumper.

Ved anvendelse af funktionen for prissættelse af varmelageret, som blev beskrevet i afsnit 4.3.2, kan prisen for varmelageret nu fastsættes. Prisen kan ses i tabellen i figur 4.13. Disse priser er lavet som funktion af volumen og tager derfor ikke hensyn til, hvilken størrelse akkumuleringskølestation det reelt er muligt at købe. I praksis vil det

derfor være nødvendigt at udvælge et varmelager, der tilnærmelsesvist svarer til den volumen, som er angivet i tabellen.

Prisen på varmelaget, som er angivet i tabellen i figur 4.13 bruges til beregninger af de samlede omkostninger ved et varmesystem med et fremløb på 60°C. De samlede omkostninger behandles i afsnit 4.4.2.

Producent	Bosch		Wamak					
Kapacitet	6 kW	10 kW	9 kW	13 kW	18 kW	24 kW	33 kW	48 kW
Produktionstimer	19,4	11,1	10,0	6,8	4,8	3,8	2,9	1,8
Varmeopbevaring i kWh	16,8	47,1	50,9	62,6	69,7	73,5	76,7	80,6
Volumen af varmelager (liter)	411,7	1157,1	1250,7	1538,7	1712,4	1807,2	1885,3	1980,7
Pris for varmelager (kr)	6197,0	11804,8	12509,0	14675,4	15982,3	16695,8	17283,1	18000,6

Figur 4.13. Tabellen viser et udsnit af modellen i appendiks E, med angivelse af varmepumpens produktionstimer ved et døgn varmekonsum i december 2008, samt angivelse af varmeopbevaring, lagerstørrelse og prisen for dette, i denne periode.

4.3.6 Dimensionering af varmelager ved 45°C fremløb

Dimensioneringen af et varmelager i et system med en fremløbstemperatur på 45°C er lidt anderledes end ved en fremløbstemperatur på 60°C. Ved anvendelse af et system på 45°C fremløb kræves en yderligere opvarmning af vandet, som skal anvendes til brugsvand. Her er tale om en yderligere opvarmning af vandet på 15°C. Til denne temperaturforøgelse anvendes, som beskrevet i 4.3.4, en elpatron.

For at finde den mængde energi, der kræves for en temperaturforøgelse fra 45°C til 60°C, findes først den mængde brugsvand, der dagligt skal opvarmes i brugsvandsbeholderen.

Idet husholdningens daglige varmekonsum til brugsvand ifølge appendiks A er 12,541 kWh, kan mængden ud fra (4.7) udregnes.

$$m_{\text{brugsvand}} = \frac{\Delta E_{\text{Brugsvand}}}{C \cdot \Delta T_{\text{Total}}} \quad (4.7)$$

$\Delta E_{\text{Brugsvand}}$ angiver varmekonsumet omregnet til kJ, C angiver vands specifikke varmekapacitet, mens ΔT_{Total} er den totale temperaturforskel. Sidstnævnte er beregnet ud fra en antagelse om, at fremløbstemperaturen fra vandværket er 12°C.

I formel (4.8) udregnes den mængde energi, $\Delta E_{\text{Elpatron}}$, elpatronen dagligt skal tilføre brugsvandet. $\Delta T_{\text{Elpatron}}$ angiver temperaturforskellen mellem den ønskede brugsvandstemperatur og fremløbstemperaturen fra varmepumpen.

$$\Delta E_{\text{Elpatron}} = m_{\text{brugsvand}} \cdot C \cdot \Delta T_{\text{Elpatron}} \quad (4.8)$$

Elpatronens energiforbrug er lig resultatet af formel (4.8), da det antages, at elpatronens virkningsgrad er 1.

For at beregne størrelsen af varmelageret ved et fremløb fra varmepumpen på 45°C, anvendes samme princip som ved et fremløb på 60°C. Mængden af den energi, som elpatronen tilfører brugsvandet, skal dog fratrækkes, da dette ikke vil blive en del af det lukkede system, som varmepumpen repræsenterer. Energiindholdet i varmelageret til et døgn forbrug i december 2008 vil derfor være som vist i tabellen i figur 4.14

Producent	Sanyo			Wamak				
Kapacitet	4,5 kW	9 kW	9 kW	13 kW	18 kW	24 kW	33 kW	48 kW
Produktionstimer	18,5	9,3	9,7	5,8	4,7	3,7	2,8	1,8
Varmeopbevaring i kWh	19,0	51,2	49,8	63,1	67,2	70,7	73,6	77,2
Volumen af varmelager (liter)	816,4	2201,7	2143,0	2715,3	2887,5	3040,7	3166,6	3320,5
Pris for varmelager (kr)	9241,4	19663,8	19222,1	23527,6	24823,3	25975,5	26922,5	28080,3

Figur 4.14. Tabellen viser en del af modellen i appendiks E, med angivelse af varmepumpens produktionstimer ved et døgn varmeforbrug i december 2008, samt angivelse af varmeopbevaring, lagerstørrelse og prisen for dette, i denne periode.

Ud fra den kendte mængde af energi, som varmelageret skal kunne indeholde, kan volumen ligesom ved 60°C fremløb bestemmes. Resultatet af dette kan ses i tabellen i figur 4.14. Ved en sammenligning af volumen i tabellen i figur 4.13 og tabellen i figur 4.14 ses det, for de typer varmepumper som går igen, at der til trods for en mindre mængde energiopbevaring ved 45°C fremløb end ved 60°C fremløb, kræves en større volumen af varmelageret. Dette skyldes, at energiindholdet i 1 liter vand ved 60°C er højere end energiindholdet i 1 liter vand ved 45°C.

Da tilbageløbstemperaturen for begge systemer er fastsat til 25°C, vil det derfor kræve en større volumen ved en lavere fremløbstemperatur.

En beregning af prisen for et varmelager til et system på 45°C kan nu laves ud fra funktionen for prisen. Tabellen i figur 4.14 viser prisen af varmelageret som funktion af volumen.

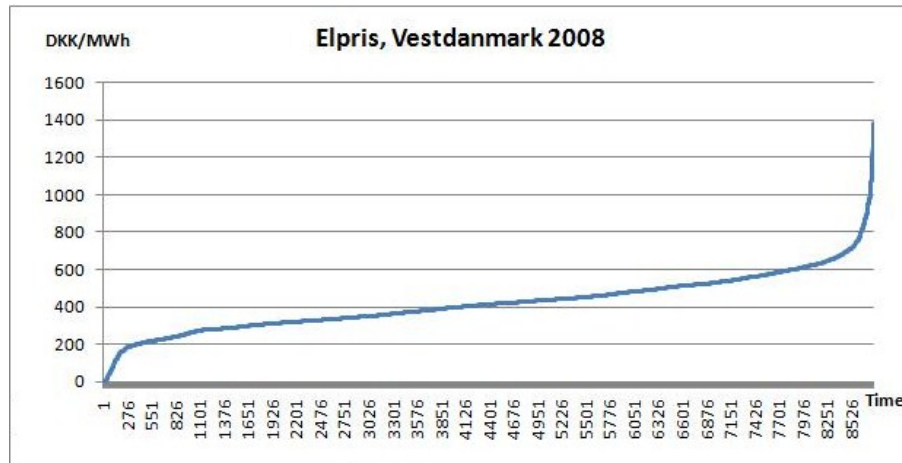
I afsnit 4.4.2 laves beregninger for de samlede omkostninger. Da der i systemet indgår en elpatron skal dennes elforbrug også inkluderes i de samlede omkostninger.

4.4 Privatøkonomiske konsekvenser

I forbindelse med modelleringen er det desuden nødvendigt at gøre antagelser om elprisen i driftstimerne. Det ønskes, at varmepumpen kører i de billigste timer i måneden. Privatøkonomisk er det en fordel, da forbrugerens eludgift til opvarmning af huset bliver så lille som muligt. Den privatøkonomiske fordel mindskes dog væsentligt af afgifternes betydning på elprisen, hvilket blev gennemgået i afsnit 2.3.5. Samtidig er der en miljømæssig fordel, da der som vist på figur 2.8 er sammenhæng mellem spotprisen og mængden af vindkraft i elnettet. Det antages, at denne sammenhæng gælder således, at når varmepumpen producerer mens elprisen er lav, aftages mest mulig el fra vindkraft.

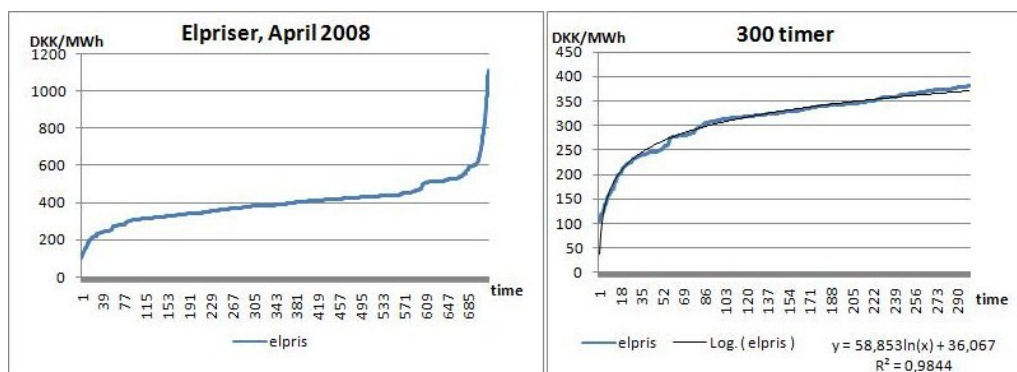
4.4.1 Eludgifter

På figur 4.15 ses elpriserne på spotmarkedet i 2008 som funktion af antal timer. I 2008 var elprisen i Vestdanmark $0 \text{ kr}/\text{MWh}$ i 28 timer. Mens elprisen i den dyreste time var hele $1379,13 \text{ kr}/\text{MWh}$.



Figur 4.15. Prisen på el i Vestdanmark i 2008 som funktion af antal timer.

For at beregne familiens udgift til el måned for måned, opstilles grafer på månedsbasis efter samme princip som figur 4.15. På figur 4.16 til venstre ses grafen for elprisen i april 2008.



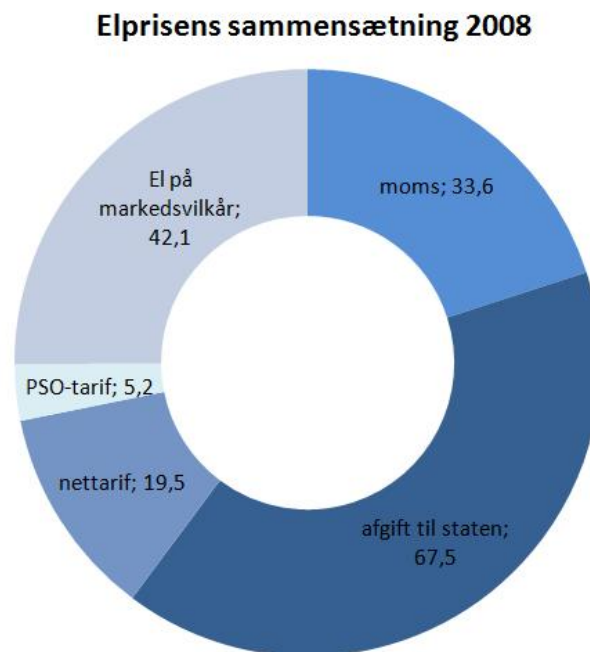
Figur 4.16. Venstre: Prisen på el i Vestdanmark i april 2008 som funktion af timer.
Højre: Tendenslinie over de billigste 300 timer i april måned

I modelleringen arbejdes ikke med scenarier, hvor den enkelte varmepumpe har over 300 driftstimer om måneden. Det har derfor kun været relevant at se på de 300 billigste timer. Figur 4.16 til højre viser igen elpriser i april måned 2008, men her er kun de 300 billigste timer inkluderet. Samtidig er der på figuren indtegnet en tendenslinie. Der tages efterfølgende udgangspunkt i denne tendenslinie i arbejdet med elprisen i april måned. Der laves lignende grafer for de resterende måneder i 2008. Graferne over elprisen i de forskellige måneder findes i appendiks E.

