

Varmeplan Danmark

Dyrelund, Anders; Lund, Henrik; Möller, Bernd; Mathiesen, Brian Vad; Fafner, Klaus; Knudsen, Søren; Lykkemark, Bjarne; Ulbjerg, Flemming; Laustsen, Tina Hartun; Larsen, Jesper Møller; Holm, Peter

Publication date:
2008

Document Version
Også kaldet Forlagets PDF

[Link to publication from Aalborg University](#)

Citation for published version (APA):

Dyrelund, A., Lund, H., Möller, B., Mathiesen, B. V., Fafner, K., Knudsen, S., Lykkemark, B., Ulbjerg, F., Laustsen, T. H., Larsen, J. M., & Holm, P. (2008). *Varmeplan Danmark*. Aalborg Universitet.

General rights

Copyright and moral rights for the publications made accessible in the public portal are retained by the authors and/or other copyright owners and it is a condition of accessing publications that users recognise and abide by the legal requirements associated with these rights.

- Users may download and print one copy of any publication from the public portal for the purpose of private study or research.
- You may not further distribute the material or use it for any profit-making activity or commercial gain
- You may freely distribute the URL identifying the publication in the public portal -

Take down policy

If you believe that this document breaches copyright please contact us at vbn@aub.aau.dk providing details, and we will remove access to the work immediately and investigate your claim.

DANSK FJERNVARMES F&U-KONTO

Projekt nr. 2008 – 01



Titel: Varmeplan Danmark

Udført af: Rambøll Danmark A/S i
samarbejde med Aalborg Universitet

Varmeplan Danmark



Dansk Fjernvarme, F&U-Kontoen

Varmeplan Danmark

Oktober 2008

Dansk Fjernvarme, F&U-Kontoen

Varmeplan Danmark

Oktober 2008

Ref 8719006

Varmeplan Danmark Rapport 09 10 08

Version

Dato 2008-10-09

Udarbejdet af AD med bistand fra projektgruppen

Kontrolleret af Projektgruppen

Godkendt af JO

Rambøll Danmark A/S

Teknikerbyen 31

DK-2830 Virum

Danmark

Telefon +45 4598 6000

www.ramboll.dk

Indholdsfortegnelse

1.	Indledning	1
2.	Energipolitiske målsætninger og de vandbårne systemer	4
2.1	Energipolitiske målsætninger	4
2.2	De vandbårne systemers rolle	6
2.2.1	Varmesektoren har gjort det godt	6
2.2.2	Nye energipolitiske udfordringer	6
2.2.3	Varmeplan Danmark: Udviklingen kan fortsættes	6
2.2.4	Eksempel år 2020	6
2.2.5	Langsigtet perspektiv	7
2.2.6	En udfordring til varmeplanlægningen	7
3.	Resumé	8
3.1	Generelt	8
3.1.1	Kortlægning af potentialer (Scenario 1, 2 og 3)	8
3.1.2	Varmebesparelser og optimering af fjernvarmenettet	8
3.1.3	Energisystemanalyser af fjernvarme kontra individuelle opvarmningsformer	8
3.1.4	Konkrete casestudier	10
3.1.5	Affald, Geotermi, Biogas, Halm og Vindenergi	11
3.1.6	Solvarme	11
3.2	Forslag til aktionsplan	12
3.2.1	Aktionsplan 2009	12
3.2.2	Aktions plan 2010-2030	12
3.2.3	Aktions plan 2030-2050	14
3.3	Resultater for planperioden frem til 2050	15
3.4	Virkemiddelkatalog	17
3.4.1	Organisering og lovgivning	17
3.4.2	Selskaberne	18
3.4.3	Udredningsarbejder	19
4.	Kortlægning	20
4.1	Varmebehov	20
4.2	Fjernvarmesystemerne, Status 2008	21
4.2.1	Fjernvarmenettene	21
4.2.2	Fjernvarmeproduktionen	23
4.2.3	Fjernvarmenøgletal	23
4.2.4	Restlevetid af fjernvarmesystemerne	24
5.	Fremtidens behov for termisk komfort	26
5.1	Eksisterende bebyggelse	26
5.1.1	Forbedring af klimaskærm med rentable investeringer	26
5.1.2	Lavere returtemperatur og krav til fremløbstemperatur	29
5.1.3	Tilskudsvarme fra elforbrugende produkter mv.	30
5.1.4	Køling	32
5.1.5	Større udnyttelse af lavtemperaturvarme	33