Alt efter hvor stor en kapacitet og hvor stort et varmelager familien vælger, vil varmepumpen have et forskelligt antal driftstimer om måneden. For at beregne familiens udgift til el for den enkelte varmepumpe integreres funktionen for de enkelte tendenslinier med grænserne 0 og antallet af driftstimer. Hvis der i måneden forekommer timer, hvor prisen er $0 \text{ kr}/MWh$, udelades disse i grafen og antal timer med nulpris trækkes i stedet fra den øverste grænse. Dette gøres for at sikre den bedst mulige approksimation. Det er dog vigtigt at bemærke, at privatforbrugeren stadig betaler afgifter og moms i timer, hvor spotprisen er nul.

Afgifter

Prisen eksklusiv afgifter afhænger af spotprisen og privatforbrugers elselkab, mens afgifterne ligger fast for alle danske husholdninger. Figur 4.17 illustrerer hvordan privatforbrugers elpris kan være sat sammen. I eksemplet udgør afgifter og moms 75% af den pris, privatforbrugeren betaler for elektricitet.



Figur 4.17. Sammensætningen af elprisen for husholdningen i modellen. Data fra Elpristavlen.dk

Det forsyningspligtige selskab i Aalborg er AKE Forsyning A/S. Dette selskab har altså pligt til at forsyne boliger og virksomheder i Aalborg med elektricitet, hvis den enkelte forbruger ikke har valgt andet. Indbyggere i Aalborg, der ikke har truffet andet valg får leveret elektricitet som løsningen KvartalsEl fra dette selskab. I modellen antages det, at privatforbrugeren er underlagt de afgifter, der indgår i KvartalsEl pakken. Til gengæld kan privatforbrugeren købe den rene el til spotpriser.

På figur 4.17 ses sammensætningen af elprisen for husholdningen i modellen. Hensigten med de enkelte afgifter er gennemgået nærmere i afsnit 2.3.5.

Der er i beregningen af betalingen til elafgiften taget hensyn til de særlige afgiftsregler, der gælder for boliger, der bruger el til opvarmning. Hvis boligen er registreret i Bygnings- og Boligregistret som helårsbolig er det muligt at få en reduktion i elafgiften for det forbrug, der ligger over 4000 kWh/år. Størrelsen af reduktionen fastsættes af myndighederne hvert år. I 2008 var reduktionen af elafgiften 6,7 øre/kWh for forbrug over de 4000 kWh.

Det gennemsnitlige elforbrug pr. husholdning til apparater og lys var ifølge Energistyrelsens Energistatistik i 2008 3532 kWh. Det antages i modellen, at afgiftsreduktionen kan trækkes fra hele varmepumpens elforbrug.

Afgifter og moms udgør tilsammen 75% af den pris, husholdningen betaler for el. Dette er problematisk i forbindelse med muligheden for integration af store varmepumper, som fleksible aftagere til eloverløb, da driftsomkostningerne ikke varierer betydeligt pga. faste afgifter. En løsning kunne være en ændring i afgifterne. Der foretages en virkemiddelsanalyse med netop dette fokus i kapitel 6.

4.4.2 Rentabilitet

For, at varmepumper skal blive et reelt alternativ til konventionelle oliefyr i private husstande udenfor fjernvarmenettet, skal de være økonomisk attraktive for privatforbrugeren. Uden en økonomisk gevinst viser det sig i praksis, at de danske forbrugere vælger ud fra et økonomisk perspektiv frem for et miljørigtigt. I dette afsnit gennemgås de økonomiske beregninger omkring varmepumper. Der sammenlignes desuden med de økonomiske forhold omkring et oliefyr med henblik på at vurdere mulighederne for en generel implementering.

De foregående afsnits teori om COP værdier, eludgifter, det tilknyttede varmelager og fordelingen af varmekonsumet bliver i dette afsnit samlet til en vurdering af de privatøkonomiske perspektiver i forskellige typer varmepumper. Der tages fortsat udgangspunkt i den opstillede modelbolig.

En vigtig parameter er den engangsinvestering der foreligger, før husstanden kan blive opvarmet vha. en varmepumpe. Jo større kapacitet den enkelte husstand ønsker, des højere bliver etableringsomkostningerne. Dels fordi selve varmepumpen bliver dyrere med en højere kapacitet, og dels fordi omkostningerne ved det tilhørende varmelager stiger i scenariet, hvor husstanden vælger en stor varmepumpe med henblik på at producere i timer med en lav elpris. Det skyldes, at med en større produktionskapacitet vil driftsintervallet stige og varmelageret skal kunne lagre husstandens varmekonsum over en længere periode.

Fordelen er, at driftsomkostningerne falder, når varmepumpens kapacitet øges. Den energi, varmepumpen skal tilføres i form af elektricitet, vil ikke nødvendigvis være

mindre, det afhænger af varmepumpens COP, men den vil være billigere. Det skyldes, at produktionen ved optimal udnyttelse foregår i årets billigste timer, og antallet af produktionstimer mindskes med en større kapacitet. Dermed bliver den øvre grænse mindre i det integrale over elprisen, der blev opstillet i afsnit 4.4.1.

Spotprisen udgør ifølge afsnit 4.4.1 kun 25 % af privatforbrugerens samlede elpris, hvorfor spotprisens variationer ikke har en stor effekt på privatforbrugerens årlige eludgift. Forskellen i etableringsprisen på en 48kW varmepumpe og en 6kW varmepumpe er til gengæld stor. I figur 4.18 ses etableringspriserne inklusiv varmelager for de forskellige luft til vand varmepumper, der er kigget på i forbindelse med modelleringen. Ligeledes ses de årlige eludgifter, hvis de pågældende varmepumper skulle opvarme standardhuset. Det er tydeligt, at forskellen i etableringspris er langt større end husstandens årlige driftsbesparelse ved investering i en varmepumpe med høj kapacitet. For at kunne sammenligne systemerne er omkostninger forbundet med hhv. det eksisterende oliefyr og et nyt ligeledes vist i tabellen på figur 4.18.

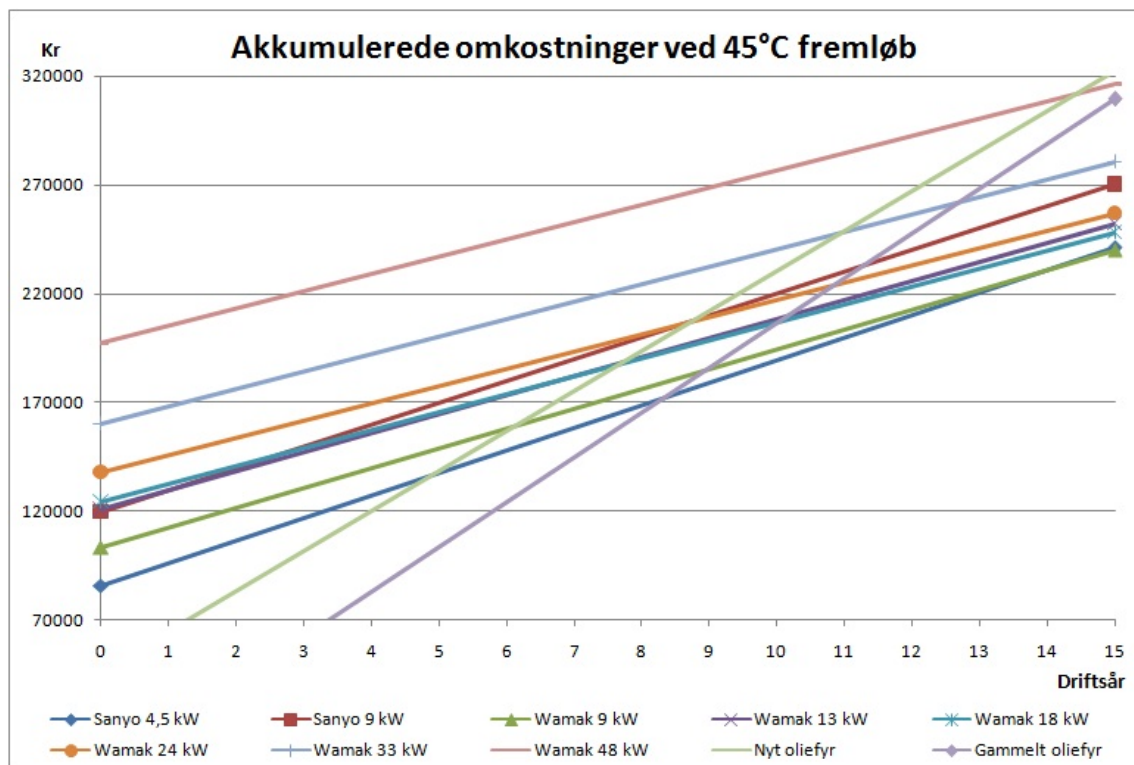
		Output 45C				Output 60C			
Type	Varmekilde	Lagerpris	Etableringspris	Årlig udgift	Pris, 15 år	Lagerpris	Etableringspris	Årlig udgift	Pris, 15 år
Nyt oliefyr	46000	0	46000	18452	322787	0	46000	18452	322787
Gammelt oliefyr	0	0	0	20623	309351	0	0	20623	309351
Sanyo 4,5 kW	76300	9241	85541	10381	241251	-	-	-	-
Bosch 6 kW	65198	-	-	-	-	6197	71395	10772	232978
Sanyo 9 kW	99999	19664	119663	10029	270093	-	-	-	-
Bosch 10 kW	70478	-	-	-	-	11805	82283	10488	239606
Wamak 9 kW	83900	19222	103122	9127	240022	12509	96409	8062	217346
Wamak 13 kW	97100	23528	120628	8764	252089	14675	111775	7601	225785
Wamak 18 kW	99450	24823	124273	8266	248261	15982	115432	7208	223556
Wamak 24 kW	112000	25976	137976	7925	256847	16696	128696	6696	229131
Wamak 33 kW	133000	26922	159922	8041	280530	17283	150283	6851	253055
Wamak 48 kW	169000	28080	197080	7965	316555	18001	187001	6747	288200

Figur 4.18. De forskellige varmepumpers specifikationer ved installation i modelboligen. Disse specifikationer er ved en fremløbstemperatur på hhv. 45°C og 60°C. Desuden vises prisen på det eksisterende og et nyt oliefyr med en virkningsgrad på hhv. 0,85 og 0,95.

Varmepumpen har en vis levetid og investeringen skal derfor vurderes over en tilsvarende årrække. På baggrund af en antaget levetid for varmepumpen på 15 år (Poulsen, 26.03.2006), opstilles en graf med den samlede pris som funktion af driftsår. Den samlede pris defineres som etableringsprisen plus produktet af den årlige eludgift og antallet af driftsår. Figur 4.19 og 4.20 viser de akkumulerede omkostninger som funktion af driftsår ved en fremløbstemperatur fra varmepumperne på hhv. 45°C og 60°C.

Figur 4.19 illustrerer omstændighederne i et scenarie, hvor privatforbrugerens i den modellerede husstand vælger systemopbygning 4.3.4 ved en fremløbstemperatur på 45°C. Umiddelbart ville fordelene ved dette system være en besparelse på driftsomkostningerne, da kun brugsvandet skal opvarmes til 60°C. Den resterende del af varmebehovet kan dækkes af en fremløbstemperatur på 45°C,

og varmepumpens COP er som bekendt bedre ved en lavere fremløbstemperatur. Elpatronens driftsomkostninger per produceret kWh er imidlertid store i forhold til varmepumpens, og figur 4.18 afslører, hvordan den årlige eludgift til systemet faktisk er højere ved en fremløbstemperatur på 45°C i forhold til 60°C. Eksempelvis er den årlige eludgift ved en fremløbstemperatur på 45°C frem for 60°C mellem 1.000 kr. og 1.300 kr. højere alt efter varmepumpe. Det skyldes udelukkende elpatronens virkningsgrad, og over en levetid på 15 år er en sådan ekstraomkostning væsentlig for rentabiliteten. I samme skema ses det, at varmelageret tilmed er dyrere ved en fremløbstemperatur på 45°C. Det skyldes som gennemgået i 4.3.1, at varmelagerets volumen falder, når ΔT_{Total} stiger. Se formel (4.7).