5.1.6	Nedrivning og tilbygning	34
5.2	Nybyggeri og totalrenovering	35
5.2.1	Bygningsreglementets bestemmelser om energirammeberegning	35
5.2.2	Krav til varmeanlæg og temperaturforhold i nyt byggeri og ved renovering	37
5.2.3	Prognose for nybyggeri	38
6.	Fremtidens opvarmningsressourcer	40
6.1	Samspillet mellem energisystemerne	40
6.1.1	Opvarmningsens samspil med elsidens	40
6.1.2	Opvarmningsens samspil med naturgassystemet	42
6.1.3	Opvarmningsens samspil med transportsektoren	42
6.2	Potentialet for kraftvarme fra konventionelle værker	44
6.3	Kraftvarmepotentialet for mellemstore og små værker	48
6.4	Potentialet for elkedler og varmepumper til at udnytte vindenergi	50
6.5	Potentiale for affald og udbygning af affaldssektoren	51
6.5.1	Prognose	51
6.5.2	Gevinst ved røggaskondensering	52
6.5.3	Udnyttelsesgrad	54
6.5.4	Miljøforhold	55
6.6	Potentiale for industrioverskudsvarme mv.	57
6.7	Potentiale for lokale biogasressourcer	58
6.8	Potentiale for geotermi	62
6.9	Potentiale for lokale halmressourcer	64
6.10	Potentiale for lokale træressourcer	69
6.11	Importeret biomasse	70
6.12	Solvarme	71
7.	Fremtidens opvarmning og køling	77
7.1	Varmeplanlægning og klimastrategi	78
7.2	Fjernvarmen som markedsplads for energieffektivisering	81
7.2.1	Fjernvarmesystemernes karakteristika	81
7.2.2	Varmelagre	84
7.2.3	Fjernvarmesystemet	84
7.2.4	Konceptet for fremtidens fjernvarme	85
7.2.5	Konceptet for fremtidens forsyning af ny bebyggelse	87
7.2.6	Koncept for fremtidens køling	88
7.2.7	Fjernvarme til procesenergi	89
7.2.8	Opdeling af værker i 10 grupper	89
7.3	Konvertering fra naturgas, elvarme og olie til fjernvarme	90
7.3.1	Eksempler på varmeplanlægning og konvertering til fjernvarme	90
7.3.2	Generel scenarieanalyse for fjernvarmeudbygning i hele landet	92
7.4	Samfundsøkonomiske forudsætninger for fjernvarmeudbygning	95
7.5	Tilslutning af ny bebyggelse	97
7.5.1	Samfundsøkonomisk optimal forsyning af nyt byggeri med fjernvarme	97
7.5.2	Samfundsøkonomisk optimal forsyning af nyt byggeri med blokvarme	101
7.6	Sammenkobling af fjernvarmesystemer	104
7.7	Scenarieanalyser	106
7.7.1	Resumé af resultater af scenarieanalyserne	106
7.7.2	Resultater: Forsyning af scenario 1	108

7.7.3	Resultater: Forsyning af alle 3 scenarier	110
7.7.4	Resultater: 100% VE-energisystem anno 2060	112
7.7.5	Resultater: Fremtidigt år 2020 energisystem	114
8.	Varmeplan Danmark modellen	118
9.	Referenceliste	124