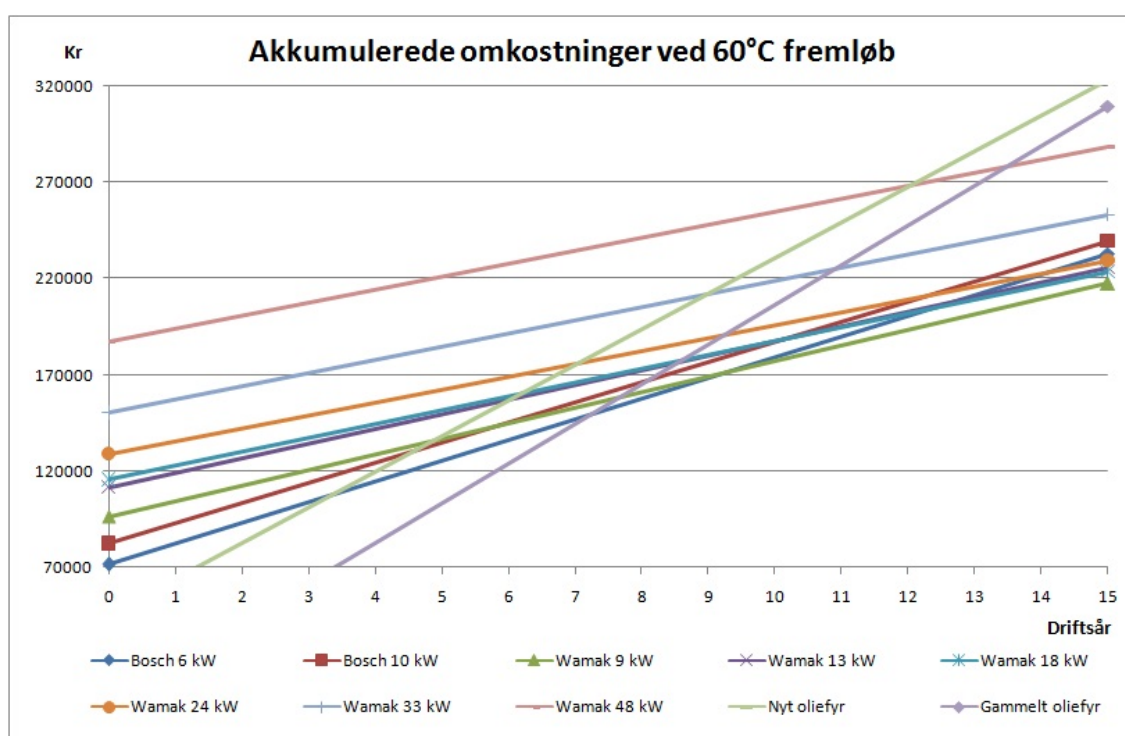


Figur 4.19. Etableringspris akkumuleret med de årlige driftsomkostninger som funktion af driftsår for de forskellige typer varmepumper ved en fremløbstemperatur på 45°C.

Af figur 4.19 kan desuden konkluderes, at besparelsen på driftsomkostningerne ved en større varmepumpe ikke kompenserer for de højere etableringsomkostninger. Over 15 år er det ca. 8.000 kr. dyrere for privatforbrugeren at vælge Wamaks 18kW varmepumpe frem for Wamaks 9kW varmepumpe, som i 2008 skulle have produceret godt 900 timer mere. Bemærk også, hvordan en lille forskel i etableringspris gør sig gældende mellem Wamak 13kW og Wamak 18kW varmepumpen i og med, at sidstnævnte over 15 år faktisk er billigst for privatforbrugeren. Se specifikationer for varmepumper i appendiks E.

Wamaks 48kW varmepumpe, som er den mest vindvenlige af de 10 omtalte varmepumper, er ikke den billigste løsning for privatforbrugeren. Dog illustrerer figur 4.19, at de akkumulerede omkostninger for denne krydser det nye oliefyr efter 14 år. Imidlertid er det her vigtigt at undersøge om et oliefyr har samme levetid som en varmepumpe. I den forbindelse bør sammenhængen mellem varmepumpens levetid og antallet af driftstimer også undersøges, idet det ville ændre på økonomien i de større varmepumpe med færre driftstimer på årsbasis. Dette er der imidlertid ikke taget højde for i beregningerne.

Hvis det konventionelle oliefyr udskiftes med en Sanyo 4,5kW luft til vand varmepumpe, vil det efter 8 år være en privatøkonomisk bedre forretning. Og i et scenarie, hvor oliefyret skal udskiftes, vil det allerede være billigere efter ca. 5 år, trods valget af et nyt og mere effektivt oliefyr. Imidlertid er de mindre varmepumper ikke særligt attraktive ud fra et ønske om at afhjælpe eloverløb gennem et fleksibelt elforbrug.

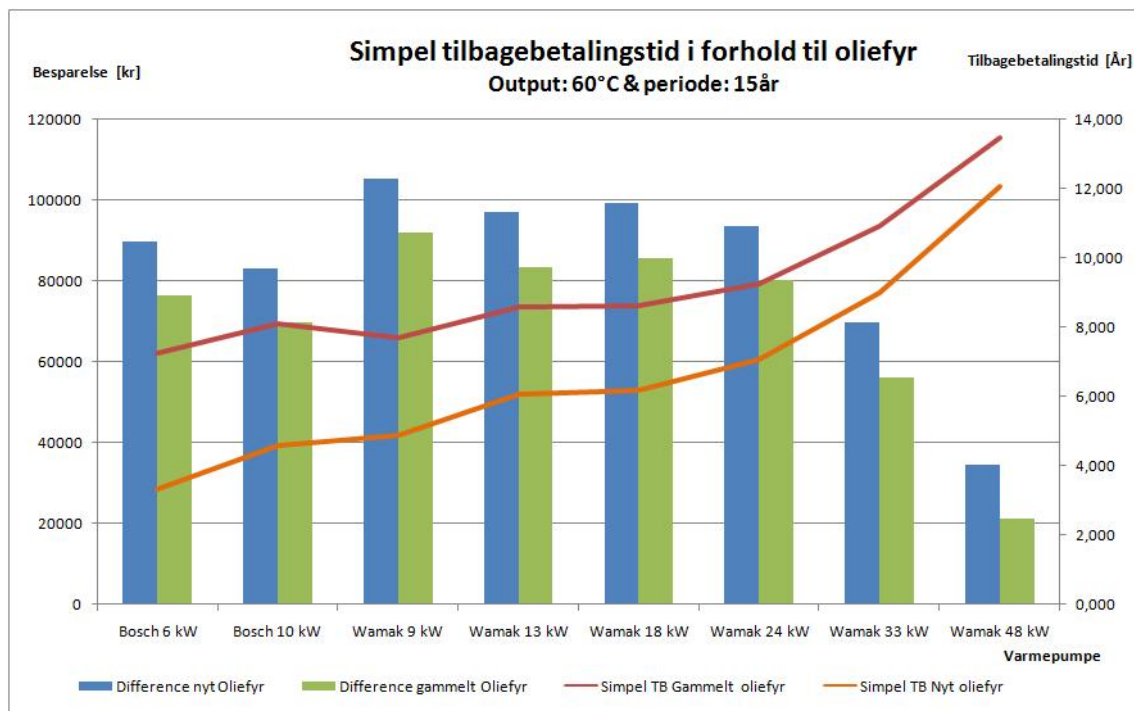


Figur 4.20. Etableringspris akkumuleret med de årlige driftsomkostninger som funktion af driftsår for de forskellige typer varmepumper ved en fremløbstemperatur på 60°C.

Figur 4.20 illustrerer omstændighederne i et scenarie, hvor privatforbrugeren i den modellerede husstand vælger systemopbygning 4.3.3 med 60°C fremløb. I forhold til figur 4.19 ses, at dette system generelt er billigere, hvilket som før nævnt skyldes elpatronens driftsomkostninger. Det installerede oliefyr vil dermed allerede over en periode på godt 7 år være dyrere end den mindste varmepumpe. Og i et udskiftningsscenarie vil det allerede efter 3,5 år have været billigere at investere i en varmepumpe.

Systemopbygning 4.3.4 ved en fremløbstemperatur på 45°C er altså generelt ikke økonomisk for privatforbrugeren i forhold til systemopbygning 4.3.3 ved en fremløbstemperatur på 60°C. Grundet elpatronens højere driftsomkostninger, samt merinvesteringen i form af et større varmelager vil der ikke blive vurderet yderligere på et system med en fremløbstemperatur på 45°C.

Figur 4.21 er lavet for at tydeliggøre de vigtigste konklusioner af figur 4.20. Her ses det tydeligt, hvilken varmepumpe, der privatøkonomisk er bedst, og hvor lang tid der går, før merinvesteringen er tilbagebetalt. Bemærk, at der i beregningerne ikke er taget højde for renter, deraf simpel tilbagebetaling.



Figur 4.21. Figuren illustrerer den besparelse privatforbrugeren ifølge modellen ville have over en 15 årig periode, hvis modelboligens oliefyr blev udskiftet med en af de pågældende varmepumper. Udskiftningsscenariet med et nyt oliefyr er ligeledes illustreret.

Den grønne søjle illustrerer den besparelse privatforbrugeren ifølge modellen ville have over en 15 årig periode, hvis modelboligens oliefyr blev udskiftet med en af de pågældende varmepumper. Ligeledes angiver den blå søjle besparelsen over 15 år, hvis privatforbrugeren i et udskiftningsscenario investerede i en varmepumpe frem for et nyt oliefyr. Oliefyret er i første omgang billigere at etablere, men figuren afslører, hvordan regnskabet ser ud efter 15 driftsår. At det nye oliefyr har en bedre virkningsgrad end det gamle, illustreres ved, at de to kurver for tilbagebetalingstiden nærmer sig hinanden. Over en længere årrække ville de to kurver krydse, da der er lavere driftsomkostninger forbundet med det nye oliefyr.

Jo højere søjlerne er, des mere økonomisk er varmepumpen, mens y-værdien på tilbagebetalingskurverne skal være mindst mulig. Deraf kan det aflæses, at Wamaks 9kW varmepumpen er mest økonomisk over 15 år. Ligesom ved beregningerne for 45°C systemet kan det konkluderes, at lavere driftsomkostninger ved store varmepumper ikke kompenserer for højere etableringsomkostninger. Det er i dette scenarie godt 6.200 kr. dyrere at vælge Wamaks 18kW varmepumpe frem for Wamaks 9kW varmepumpe. Hvis privatforbrugeren overvejer Wamaks 13kW varmepumpe, er det dog over en periode på 15 år en god forretning at betale små 4.000 kr. ekstra for en effektførogelse på 5kw, og istedet investere i Wamaks 18kW varmepumpe.

Det er bemærkelsesværdigt, at Bosch varmepumperne, trods en relativ kort tilbagebetalingstid, over 15 år har en mindre besparelse end for eksempel Wamaks 24kW varmepumpe. Den lave tilbagebetalingstid skyldes, at indkøbsprisen er lavere. Men som det forholdt sig med det nye oliefyr, kompenserer en lav etableringspris ikke for højere driftsomkostninger. Imidlertid kan de højere driftsomkostninger ved Bosch 10kW ikke begrundes med flere driftstimer og dermed højere elpris, da Wamaks 9kW varmepumpe trods en lavere kapacitet som nævnt er den billigste over 15 år. Det må derfor skyldes en ringere COP, hvilket tydeligvis spiller en stor rolle over en længere årrække.