Figur- og tabelfortegnelse

Figur 3-1	Varfeforsyningens fordeling på energiart ved udviklingsforløb A	15
Figur 3-2	Fjernvarmens lastfordeling ved udviklingsforløb A	16
Figur 3-3	Den samlede CO ₂ -emission for fjernvarme og individuel ved forløb A	16
Figur 5-1	Investeringen i kr. pr årlig besparelse i MWh/år ved stigende besparelse	27
Figur 5-2	EU-direktiv om bygningers energimæssige ydeevne, artikel 5	36
Figur 5-3	Fjernvarme til ny bebyggelse med korte stikledninger	38
Figur 6-1	Elprisvarighedskurve for 2006-2008	41
Figur 6-2	Elprisvarighedskurve med forskellig grader af vindkraftudbygning	41
Figur 6-3	Produktionspris for decentral kraftvarme ved lav naturgaspris	48
Figur 6-4	Produktionspris for decentral kraftvarme ved høj naturgaspris	48
Figur 6-5	Virkningsgrad som funktion af returtemperatur uden varmepumpe	53
Figur 6-6	Hashøj Biogas producerer biogas til Hashøj Kraftvarme	58
Figur 6-7	Tætheden af husdyrhold svarer til potentialet for biogas	61
Figur 6-8	Der er behov for seismiske forundersøgelser (Dong Energy)	62
Figur 6-9	Geotermisk varme kommer fra dybtliggende formationer (Dong Energy)	63
Figur 6-10	Lokal udnyttelse af halm	65
Figur 6-11	Flisproduktion indgår som en vigtig del af skovbruget i Danmark	69
Figur 6-12	Importeret og dansk flis udnyttes 100 % med røggaskondensering	70
Figur 6-13	Solvarmens variation	72
Figur 6-14	Storskalsolvarme og fåreavl passer fint sammen	76
Figur 7-1	Fra brændsler til termisk komfort	77
Figur 7-2	Investering i fjernvarmeledninger som funktion af forsyningens størrelse	82
Figur 7-3	Effektiviteten for en 100 m distributionsledning som funktion af størrelse	83
Figur 7-4	Effektivitet for en km fjernvarmeledning som funktion af størrelse	83
Figur 7-5	De kumulative omkostninger og det kumulative fjernvarmepotentiale	93
Figur 7-6	De marginale omkostninger og det kumulative fjernvarmepotentiale	94
Figur 7-7	Samfundsøkonomiske varmepriser for et eksisterende normalhus	96
Figur 7-8	Samfundsøkonomiske varmepriser for et typisk lavenergihus	96
Figur 7-9	Nyt boligområde ved Trekrøner i Roskilde	97
Figur 7-10	Samfundsøkonomiske omkostninger ved de forskellige alternativer.	98
Figur 7-11	CO ₂ -emission (nutidsværdi over 20 år) for de enkelte alternativer	99
Figur 7-12	Ikke kvotereguleret CO ₂ -emission	99
Figur 7-13	Samlet investering (nutidsværdi) for hvert af de 4 alternativer	100
Figur 7-14	Udslip af CO ₂ over 20 år	102
Figur 7-15	Samfundsøkonomiske omkostninger, nutidsværdi med 3% over 20 år	102
Figur 7-16	Fjernvarmetransmission over lange afstande	104