Privatøkonomiske konsekvenser

Det kan konkluderes, at det er en privatøkonomisk fordel at udskifte oliefyret i modelboligen med en luft til vand kompressionsvarmepumpe. Det vil efter en årrække på godt 7 år være billigere at opvarme modelboligen med en varmepumpe frem for det eksisterende oliefyr.

Ud fra et privatøkonomisk perspektiv, hvor forbrugeren vælger den billigste systemløsning, vil valget falde på en mindre varmepumpe i et system med en fremløbstemperatur på 60°C. Det skyldes delvist, at når varmepumpens kapacitet øges, kræves et større varmelager. Det samme er gældende, hvis fremløbstemperaturen sænkes til 45°C. Desuden er den variable del af privatforbrugers elpris for lille til, at lavere driftsomkostninger kompenserer for en højere etableringspris. Ud fra de økonomiske beregninger for Bosch varmepumperne kunne det konkluderes, at varmepumpens COP er væsentlig i forhold til rentabiliteten.

Små varmepumper vil ikke fremme implementeringen af mere diskontinuerlig elproduktion i samme grad som større varmepumper, da fleksibiliteten i produktionen mindskes. Mulighederne, for at gøre større og mere vindvenlige varmepumper attraktive for privatforbrugeren, undersøges i kapitel 6.

Miljømæssige konsekvenser

5

I dette kapitel undersøges CO_2 -udledningen ved opvarmning af en husstand med henholdsvis et oliefyr og en $60^\circ C$ luft til vand varmepumpe med varmelager.

5.1 CO_2 -udledning

Hvor meget CO_2 et oliefyr udleder per tilført energimængde afhænger af oliefyrets virkningsgrad, mens en varmepumpes CO_2 -udledning afhænger af COP'en, samt hvor meget CO_2 , der udledes under produktionen af den elektricitet varmepumpen forbruger.

5.1.1 CO_2 -udledning ved elproduktion i Danmark

Elektriciteten i Danmark bliver, som beskrevet i afsnit 2.2.2 om Danmarks elproduktion, leveret af forskellige produktionsenheder. Afhængig af hvilken energikilde elproduktionen er baseret på, varierer mængden af udledt CO_2 per produceret MWh. Hvis der er vindstille bliver elektriciteten primært produceret fra fossile brændsler. Vedvarende energikilder anses for at være CO_2 -neutrale. Udledningen af CO_2 afhænger dermed af, hvor stor en del af elproduktionen, der er baseret på vedvarende energikilder. El produceret udelukkende på fossile brændsler udledte i 2008 715,99 kg CO_2/MWh , men eftersom elproduktionen blev dækket af 27,77 % vedvarende energi, heraf 18,9 % vindkraft, var udledningen blot 517,17 kg CO_2/MWh .

Hvis varmepumpen ud fra et økonomisk perspektiv kører i perioder med lave elpriser, vil reduktionen af CO_2 -udledningen tilmed blive større, da brugen af fossile brændsler minimeres. Der er altså både en privatøkonomisk og en miljømæssig fordel i at lade varmepumpen køre ved lave elpriser.

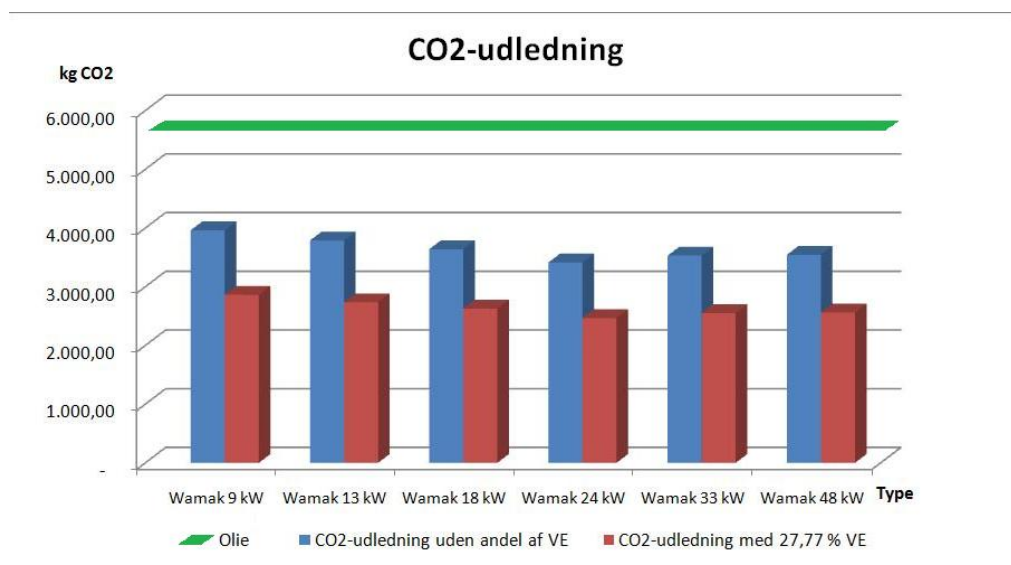
5.1.2 Effektiviteten af varmepumpen og oliefyret

Forholdet mellem input og output kaldes virkningsgraden, og for et oliefyr er denne under 100 %. Virkningsgraden kan være helt ned til 65 % for gamle fyr, og over 95 % for nye fyr. (NVE, 2009)

Varmepumpen er langt mere effektiv end oliefyret, da COP'en, som beskrevet i afsnit 4.2.8 er over 1.

Til gengæld vil produktionen af den elektricitet, varmepumpen tilføres, udlede mere CO_2/MWh , end der udledes ved afbrænding af fyringsolie i et fyr. Fyringsolien udleder 266,4 kg CO_2/MWh (Key2Green, 01.09.2007), mens elektricitet som nævnt udleder 715,99 CO_2/MWh eller 517,17 CO_2/MWh alt afhængig af, om andelen af vedvarende energi medregnes. (Energistyrelsen, 2008) Ud fra disse CO_2 -udledninger er den samlede udledning fra et oliefyr og fra forskellige typer varmepumper udregnet og illustreret i figur 5.1.

Figurens blå søjler viser udledningen fra varmepumperne, når de er drevet af el produceret på fossile brændsler. Af de røde søjler ses, hvor stor en betydning 27,77 % vedvarende energi i elproduktionen har for CO_2 -udledningen - heraf ses det, at udledningen halveres i forhold til oliefyrets udledning. Varmepumpens høje effektivitet betyder, at udledningen reduceres på trods af, at elproduktionen udleder næsten tre gange så meget CO_2/MWh som et oliefyr.



Figur 5.1. Udledningen af CO_2 fra henholdsvis et oliefyr med en virkningsgrad på 0,85 og udledningen fra forskellige typer varmepumper. Alle udregninger er lavet på baggrund af et årsforbrug på 18,1 MWh.

Varmepumperne i figuren bliver større ud af 1. akse, hvilket betyder, at pumpernes driftstid bliver kortere. I appendiks E er antallet af produktionstimer for de 8 varmepumper med en fremløbstemperatur på 60°C angivet. Antallet ligger mellem 345 og 3621 timer om året. Produktionstimerne ønskes placeret, når elprisen er

lavest mulig, hvilket beskrives i afsnit 4.4. Figur 2.8 om sammenhængen mellem vindkraftproduktion og elpris viser, at spotprisen ofte er lav, når der er meget vindkraft tilgængelig. I afsnit 2.2.3 om eloverløb beskrives desuden, hvordan produktionsanlæg baseret på fossile brændsler ikke er interesserede i at producere el, når prisen kommer under 248,2 kr/MWh, hvilket vil sige, at vindkraft i disse perioder er dominerende. Det vil betyde, at CO_2 -udledningen reduceres yderligere, hvis produktionen lægges i disse lavprisperioder. Jo færre timer pumpen skal køre, jo nemmere er den at tilpasse en lav elpris. I afsnittet er desuden udregnet, at prisen var under 248,2 kr/MWh 897 timer i år 2008, hvilket vil sige, at varmepumper med et antal driftstimer på under 897 timer, og et tilstrækkeligt stort varmelager, kan køre udelukkende, når elprisen er under 248,2 kr/MWh og CO_2 -udledningen vil være minimal. Af appendiks E kan det ses, at Wamak 48 kW, Wamak 33 kW og Wamak 24 kW kan køre i disse perioder. Wamak 48 kW, som har færrest produktionstimer, kan lettest tilpasses perioder med lav pris, og potentialet i en CO_2 -reduktion er her størst.

Miljømæssigt er der altså en langt større gevinst i at investere i en varmepumpe med en stor kapacitet, da den lettest kan tilpasses perioder med en minimal elproduktion fra fossile brændsler og en maksimal vindkraftproduktion. Det konkluderes dog i afsnit 4.4.2 om rentabilitet, at de små varmepumper er mest økonomisk attraktive for privatforbrugeren.

5.2 Større perspektiver

I fremtiden ønskes andelen af vedvarende energi øget. Regeringens fremskrivning forudsiger 36 % vindkraft i elproduktionen i år 2025. Mere vindkraft resulterer i, at den miljømæssige gevinst ved installation af en varmepumpe frem for et oliefyr øges.

CO_2 -reduktionen ved at erstatte et enkelt oliefyr med en varmepumpe er med den nuværende mængde vedvarende energi, i appendiks B, udregnet til gennemsnitlig 54 %.

Pr. 1. januar 2009 var der 391.500 oliefyr i danske hjem. Ved antagelse af, at de 391.500 oliefyr gennemsnitligt har en virkningsgrad på 85 % og husstanden har et årligt forbrug til varme på 18,1 MWh, vil hvert fyr udlede 5,67 ton CO_2 pr. år, hvilket vil sige 2.220.882 ton CO_2 i alt. Ved at erstatte dem med en varmepumpe, hvor det antages, at besparelsen er 54 %, vil den samlede CO_2 -reduktion være 1.189.768,5 ton CO_2 pr. år. Denne besparelse set i forhold til danmarks samlede CO_2 -udledning på 51.484.000 ton CO_2 svarer til en reduktion på 2,3 %.

Det kan af ovenstående konkluderes, at der i forhold til CO_2 -udledning er en miljømæssig gevinst ved at erstatte det konventionelle oliefyr med en varmepumpe i den definerede husstand. Den miljømæssige gevinst vil især øges med en

varmepumpe med stor kapacitet og et forbrug dækket af en større mængde vedvarende el.

Varmepumper kan være en løsning til at gøre det danske elforbrug mere fleksibelt. Herunder især varmepumper med en høj kapacitet i forhold til, hvad de skal kunne producere på årsbasis. Dermed kan elforbruget flyttes til perioder, hvor udbuddet af el er stort i forhold til efterspørgslen.

Dette er ikke blot en økonomisk gevinst for privatforbrugeren, men også for samfundet. Hermed er det oplagt at diskutere mulige virkemidler, finansieret af samfundet, der vil muliggøre en generel implementering af varmepumper.

Virkemiddelsanalyse 6

Ud fra et miljømæssigt perspektiv analyseres, hvilke konsekvenser det vil have at indrette afgifts- og tilskudsordninger til fordel for implementeringen af varmepumper. Der tages udgangspunkt i det varmepumpesystem med 60°C fremløb, der blev gennemgået i 4.3.3.

Der skal være en privatøkonomisk gevinst, før der vil ske en implementering af varmepumper i private hjem. Store varmepumper med få produktionstimer, og dermed et fleksibelt forbrug, har høje anlægsomkostninger i forhold til mindre varmepumper med flere produktionstimer. Grunden til at få produktionstimer ikke betaler en høj etableringspris, er elprisens sammensætning.

6.1 Afgiftsændringer

Som beskrevet i afsnit 4.4.1 udgør den variable del af den samlede elpris kun 25%. Af denne grund bliver det i afsnit 4.4.2 konkluderet, at det indenfor varmepumpens levetid er mest rentabelt at vælge en lille varmepumpe.