Figur 7-17	Konsekvenser for brændselsforbruget for 10 forskellige alternativer	108
Figur 7-18	Konsekvenser for samfundsøkonomi	110
Figur 7-19	Sammenligning af konsekvenser for de tre scenarier	111
Figur 7-20	Brændselsforbrug for 7 alternativer for at forsyne scenario 3	112
Figur 7-21	Brændselsforbrug og samfundsøkonomi for 7 alternativer	113
Figur 7-22	Analyser i år 2020 energisystem med eloverløb og uden el-handel	116
Figur 7-23	Analyser i år 2020 energisystem med el-overløb og uden el-handel.	117
Figur 8-1	Prognose for bygningsmassens udvikling fordelt på sektorer.	118
Figur 8-2	Det samlede varmebehov ved 25 % rumvarmebesparelser (år 2020-)	119
Figur 8-3	Varmeforsyningsens fordeling på energiart ved udviklingsforløb A	119
Figur 8-4	Fjernvarmemarkeds udvikling ved udviklingsforløb A	120
Figur 8-5	Fjernvarmens lastfordeling ved udviklingsforløb A	120
Figur 8-6	Fordelingen af fjernvarmens primærenergi pr leveret varmeeenhed	121
Figur 8-7	Den samlede CO ₂ -emission ved udviklingsforløb A	123
Tabel 1-1	Projektfølgegruppe	2
Tabel 1-2	Projektgruppen	3
Tabel 3-1	Udviklingsforløb	15
Tabel 4-1	Opvarmningsbehov	20
Tabel 4-2	Opdeling af fjernvarmesektoren i 10 grupper.	20
Tabel 4-3	Det eksisterende fjernvarmesystem med renoveringer	22
Tabel 4-4	Opdeling af fjernvarmesektoren i 10 grupper.	23
Tabel 5-1	Investering i merisolering af loft	29
Tabel 5-2	Investering i merisolering af facade	29
Tabel 5-3	El- og varmebesparelser	31
Tabel 5-4	Prognose for nyt byggeri til fjernvarme	39
Tabel 6-1	Kraftvarmediagram	45
Tabel 6-2	Eksempler på kraftvarmevirkningsgrader	46
Tabel 6-3	Vindenergi, kraftvarme og omgivelsesvarme kommer til at spille sammen	50
Tabel 6-4	Vestforbrænding er et af Nordeuropas største affaldsforbrændingsanlæg	51
Tabel 6-5	Potentiale for affaldsvarme	52
Tabel 6-6	Forbedring af el- og totalvirkningsgrad ved kondensering	53
Tabel 6-7	Potentiale for biogas	60
Tabel 6-8	Central eller lokal udnyttelse af halm	68
Tabel 6-9	Økonomisk vurdering af solvarmepotentiale	74
Tabel 6-10	Forslag til udbygningsplan for solvarme	76
Tabel 7-1	Det eksisterende fjernvarmesystem	85
Tabel 7-2	Fremtidens fjernvarmenet	86
Tabel 7-3	Fremtidens fjernvarmenet til ny bebyggelse	88
Tabel 7-4	Vestforbrændings varmeplan 2010 fra 2006	91
Tabel 7-5	Fjernvarmeudbygning	93
Tabel 7-6	Overførsel af grundlast	105
Tabel 8-1	Ressourceforbrug af fossile brændsler og biomasse.	121
Tabel 8-2	CO ₂ -emission for de 3 udviklingsforløb	122
Tabel 8-3	PRF faktor inkl. elproduktion fra lokale biomassekraftvarmeværker	123

Bilagsrapport (selvstændigt dokument)

Bilag 1	Varmeatlas
Bilag 2	Potentialet for en fremtidig fjernvarmeudbygning
Bilag 3	Fjernvarmenettets karakteristika
Bilag 4	Model for fjernvarmenettene i Danmark
Bilag 5	Varmebesparelser ved merisolering
Bilag 6	Forsyning af ny bebyggelse med fjernvarme
Bilag 7	Forsyning af ny bebyggelse med blokvarme
Bilag 8	Potentiale for affaldsvarme
Bilag 9	Potentiale for biogas
Bilag 10	Potentiale for storskala solvarme
Bilag 11	Brug af lokale halmressourcer
Bilag 12	Kraftvarmeoptimering
Bilag 13	Scenarieanalyser
Bilag 14	Potentiale for omkostningseffektive varmebesparelser
Bilag 15	Varmeplan Danmark Model

Forsiden symboliserer de meget "lavthængende frugter", der kan høstes i fjernvarmesektoren ved at udnytte sektorens muligheder bedre, end man gør i dag.

1. Indledning

Denne rapport er udarbejdet af Rambøll Danmark A/S i samarbejde med Aalborg Universitet (AAU), Institut for Samfundsudvikling og Planlægning, og med støtte fra Dansk Fjernvarmes F&U-konto. F&U-kontoen er oprettet med det formål at støtte forskning og udvikling inden for fjernvarmesektoren. Kontoens midler er tilvejebragt via et bidrag på 0,65 øre pr. GJ for alle varmekøber med en varmeproduktion eller et varmekøb på over 100 TJ pr. år.

En stor del af Danmarks energiforbrug og økonomiske ressourcer går til at tilgodese den termiske komfort i bygninger.

Det er målsætningen for Varmeplan Danmark at bidrage med forslag til, hvordan dette energi- og ressourceforbrug kan nedbringes ved at se på helhedsløsninger, der omfatter samspillet mellem klimaskærm, de vandbårne systemer, elsystemet samt alle forsyningskilder - **og med de vandbårne systemer som det centrale omdrejningspunkt.**

Denne målsætning er særlig aktuell set i lyset af den seneste udvikling i klimapolitikken – ikke mindst fordi den vandbårne infrastruktur har haft en stor andel i den positive udvikling i den danske energisektor, og at der er mange muligheder for at udnytte denne infrastruktur yderligere til at implementere de nye skærpede målsætninger.

Dette F&U-projekt skal således belyse disse muligheder med udgangspunkt i de resultater, som allerede er opnået og ved at inddrage realistiske muligheder for at fremme målsætningerne. Projektet vil således tage udgangspunkt i de eksisterende forsyningssystemer og analysere, hvorledes disse i samspil med potentielle brændsler og energikilder kan bidrage til at opfylde målsætningerne på den for samfundet mest fordelagtige måde.

For at leve op til disse målsætninger er det vigtigt, at projektet ses i sammenhæng med resten af energisektoren. Derfor har Dansk Fjernvarme nedsat nedenstående følgegruppe med repræsentanter fra et bredt udsnit af den danske energisektor.

En stor tak til de medlemmer i følgegruppen, der har deltaget aktivt og engageret i en dialog med bidrag til projektet. I den forbindelse må det understreges, at dette ikke er et udtryk for, at projektfølgegruppens medlemmer har godkendt denne rapport. Rambøll Danmark og Aalborg Universitet har inden for hver sit område det fulde ansvar for rapporten og dens konklusioner.

Navn	Organisation	e-mail
Søren Tafdrup	Energistyrelsen	st@ens.dk
Anders Christensen	Kommunernes Landsforening	ach@kl.dk
Poul Erik Morthorst	Risø	p.e.morthorst@risoe.dk
Svend Svendsen	DTU Byg	ss@byg.dtu.dk
Bent Ole Gram Mortensen	Syddansk Universitet	bom@sam.sdu.dk
Søren Dyck-Madsen	Økologisk Råd	soeren@ecocouncil.dk
Ole K Jensen	Dong Energy	oljen@dongenergy.dk
Rune Moesgaard	Vindmølleindustrien	rm@windpower.org
Kurt Emil Eriksen	Ingeniørforeningen	kurt.emil.eriksen@velux.com
Lise Lotte Padde	Miljø Økonomisk Råd	lph@dors.dk
Peter Jørgensen	Energinet DK	pej@energinet.dk
Carl Helmers	Fredericia Fjernvarme	ch@fredericia-fjv.dk
Jens Astrup Madsen/ Bruno Sander Nielsen	Landbrugsrådet	33 39 42 22 bsn@landbrug.dk
Jan Willumsen	Affald Varme Aarhus	jawi@akv.aarhus.dk

Tabel 1-1 Projektfølgegruppe

Projektets budget er beskedent set i forhold til de opstillede målsætninger. Derfor har det været nødvendigt at prioritere indsatsen.