En afgiftsændring kan være et virkemiddel til fremme af store varmepumper, der kun er i drift, når der er meget vindbaseret el. Ved at lave en afgift, der procentvis afhænger af spotprisen, vil forbruget af el i de billigste timer fremmes. En sådan afgiftsændring vil betyde, at vindbaseret el vil blive billigere for forbrugeren, mens dyre fossilbaserede produktionsformer vil blive dyrere at anvende. Den intelligente elmåler styrer varmepumpens elforbrug efter de billigste timer. Denne styring af forbruget muliggør lave driftsomkostninger ved at have et stort forbrug i de billige timer, frem for at fordele forbruget mere jævnt og derved øge den samlede elpris.

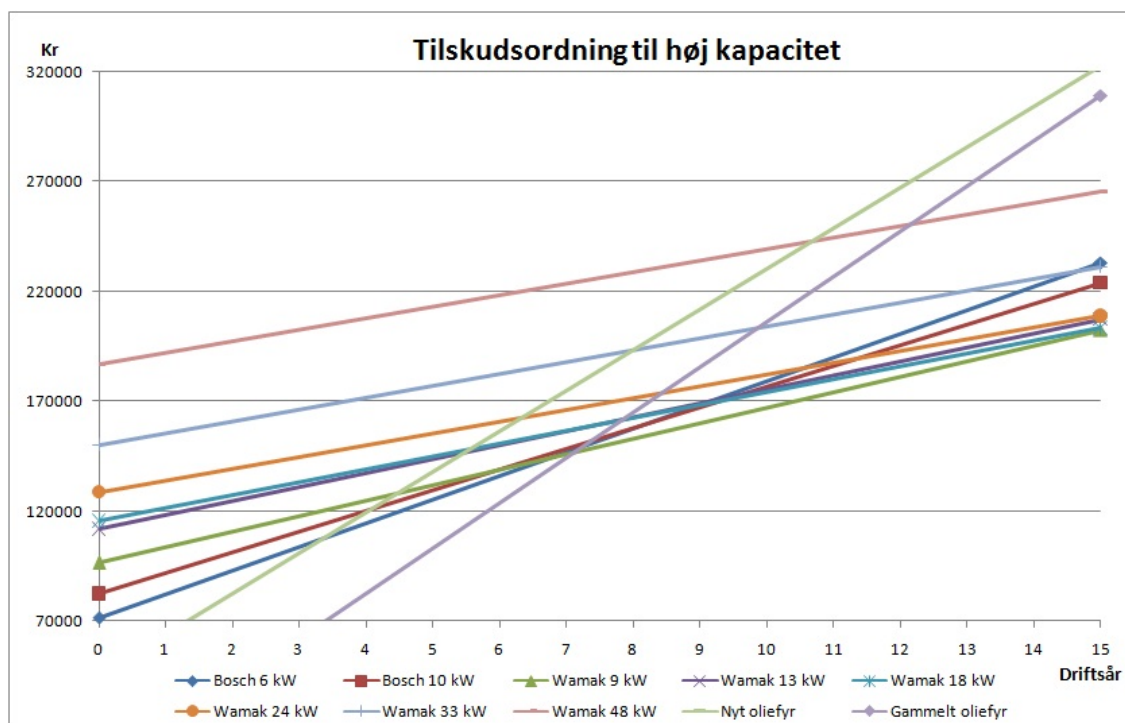
Da det vil være meget omfattende at udtænke en reel afgiftsændring, og efterfølgende tage højde for den i modelleringen, foretages i stedet en ændring i den årlige driftsomkostning. Ændringen tilgodeser varmepumper med et lavt antal produktionstimer, hvilket medfører de samme konsekvenser som en afgiftsændring. Sanyo 4,5kW varmepumpe skulle i 2008 producere i 3621 timer for at have

produceret husholdningens varmekonsum. Dette antal produktionstimer, t_{maks} , fastsættes til en standardværdi for det maksimale antal produktionstimer.

Tilskudsordningen fastsættes således, at hvis antallet af produktionstimer for en større varmepumpe er 10 % lavere end t_{maks} , betaler staten 2,5 % af den årlige driftsomkostning. Eksempelvis vil Sanyos 9kW varmepumpe kun skulle producere ca. 60 % af t_{maks} , altså en reduktion i antallet af produktionstimer på 40 %. Privatforbrugeren vil dermed få betalt 10 % af varmepumpens årlige elforbrug. Formel (6.1) viser, hvordan beregningerne er udført.

$$\frac{t_{maks} - t_{VP}}{t_{maks}} \cdot 25\% = \% \text{ Tilskud} \quad (6.1)$$

t_{VP} betegner antallet af produktionstimer for en given varmepumpe, mens $\% \text{ Tilskud}$ er den procentdel af de årlige driftsomkostninger, privatforbrugeren får finansieret af staten. Figur 6.1 viser, hvordan en sådan tilskudsordning påvirker de akkumulerede



Figur 6.1. Etableringspris akkumuleret med de årlige driftsomkostninger som funktion af driftsår ved en tænkt tilskudsordning, mhp. at vise konsekvenserne ved en afgiftsændring. Se figur 4.20 for sammenligning.

omkostninger ved de forskellige typer varmepumper over en periode på 15 år.

Her er det bemærkelsesværdigt, hvordan Wamak 18kWh, med årligt 900 produktionstimer, over 15 år kun er ca. 700 kr. dyrere end Wamak 9kWh med 1848 produktionstimer. Og hvordan samme Wamak 18kWh over 15 år er ca. 4.000 kr. billigere end Wamak 13kWh, der årligt skal producere i 1269 timer.

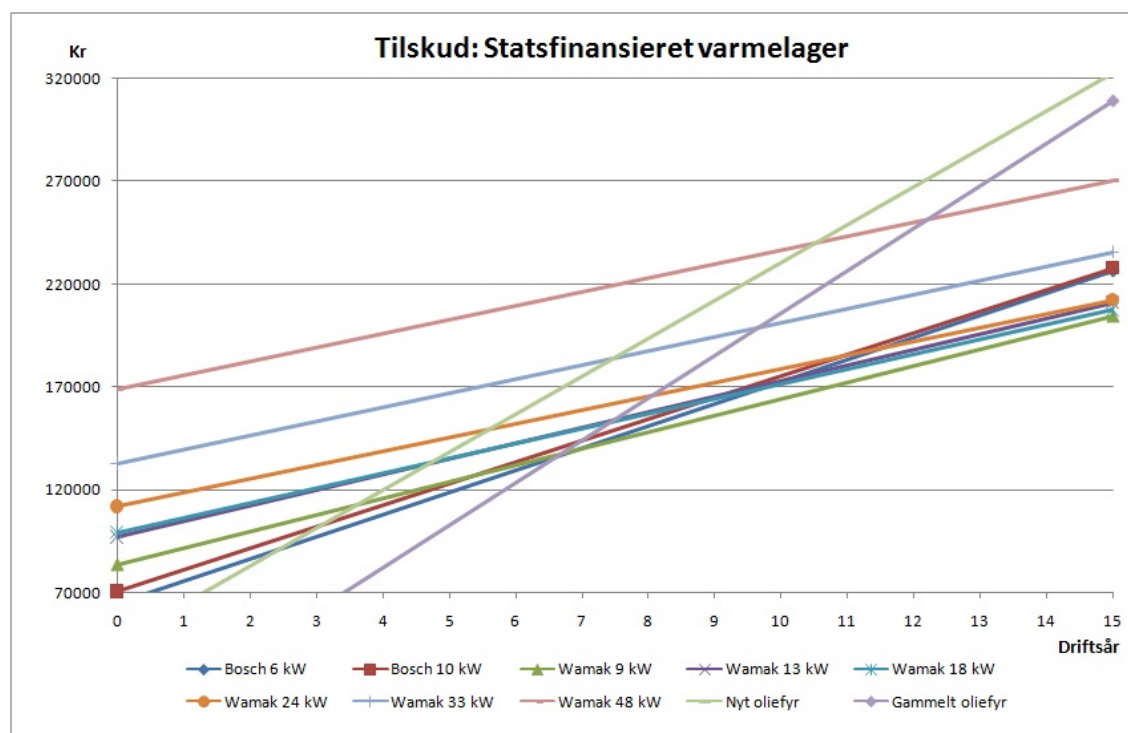
Hvis husstanden valgte netop Wamaks 18kWh varmepumpe, ville det, i et scenarie, hvor forholdene er de samme som i 2008, over 15 år samlet set koste staten 20.314 kr. pr. år pr. husstand med en sådan tilskudsordning.

6.2 Tilskud til etablering

Et andet incitament, der muliggør en generel implementering af varmepumper hos den private forbruger uden for fjernvarmenettet, er tilskud til etableringen.

For miljømæssigt at få mest muligt ud af en sådan investering kunne tilskuddet stige med varmepumpens kapacitet. Med en højere kapacitet falder antallet af produktionstimer, og varmepumpens forbrug bliver mere fleksibelt.

Varmelageret er ligeledes vigtigt i forhold til at gøre forbruget fleksibelt, da de billigste produktionstimer sandsynligvis ikke er ligeligt fordelt over månedens dage. Jo mere husstanden kan koncentrere elforbruget om perioder med eloverløb, des bedre i forhold til at implementere mere diskontinuerlig elproduktion på elmarkedet. Varmelagerets volumen og dermed etableringspris stiger imidlertid også med en højere kapacitet i varmepumpen. For at varmelageret ikke skal begrænse, hvor fleksibel en elforbruger, varmepumpen er, skal varmekonsumet kunne lagres over længere tid.



Figur 6.2. Etableringspris akkumuleret med de årlige driftsomkostninger som funktion af tiden i et scenarie, hvor staten finansierer varmelageret for en given varmepumpe, for at gøre det rentabelt for privatforbrugeren at investere i en varmepumpe, der er fordelagtigt set fra et miljømæssigt perspektiv.

Med henblik på at gøre det rentabelt at installere de store varmepumper opstilles et scenarie, hvor staten gennem tilskudsordninger tilbyder at finansiere varmelageret for en given varmepumpe. Dermed vil det tilskud privatforbrugeren modtager blive større, jo større en kapacitet den valgte varmepumpe har.

Figur 6.2 viser etableringsprisen akkumuleret med de årlige driftsomkostninger som funktion af tiden. Af figuren ses, at de akkumulerede omkostninger efter 15 år ligger tættere end på figur 4.20, hvor privatforbrugeren selv måtte finansiere hele systemet. Varmepumpe Wamak 24kWh, som i forhold til 2008 årligt skulle producere 702 timer, er over 15 år kun ca. 1.000 kr. dyrere end Wamak 13kWh, som årligt har 1296 produktionstimer. Wamak 18kWh er over 15 år en bedre investering end Wamak 13kWh med en besparelse på ca. 3.500 kr.

Dermed kan det, med denne tilskudsordning, for privatforbrugeren betale sig at investere i en større varmepumpe, som er mere fordelagtig for samfundet, frem for mindre varmepumper med flere produktionstimer og dermed et mere fast elforbrug. Statens udgifter i forbindelse med denne ordning illustreres på tabellen i figur 4.18.

De to ovenstående scenarier viser, at det fra statens side er muligt at lave incitamenter, der gør elforbruget mere fleksibelt. Om afgiftsændringer eller tilskudsordninger er den rigtige løsning for samfundet og privatforbrugeren, er et kompliceret spørgsmål, som denne rapport ikke vil komme nærmere ind på.

Konklusion

7

En stigende del af Danmarks elproduktion vil i fremtiden baseres på diskontinuerlige energikilder. For fortsat at holde elforsyningen stabil kræves et fleksibelt forbrug, der kan skabes gennem intelligente elmålere samt lagring af energi. En varmepumpe er blot en af de aftagere, der tænkes at blive en del af fremtidens elsystem.