Vi har valgt at prioritere således, at vi i videst muligt omfang kommer "hele vejen rundt" og berører alle relevante aspekter og bygger på resultater fra andre analyser og på den erfaring, som vi har fra arbejdet med opvarmningssektoren. Derfor skal også rettes en stor tak til de aktører i sektoren, som har bidraget med gode ideer og eksempler.

Derfor indeholder rapportens konklusioner en lang række anbefalinger af forskellig karakter. Nogle er baseret på meget konkret viden og lægger op til, at de bør implementeres snarest. Andre indikerer, at der er problematikker, som ser interessante ud og bør undersøges nøjere.

Rapporten er udarbejdet af Rambøll Danmark med bistand fra Aalborg Universitet, som har nedsat nedenstående projektgruppe:

Navn	Org.	Bidrag	e-mail
Anders Dyrelund	Rambøll	Projektleder, rapportering og økonomiske analyser	ad@ramboll.dk
Henrik Lund	AAU	Energisystemanalyser af planperiode og perspektivdel	lund@plan.aau.dk
Bernd Möller	AAU	GIS-analyse af fjernvarmens udbygning	berndm@plan.aau.dk
Brian Vad Mathiesen	AAU	Forudsætningskatalog for energisystemanalyser	bvm@plan.aau.dk
Klaus Fafner	Rambøll	Samfundsøkonomiske analyser iht. ENS og energimæssige fremskrivninger	klf@ramboll.dk
Søren Knudsen	Rambøll	Analyse af forsyning af ny bebyggelse med fjernvarme	sork@ramboll.dk
Bjarne Lykke-mark	Rambøll	Projekter for konvertering til fjernvarme og projekter for varmebesparelser	bly@ramboll.dk
Flemming Ulbjerg	Rambøll	Analyse af solvarmeanlæg	fu@ramboll.dk
Tina Hartun Laustsen	Rambøll	Analyse af investeringer i projekter for varmebesparelser	tihl@ramboll.dk
Jesper Møller Larsen	Rambøll	Analyse af forsyning af ny bebyggelse med blokvarme, varmebesparelser samspil med vindenergi mv.	jeml@ramboll.dk
Peter Holm	Rambøll	Analyse af forsyning af ny bebyggelse med blokvarme	ptrh@ramboll.dk

Tabel 1-2 Projektgruppen

Dialogen mellem følgegruppen og projektgruppen har været af stor betydning, da energiplanlægningen kan ses fra flere synsvinkler, som ofte ender med modstridende anbefalinger. Rapportens endelige valg af anbefalinger er derfor alene projektgruppens ansvar.

2. Energipolitiske målsætninger og de vandbårne systemer

2.1 Energipolitiske målsætninger

De vandbårne systemer har haft en meget vigtig rolle i at implementere Dansk Energipolitik, som den blev formuleret i energiplanen "Dansk Energipolitik 1976" og i de efterfølgende energiplaner. Fjernvarmen og de tilhørende vandbårne systemer i bygningerne har over de sidste årtier bidraget væsentligt til at reducere olieforbruget og forbedre forsyningssikkerheden på en samfundsøkonomisk fordelagtig måde. Udbygningen med kraftvarme og vedvarende energi i kombination med varmebesparelser har således været en afgørende forudsætning for, at Danmark har kunnet nedbringe forbruget af fossile brændsler og dermed CO₂-emissionen.

De energipolitiske målsætninger lægger op til at fortsætte i samme spor med en forstærket indsats for yderligere besparelser, effektiviseringer og omlægning til vedvarende energi.

I den samfundsøkonomiske og miljømæssige analyse ses på hele samfundet med udgangspunkt i de relevante EU-direktiver på området. Desuden ses kritisk på det aktuelle regelsæt i Danmark og den samfundsøkonomiske analyse, som skal gennemføres i henhold til varmforsyningsloven. Derved er det vores håb, at vi kan komme med velbegrundede forslag til at effektivisere såvel fjernvarmesektoren som det gældende regelsæt, så det bedre fremmer de energipolitiske målsætninger.