Et varmelager er en betingelse for, at en varmepumpe kan have et fleksibelt elforbrug. Gennem et varmelager kan driften tilpasses elprisen, så pumpen kører, når prisen er lav. Grundet længere driftsintervaller øges varmelagerets pris med kapaciteten af varmepumpen. Etableringsomkostningerne for et varmelager, der skal kunne lagre varmebehovet i et døgn i december 2008, er, af varmepumpens kapacitet, beregnet til mellem 6.197 kr. og 28.080 kr. Varmelageret udgør altså en væsentlig udgift i forbindelse med investeringen i en varmepumpe. Desuden er varmelageret 8.000-10.000 kr. dyrere i et system med en fremløbstemperatur på 45°C end et på 60°C, da vandets energiindhold øges med fremløbstemperaturen.

Modellen viser, at driftsomkostningerne ved et system med en fremløbstemperatur på 45°C, på trods af højere COP, faktisk er mellem 1.000 kr. og 1.300 kr. højere end ved 60°C fremløb. Det skyldes udelukkende, at brugsvandet i et sådant system skal opvarmes med en elpatron. Elpatronens virkningsgrad er 1, hvilket forårsager højere driftsomkostninger. Over en levetid på 15 år er en sådan ekstraomkostning væsentlig for rentabiliteten.

Privatøkonomisk vil konsekvensen af at erstatte et konventionelt oliefyr med en luft til vand kompressionsvarmepumpe, ifølge vores model være en gevinst over 15 år. Den simple tilbagebetalingstid på den mindste varmepumpe, er 7 år i forhold til et konventionelt oliefyr. I et udskiftningsscenarie ville de akkumulerede omkostninger efter 3 år være mindre for den mindste varmepumpe i forhold til et nyt oliefyr. Besparselsen i forhold til et oliefyr skyldes, at de lavere driftsomkostninger efter en årrække kompenserer for høje etableringsomkostninger.

Resultaterne viste, at varmepumpens COP er væsentlig i forhold til dens rentabilitet. Desuden har elprisen, varmelagerets pris og størrelse, samt de forskellige varmepumpers kapacitet betydning for rentabiliteten.

Spotprisen og mængden af vindbaseret el i nettet har vist sig at være tydeligt sammenhængende. I tilfælde af meget vindbaseret el vil spotprisen være lav. Imidlertid kræver varmepumper med stor kapacitet, der kan udnytte variationer i elprisen, et større og dyrere varmelager og samtidig udgør den variable del af elprisen kun 25 % for privatforbrugeren. Dette betyder, at lavere driftsomkostninger ved store varmepumper ikke kan kompensere for højere etableringsomkostninger. Privatforbrugeren bør derfor ud fra et rent økonomisk perspektiv vælge et system med en fremløbstemperatur på 60°C og en varmepumpe, hvor kapaciteten matcher forbruget.

Varmepumper med lav kapacitet, som er mest privatøkonomiske, afhjælper kun i ringe grad eloverløb. Miljømæssigt opnås den største gevinst i stedet ved en varmepumpe med høj kapacitet, som gennem elprisen kan tilpasses mængden af vindbaseret el i systemet. Da 27,77 % af elproduktionen i 2008 var vedvarende, ville opvarmning af modelboligen med en varmepumpe frem for et oliefyr, reducere CO_2 -udledningen med 54 %. Den miljømæssige konsekvens, hvis 391.500 oliefyr udskiftes med luft til vand kompressionsvarmepumper, ville være en reduktion af Danmarks totale CO_2 -udledning på op mod 2,3 %.

Ved at gøre varmepumper med høj kapacitet attraktive for privatforbrugeren, opnås et scenarie, hvor implementeringen er både en privatøkonomisk og miljømæssig fordel. Varmepumpernes fleksible elforbrug støtter implementeringen af diskontinuerlig elproduktion og dermed regeringens fremskrivning for 2025. Dermed er det interessant at undersøge, hvordan statsfinansierede incitamenter kan fremme de samfundsmæssige interesser i varmepumper. Der er i virkemiddelsanalysen derfor undersøgt, hvilken effekt hhv. en afgiftsændring og en tilskudsordning ville have på det privatøkonomiske aspekt. En afgiftsændring er kompliceret at lave, og der er derfor istedet lavet en ændring, der svarer til de konsekvenser en afgiftsændring ville have. Her viser det sig, at en sådan ville gavne rentabiliteten i vindvenlige varmepumper. Hvis der indføres en statsfinansieret tilskudsordning, således at varmelageret er gratis for privatforbrugeren, vil tilskuddet ligeledes vokse med varmepumpens kapacitet. Det kan af virkemiddelsanalysen konkluderes, at det gennem incitamenter er muligt at gøre større varmepumper privatøkonomiske.

Litteratur

- Blarke, 2008.** Morten Blarke. *The missing link in sustainable energy*, Aalborg Universitet, 2008.
- Bülow, 26.10.2009.** Torben Bülow. *Om Energi*. URL: www.e-pages.dk/energinet/144/, 26.10.2009. Downloadet: 10.11.2009.
- CDIAC, 05.2008.** CDIAC. *Global info om CO2*. URL: www.cdiac.ornl.gov/trends/co2/, 05.2008. Downloadet: 04.11.2009.
- DMI, 06.01.2009.** DMI. *Vejret i Danmark - året 2008*, dmi.dk. URL: www.dmi.dk, 06.01.2009. Downloadet: 04.11.2009.
- Dr. Peter Tans, 12.10.2009.** NOAA/ESRL Dr. Peter Tans. , *Earth System Research Laboratory*. URL: www.esrl.noaa.gov/gmd/ccgg/trends/, 12.10.2009. Downloadet: 04.11.2009.
- Elhandel, 03.11.2009.** Nordjysk Elhandel. *Regulerkraftmarkedet*. URL: www.nordjysk-elhandel.dk/erhverv/decentral Produktion/regulerkraftmarkedet.aspx, 03.11.2009. Downloadet: 04.11.2009.
- Energinet.dk, 01.01.2007.** Energinet.dk. *Principper for elmarkedet*, Energinet.dk, 01.01.2007.
- Energinet.dk, 26.02.2009.** Energinet.dk. *Miljødeklarationer 2008 for el leveret i øst- og Vest-danmark*. URL: www.energinet.dk, 26.02.2009. Downloadet: 02.11.2009.
- Energinet.dk, 18.10.2007.** Energinet.dk. *PSO-tariffen*. URL: www.energinet.dk, 18.10.2007. Downloadet: 26.10.2009.
- Energinet.dk, 2009.** Energinet.dk. *Udtræk af markedsdata*. URL: www.energinet.dk, 2009. Downloadet: 13.10.2009.
- Energinet.dk, 02.10.2009.** Nordjysk Elhandel Energinet.dk. *Svensk atomkraft påvirker danske elpriser, Energy Supply*. URL: www.energy-supply.dk, 02.10.2009. Downloadet: 26.10.2009.
- Energistyrelsen, 10.2005.** Energistyrelsen. *Havvindmøller, Danske erfaringer og løsninger*, Energistyrelsen, 10.2005. ISBN 87-7844-562-0.

- Energistyrelsen, 2008.** Energistyrelsen. *Energistatistik 2008*, Klima- og Energiministeriet, 2008.
- Energistyrelsen, 17.10.2009.** Energistyrelsen. *Elproduktion*. URL: www.ens.dk/da-DK/UndergrundOgForsyning/ElOgVarmeForsyning/Elforsyning/Elproduktion/Sider/Forside.aspx, 17.10.2009. Downloadet: 17.10.2009.
- Energistyrelsen, 10.03.2009.** Energistyrelsen. *Effektiv anvendelse af vindkraft-baseret el i Danmark*. 10.03.2009. ISBN 978-87-90707-62-0.
- Energistyrelsen, 01.01.2009.** Energistyrelsen. *Data om Elprisen*. URL: www.ens.dk/da-DK/Info/TalOgKort/Statistik_og_noegletal/Energipriser_og_afgifter/Elpriser/Sider/Forside.aspx, 01.01.2009. Downloadet: 26.10.2009.
- Energitilsynet, 28.10.2002.** Energitilsynet. *Analyse af historiske elpriser*. URL: www.energitilsynet.dk/afgoerelser-mv/4/elektricitet/gundested-camping-klager-over-manglende-adgang-til-energimanager/63/, 28.10.2002. Downloadet: 26.10.2009.
- Energy, 26.10.2009.** DONG Energy. *Hvorfor svinger elprisen*. URL: www.dongenergy.dk, 26.10.2009. Downloadet: 26.10.2009.
- Erik Schaltz, 2009.** ph.d. studerende Erik Schaltz. *Forelæsning om fremtidens energisystemer*, Aalborg Universitet, 2009.
- Hänselt, 15.10.2006.** Nikolaj Hänselt. *Elprisen stiger drastisk til vinter, Ingeniøren*. URL: www.ing.dk, 15.10.2006. Downloadet: 26.10.2009.
- Key2Green, 01.09.2007.** Key2Green. *Nøgletal - Fyringsolie, træ og halm*. URL: www.key2green.dk/page73.aspx?searchString=fyringsolie%20udleder, 01.09.2007. Downloadet: 21.11.2009.
- Kristiansen, 19.10.2009.** Dorte G. Kristiansen. *Om Elmarkedet, Energinet.dk*. URL: www.energinet.dk/da/menu/Marked/Om+elmarkedet/Om+elmarkedet.htm, 19.10.2009. Downloadet: 10.11.2009.
- Laboratory, 09.11.2009.** National Renewable Energy Laboratory. *Energy Storage*. URL: www.nrel.gov/learning/eds_energy_storage.html, 09.11.2009. Downloadet: 09.11.2009.
- Meibom, 10.10.2005.** Poul Erik Morthorst; Stine Grenaa Jensen; Peter Meibom. *Investering og prisdannelse på et liberaliseret elmarked*, Forskningscenter Risø, 10.10.2005. ISBN 87-550-3448-9.
- Mogensen, 04.10.2009.** Hans Mogensen. *Risiko for eloverløb førte til nedregulering af vindmøller, Energinet.dk*. URL: www.energinet.dk, 04.10.2009. Downloadet: 20.10.2009.

- NVE, 2009.** SEAS NVE. *Oliefyr*. URL: www.seas-nve.dk/Privat/Energiraadgivning/Opvarmning/Opvarmningsformer/Oliefyr.aspx, 2009. Downloadet: 21.11.2009.
- Petersen, 27.02.2009.** Nicolaj Nørgaard Petersen. *Vindmøller: Negative elpriser skal fremme vedvarende energi*, *Energinet.dk*. URL: www.energinet.dk/NR/exeres/A9B35D96-84E6-454A-B6F8-CA37FC3E80C2.htm, 27.02.2009. Downloadet: 02.11.2009.
- Pool, 03.11.2009.** Nord Pool. *History*. URL: www.nordpoolspot.com/about/History/, 03.11.2009. Downloadet: 03.11.2009.
- Poulsen, 26.03.2006.** Claus S. Poulsen. *Varmepumper, Teknologisk Institut*. URL: www.varmepumpefabrikanterne.dk/20228_Varmepumper-forbrugeroplysning-version2.pdf, 26.03.2006. Downloadet: 20.11.2009.
- Sørensen, 22.07.2008.** Stig Holm Sørensen. *Celleprojektet*. URL: www.energinet.dk, 22.07.2008. Downloadet: 04.11.2009.
- Thorndahl, 2005.** Jytte Thorndahl. *Gedsermøllen*. Elmuseet, 2005. ISBN: 87-89292-45-6.
- Tornbjerg, 21.12.2006.** Jesper Tornbjerg. *Dansk CO2-plan: Kraftværker i en skruestik*. URL: www.danskenergi.dk, 21.12.2006. Downloadet: 02.11.2009.
- Trade, 2009.** Foreign Trade. *World Population*. URL: www.foreigntrade.alumnieeni.com/population.asp, 2009. Downloadet: 02.11.2009.
- Vestas, 2007.** Vestas. *Kyoto-protokollen*. URL: www.vestas.com, 2007. Downloadet: 28.10.2009.
- Vindmølleforening, 06.2009.** Danmarks Vindmølleforening. *Vindkraften og elregningen, Faktablade 03*. URL: www.dkvind.dk/fakta/pdf/03.pdf, 06.2009. Downloadet: 02.11.2009.
- Yatabe, 2009.** Takashi Yatabe. *The mechanism of the heat pump, Think the Earth*. URL: www.thinktheearth.net/thinkdaily/report/rpt_26.html, 2009. Downloadet: 09.12.2009.

Brugsvand A

I dette afsnit beregnes, hvor meget brugsvand, der skal til for at dække familiens samlede vandbehov. Desuden beregnes, hvor meget energi, det kræver at opvarme denne mængde brugsvand. Det antages, at følgende formål kræver disse temperaturer:

- Vand fra vandværket, $t_{vaerk} = 12^{\circ}C$ (naestved.dk)
- Badevand, $t_{bad} = 38^{\circ}C$
- Vand til opvask, rengøring og tøjvask, $t_{ort} = 55^{\circ}C$
- Vand fra brugsvandstanken, $t_{brugs} = 60^{\circ}C$

A.0.1 Familiens vandforbrug

Med udgangspunkt i tal fra DONG Energy beregnes familiens vandforbrug i forbindelse med bad (A.1), opvask, rengøring og tøjvask (A.2). Familien består af fire personer.

Bad:

$$V_{bad} = 4personer \cdot 44L/person\cdot dag = 176L/dag \quad (A.1)$$

Opvask, rengøring og tøjvask:

$$V_{ort} = 4personer \cdot 36L/person\cdot dag = 144L/dag \quad (A.2)$$

Hvis vandet i brugsvandstanken er varmere end, der er behov for, blandes vandet i brugsvandstanken med vand fra vandværket, som har en lavere temperatur. Herved kan den ønskede temperatur opnås. Det beregnes, hvor meget vand fra brugsvandstanken, der er brug for. Energien er bevaret, derfor må den varmemængde, som det varme vand afgiver være den samme som den varmemængde, det kolde vand modtager. Der opstilles en kalorimeterligning i formel (A.3).

$$E_1 = -E_2$$

$$c_{vand} \cdot m_1 \cdot (t_{bland} - t_{vaerk}) = -c_{vand} \cdot m_2 \cdot (t_{bland} - t_{brugs}) \quad (\text{A.3})$$

Hvor t_{bland} angiver temperaturen af brugsvandet. Denne varierer alt efter formål. Vandforbruget er opgivet i liter. Da volumen udregnes som produktet af vandets masse og vandets densitet, hvor sidstnævnte er $1g/cm^3$, gælder i følge (A.4), at volumen er lig massen.

$$V_{vand}(L) = m_{vand}(kg) \quad (\text{A.4})$$

Ligning (A.3) kan nu omskrives på grund af (A.4), hvilket giver ligning (A.5), hvor V_1 og V_2 er henholdsvis volumen af det kolde og det varme vand.

$$c_{vand} \cdot V_1 \cdot (t_{bland} - t_{vaerk}) = -c_{vand} \cdot V_2 \cdot (t_{bland} - t_{brugs}) \quad (\text{A.5})$$

Ligning (A.5) kan nu anvendes til at udregne, hvor meget vand, der skal bruges fra brugsvandstanken til henholdsvis bad samt opvask, rengøring og tøjvask.

A.0.2 Bad

Volumen af vand fra brugsvandstanken, der bruges til bad, beregnes af (A.5). V_1 er mængden af vand fra vandværket og V_2 er mængden af brugsvand.

Idet $V_1 + V_2 = 176$ L, kan V_2 erstattes af $176 - V_1$, hvilket ses af (A.6). Ligningen løses i Maple.

$$4.186 \frac{kJ}{kg \cdot ^\circ C} \cdot V_1 \cdot (38^\circ C - 12^\circ C) = -4.186 \frac{kJ}{kg \cdot ^\circ C} \cdot (176L - V_1) \cdot (38^\circ C - 60^\circ C) \quad (\text{A.6})$$

$$V_{vaerk} : solve(4.186 \cdot V_1 \cdot (38 - 12) = -4.186 \cdot (176 - V_1) \cdot (38 - 60), V_1) \Rightarrow V_1 = 80,67 \quad (\text{A.7})$$

$$V_2 = 176L - 80,67L = 95,33L \quad (\text{A.8})$$

Der skal altså dagligt bruges 80,667 L fra vandværket, (A.7) og 95,33 L brugsvand, (A.8) for at vandet i badet får en temperatur på $38^\circ C$.

A.0.3 Opvask, rengøring og tøjvask

Mængden af vand, der bruges fra brugsvandstanken til opvask, rengøring og tøjvask beregnes af (A.5).

V_2 erstattes her af $144 - V_1$, (A.9) og ligningen løses i Maple.

$$4.186 \frac{kJ}{kg \cdot ^\circ C} \cdot V_1 \cdot (55^\circ C - 12^\circ C) = -4.186 \frac{kJ}{kg \cdot ^\circ C} \cdot (144L - V_1) \cdot (55^\circ C - 60^\circ C) \quad (\text{A.9})$$

$$V_{vaerk} : \text{solve}(4.186 \cdot V_1 \cdot (55 - 12) = -4.186 \cdot (144 - V_1) \cdot (55 - 60), V_1) \Rightarrow V_1 = 15 \quad (\text{A.10})$$

$$V_2 = 144L - 15L = 129L \quad (\text{A.11})$$

For at få vand til opvask, rengøring og tøjvask på en temperatur på 55°C, skal der bruges 15 L vand fra vandværket, (A.10) og 129 L brugsvand, (A.11).

Den samlede mængde brugsvand per døgn ses af (A.12).

$$V_{brugs,bad} + V_{brugs,ort} = V_{brugs}$$

$$129L + 95,33L = 224,33L \quad (\text{A.12})$$

A.0.4 Opvarmning af brugsvand

Det beregnes, hvor meget energi, der kræves for at opvarme de 224,333 L brugsvand fra 12°C til 60°C. (A.13) viser den specifikke varmekapacitet. I (A.14) udregnes energien i kJ, og i (A.15) omregnes energien fra kJ til kWh.

$$E = m \cdot c \cdot \Delta t \quad (\text{A.13})$$

$$E = 224,33L \cdot 4.186 \frac{kJ}{kg \cdot ^\circ C} \cdot (60^\circ C - 12^\circ C) = 45.074,178 kJ \quad (\text{A.14})$$

$$E = \frac{45.074,178 kJ}{3.600s} = 12,521 kWh \quad (\text{A.15})$$

Der skal dagligt bruges 12,521 kWh til opvarmning af de 224,33 L brugsvand. Dette resultat indgår i modellens beregninger over fordelingen af varmekonsumet.

CO₂-udregninger B

I dette appendix udregnes, hvilke klimamæssige konsekvenser det vil have at udskifte et oliefyr med en varmepumpe med varmelager i en husstand. Udregningerne vil tage udgangspunkt i 6 forskellige typer varmepumper af forskellig størrelse, som opvarmer vandet til 60°C. Udregninger er lavet på baggrund af data fra Energistatistik 2008.

B.0.5 Årsforbrug og årlig CO₂-udledning fra oliefyret

Det årlige forbrug i husstanden til boligopvarmning er 18,1 MWh.
Hvis oliefyret har virkningsgraden 0,85, vil det årlige forbrug være

$$\frac{18,1 MWh}{0,85} = 21,29 MWh \quad (B.1)$$

Fyringsolie udleder 266,4 kg CO₂/MWh. (Key2Green, 01.09.2007) Oliefyrets årlige CO₂-udledning beregnes

$$21,29 MWh \cdot 266,4 \text{ kg CO}_2/MWh = 5.672,75 \text{ kg CO}_2 \quad (B.2)$$

B.0.6 CO₂-udledning ved elproduktion

Den samlede elproduktion i 2008 var 131.011 TJ, hvilket omfatter produktion af el fra fossile brændsler og fra vedvarende energikilder. Vedvarende energi udgør 36.379 TJ af de 131.011 TJ, hvilket svarer til

$$\frac{36.379}{131.011} \cdot 100 = 27,77\% \quad (B.3)$$

Elproduktionen med og uden andelen af vedvarende energi svarer i MWh til 36.391.945 MWh og 26.286.667 MWh. (B.4) viser den årlige udledning af CO₂ fra den samlede elproduktion.

$$CO_2 \text{ udledning fra samlet elproduktion} = 18.821.000.000 \text{ kg CO}_2/aar \quad (B.4)$$

Heraf kan CO₂-udledningen ved brug af el udregnes

- Udledningen fra el produceret udelukkende fra fossile brændsler

$$\frac{18.821.000.000 \text{ kg } CO_2}{26.286.667 \text{ MWh}} = 715,99 \text{ kg } CO_2/\text{MWh} \quad (\text{B.5})$$

- Udledningen fra el produceret med 27,77 % vedvarende energi

$$\frac{18.821.000.000 \text{ kg } CO_2}{36.391.945 \text{ MWh}} = 517,17 \text{ kg } CO_2/\text{MWh} \quad (\text{B.6})$$

B.0.7 Den årlige CO_2 -udledning fra oliefyr og varmepumper

For at udregne den årlige udledning bruges formel (B.7). I det følgende regnes med en CO_2 -udledning fra el på 517,17 kg CO_2 pr. MWh, da det er den gennemsnitlige udledning i 2008, med 27,77 % vedvarende energi på elnettet.

$$\text{kg } CO_2/\text{MWh} \cdot \text{aarsforbrug i MWh} \quad (\text{B.7})$$

En varmepumpes årlige forbrug afhænger af COP'en for varmepumpen, som afhænger af udetemperaturen. På baggrund af data for temperaturen i 2008 beregnes derfor en gennemsnitlig COP for hver måned. Dernæst udregnes antallet af timer, pumpen skal køre for at opfylde varmebehovet i den enkelte måned. Antal produktionstimer afhænger af varmebehovet, som afhænger af antallet af graddage i den pågældende måned.

Når forbruget pr. time kendes, kan det ganges med antal produktionstimer. Yderligere beregnes antallet af produktionstimer hver måned, så det årlige forbrug til sidst kan beregnes ved addition. Udregninger kan findes appendiks E. Figur B.1

Type	Gammelt oliefyr	Wamak 9 kW	Wamak 13 kW	Wamak 18 kW	Wamak 24 kW	Wamak 33 kW	Wamak 48 kW	Gennemsnit
Årligt forbrug i MWh	21,29	5,54	5,29	5,08	4,77	4,93	4,95	5,09
CO_2 -udledning med 27,77% VE (kg)	5672,75	2862,72	2735,72	2628,44	2465,47	2550,16	2560,01	2633,75
Besparelse i procent		49,54%	51,77%	53,67%	56,54%	55,05%	54,87%	53,57%

Figur B.1. Den årlige udledning af CO_2 , den årlige reduktion i CO_2 udledning i procent samt den gennemsnitlige reduktion i kg CO_2 og i procent for oliefyret og for varmepumperne

viser den årlige udledning af CO_2 fra oliefyret og fra varmepumperne, den årlige reduktion i CO_2 -udledning i procent samt den gennemsnitlige reduktion i kg CO_2 og i procent.

I (B.8) ses et regneeksempel på udregning af den årlige CO_2 -udledning fra varmepumpen af typen Wamak 9kWh.

$$\frac{5,54 \text{ MWh/aar} \cdot 517,17 \text{ kg } CO_2/\text{MWh}}{1000} = 2.862,72 \text{ kg } CO_2/\text{aar} \quad (\text{B.8})$$

(B.9) viser et eksempel på udregning af den procentvise reduktion i CO_2 -udledningen for varmepumpen af typen Wamak 9kWh.

$$\frac{5.672,75 - 2.862,72}{5.672,75} \cdot 100 = 49,54\% \quad (\text{B.9})$$

B.0.8 Samlet reduktion

Af Energistatistik 2008 fremgår det, at der pr. 1. januar 2009 er 2,7 millioner varmeinstallationer i Danmark. Oliefyr udgør 14,5 % af disse, svarende til

$$\frac{2,7 \text{ mio}}{100} \cdot 14,5\% = 391.500 \text{ olie}fyr \quad (\text{B.10})$$

Reduktionen udregnes for disse 391.500 oliefor. Den gennemsnitlige besparelse i kg CO_2 ved udskiftning af et oliefor med en varmepumpe beregnes. Det antages, at olieforret har en virkningsgrad på 0,85 og husstandens årlige forbrug er 18.1 MWh.

$$5.672,75 \text{ kg } CO_2 - 2.633,75 \text{ kg } CO_2 = 3.039 \text{ kg } CO_2 \quad (\text{B.11})$$

Reduktionen, hvis 391.500 oliefor erstattes af varmepumper, beregnes.

$$3.039 \text{ kg } CO_2 \cdot 391.500 = 1.189.768.500 \text{ kg } CO_2 = 1.189.768,5 \text{ ton } CO_2 \quad (\text{B.12})$$

Endelig udregnes i (B.13), hvor meget den samlede reduktion fra 391.500 oliefor udgør af den samlede CO_2 -udledning i hele Danmark. Danmarks samlede udledning er 51.484.000 ton CO_2 . Udledningen er korrigeret for brændselsforbrug til nettoeksport af el og for temperatursving.

$$\frac{1.189.768,5 \text{ ton } CO_2}{51.484.000 \text{ ton } CO_2} \cdot 100 = 2,31\% \quad (\text{B.13})$$

Hvis de 391.500 oliefor drives af CO_2 -neutral el, vil den samlede reduktion være

$$391.500 \text{ olie}fyr \cdot 5.672,75 \text{ kg } CO_2/MWh = 2.220.882 \text{ ton } CO_2 \quad (\text{B.14})$$

Energilagring

En anden måde at udnytte den vedvarende energi på er ved at have en lagringsmulighed, så energien kan opbevares til, der er brug for den. I dette afsnit gennemgås forskellige muligheder for energilagring. (Erik Schaltz, 2009)

C.0.9 Pumped Hydrogen Storage

Vand pumpes op i et højtliggende reservoir, når der er overskudsstrøm. Når der senere er underskud af elektricitet i systemet, kan vandet lukkes ned gennem en turbine, som driver en generator. Ved dette system vil der kunne opnås en virkningsgrad på 70-80 %.

Fordelen ved denne metode er, at energien kan lagres i lang tid samt i store mængder. Samtidig er det et system, som er hurtigt at regulere, og derfor er det velegnet til at stabilisere elnettet.

Pumped Hydrogen Storage er dog tiltænkt vandkraftværker, da anlæggene er pladskrævende, og der er høje anlægsomkostninger. Derudover er der geografiske begrænsninger, da der kræves en stor niveauforskel. Af denne grund har metoden ikke stort potentiale i Danmark. (Laboratory, 09.11.2009)

C.0.10 Compressed Air Energy Storage - CAES

Overskudstrømmen benyttes til at drive en kompressor, der pumper luft ind i et medie under tryk. Dette medie kan være lufttanke, men også underjordiske huler kan anvendes. Når der senere er brug for energien, kan trykket i mediet lettes, og luften kan drive en turbine. Ligesom det var tilfældet med Pumped Hydrogen Storage, kan store mængder af energi lagres i lang tid, og anlægget kan hurtigt reguleres, når der er brug for det, men anlægget er meget pladskrævende med høje anlægsomkostninger. Ved denne lagrings metode er der dog også risiko for lækager og udsivninger. (Laboratory, 09.11.2009)

C.0.11 Hydrogen (brint)

DTU præsenterede i 2005 verden for brintpillen. Pillen har dog aldrig fået den succes, den i begyndelsen blev spået. Dog kan man lagre brint på andre måder end fast form - nemlig gasform og flydende form. Man kan bruge overskudsstrøm til at producere brint ved elektrolyse. Her spaltes vand til brint og oxygen. Brinten kan opbevares indtil, der er behov for den, hvor processen blot vendes om ved hjælp af brændselsceller. Resultatet bliver elektricitet med vand og varme som restprodukt. Fordelene ved denne type lagring er, at brint har en høj energidensitet. Derudover kan dette integreres i transportsektoren hvilket på længere sigt kan blive aktuelt. Kan man sikre sig, at det kun er vedvarende energi, der bliver brugt til dette, er denne metode også helt CO_2 -fri.

På grund af de mange konverteringer er virkningsgraden dog relativt lav. Desuden er det en metode med høje omkostninger og lav levetid. (Laboratory, 09.11.2009)

C.0.12 Flywheels

Ved denne lagringsmetode lagres energi i inertimomentet af en roterende masse. Overskudsenergien bruges til at accelerere massen op til hastigheder på op til 100.000 rpm. Massen kan så tilsluttes en generator, når der er brug for el igen.

Virkningsgraden ved lagringsmetoden er stor, og det er også muligt at nå en høj effekt- og energidensitet. Desuden har den en begrænset vedligeholdelse og lang levetid. Det er imidlertid en dyr metode da det, for at mindske friktionen på den roterende masse, er nødvendigt at opbevare den under vakuum, og da massen skal rotere på magnetlejer. Metoden vil også på grund af gyroskopeffekten være svær at anvende til transportapplikationer. (Laboratory, 09.11.2009)

C.0.13 Ultrakondensatorer

Disse kondensatorer har en usædvanlig stor energitæthed sammenlignet med almindelige kondensatorer. I princippet virker de på samme måde, men i en ultrakondensator anvendes en dobbeltlagsmekanisme.

Fordelene er meget hurtig op og afladnings tid, høj virkningsgrad og effektdensitet, ingen bevægelige dele og en lang levetid. At energien lagres som elektricitet er også en fordel, da man derved undgår spild ved konverteringer.

Ulemperne er, at kondensatoren aflades over tid, hvilket sætter en grænse for, hvor længe energien kan opbevares. Spændingen er afhængig af energimængden, som derfor er faldende. Mængden af energi pr. enhed masse er betydelig lavere end i et almindeligt batteri. (Laboratory, 09.11.2009)

C.0.14 Batterier

Batterier er en allerede kendt teknologi som i forvejen ses overalt i vores hverdag. Energien lagres elektrisk i den mængde og styrke, der er behov for. Dette kan gøres ved at forbinde flere batterier.

Fordelene ved batterier som lagring er, at det er en allerede kendt lagringsmetode. Det er altså ikke nødvendigt at investere store beløb i ny forskning. Samtidig er batterier nemme at integrere i transportsektoren, hvilket i et begrænset omfang allerede er ved at ske.

Ulemperne er en kort levetid og lang opladningstid. Derudover er batterier giftige ved uheld, hvilket er uundgåeligt i transportsektoren. Batterier har også et begrænset effekt/masse forhold. (Laboratory, 09.11.2009)

Driftsomkostninger oliefyr



I dette appendiks udregnes omkostninger, i forbindelse med drift af et oliefyr. I appendiks B er det årlige brændselsforbrug for oliefyret udregnet til 21,29 MWh. Dette brændselsforbrug opgivet i MWh omregnes til olieforbruget i liter i (D.1), (D.2) og (D.3). Først omregnes 21,29 MWh til MJ.

$$21,29 \text{ MWh} \cdot 3.600 \frac{\text{MJ}}{\text{MWh}} = 76.658 \text{ MJ} \quad (\text{D.1})$$

Brændværdien for fyringsolie er af BP Gas Danmark defineret til 42,7 MJ pr. kg. Mængden af fyringsolie udregnes i kg

$$\frac{76.658 \text{ MJ}}{42,7 \text{ MJ/kg}} = 1.795,23 \text{ kg} \quad (\text{D.2})$$

Massefylden for olie er af netleksikon.dk angivet til 0,8 kg pr. liter. I (D.3) udregnes massen i liter.

$$\frac{1.795,23 \text{ kg}}{0,8 \text{ kg/L}} = 2.244,11 \text{ L} \quad (\text{D.3})$$

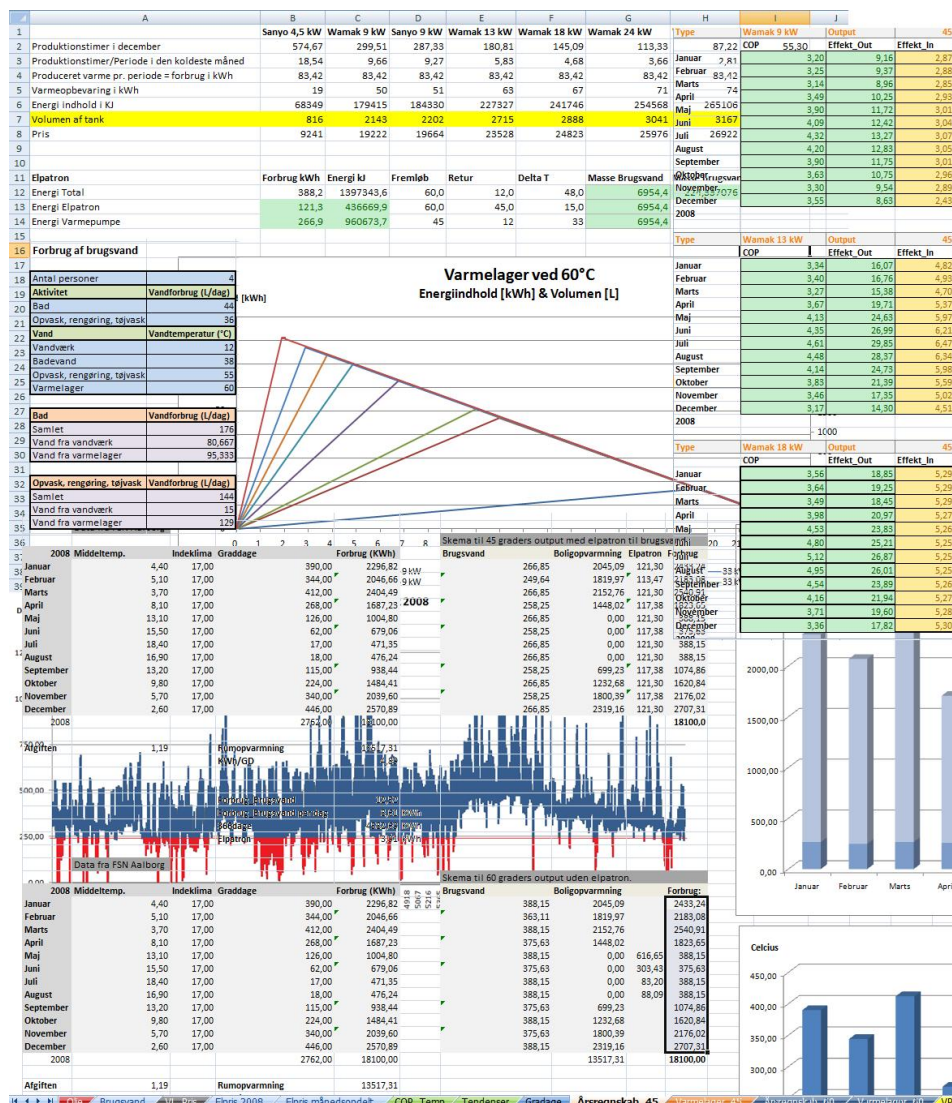
Nu kan den endelige pris for driften af et oliefyr beregnes. Til det bruges en olipris på 9,19 kr/L. (Energistyrelsen, 2008)

$$2.244,11 \text{ L} \cdot 9,19 \text{ kr/L} = 20.623,38 \text{ kr}_{aar} \quad (\text{D.4})$$

Modellen



Modellen er konstrueret i Microsoft Office Excel, og den fulde model er vedlagt på CD, hvor det detaljerede grundlag for beregninger og resultater også findes.



Figur E.1. Screenshots af modellen.