Udgangspunktet for projektet er således at fremme realiseringen af følgende generelle og mere specifikke målsætninger:

- Opfylde EU's og Danmarks overordnede energipolitiske målsætninger om at spare fossile brændsler og dermed CO₂-udslip på en omkostningseffektiv måde.
- Opfylde de nationale mål for Danmark med hensyn til at spare CO₂ uden for det kvoteregulerede marked.
- Øge forsyningssikkerheden.
- Tilgodese miljøhensyn.
- Opfylde varmforsyningslovens formål.
- Bane vejen for ønsket om et energiforsyning baseret 100% på vedvarende energi.
- Reducere forbrugernes samlede udgifter til at opfylde den termiske komfort.

Den overordnede energipolitik kommer bl.a. til udtryk i følgende EU-direktiver, som har relation til opvarmningssektoren og dens samspil med de øvrige sektorer:

- Direktivet om strategisk miljøvurdering, som slår fast, at der i en miljøvurdering af planer, politikker og programmer skal anlægges en samfundsmæssig vurdering på tværs af alle sektorer.
- Direktivet om kraftvarme, som skal fremme udbredelsen af kraftvarme i det liberaliserede el-marked med det formål at spare fossilt brændsel og dermed CO₂-udslip.
- Direktivet om bygningers energimæssige ydeevne, som skal fremme en omkostningseffektiv reduktion af fossilt brændsel og deraf følgende CO₂-udslip til bygningers opvarmning ved en energiramme, hvor der er metodefrihed til at vælge den bedste løsning, og hvor der tages hensyn til lokale forhold, som fjernvarme, blokvarme, kraftvarme og evt. vedvarende energi.
- Direktivet om energiforbrugende produkter, som skal fremme reduktion af fossilt brændsel og deraf følgende CO₂-udslip i energiforbrugende produkter.
- Direktivet om vedvarende energi, som skal fremme udbredelsen af vedvarende energi som et middel til at reducere forbruget af fossilt brændsel og deraf følgende CO₂-udslip.

2.2 De vandbårne systemers rolle

2.2.1 Varmesektoren har gjort det godt

Siden den første oliekrise i 1973 har forbedringer i opvarmningssektoren spillet en afgørende rolle. Selvom det opvarmede areal er steget markant, er brændselsforbruget til opvarmning faldet, og olieafhængigheden er mindsket. Siden 1980 er det årlige CO₂ udslip til opvarmning faldet fra ca. 25 kg/m² til 10 kg/m².

Det skyldes en dobbelt indsats: Dels har Forbrugerne sparet 25 % på varmen, og dels er fjernvarmen udbygget fra 30 % til 46 % af markedet (svarende til 60 % af landets boliger). Udbygningen af fjernvarme har gjort det muligt at omlægge til kraftvarme og vedvarende energi.

I samme periode er naturgasprojektet gennemført og dækker nu ca. 20 % af markedet for rumopvarmning.

2.2.2 Nye energipolitiske udfordringer

De nye energipolitiske målsætninger om, at vi hurtigt skal reducere CO₂ udslippet - "knække kurven" - og, at Danmark på længere sigt skal basere sin energiforsyning på vedvarende energi, har igen skabt fokus på opvarmningssektoren og fjernvarmens muligheder.

2.2.3 Varmeplan Danmark: Udviklingen kan fortsættes

Varmeplan Danmark viser, at udviklingen kan fortsætte, således at CO₂-udslippet fra opvarmningssektoren kan halveres endnu engang inden år 2020 og, at opvarmningssektoren stort set kan være CO₂-neutral allerede omkring 2030.

Igen spiller varmebesparelser og udvidelsen af fjernvarmen en afgørende rolle. Varmeplan Danmarks analyser viser, hvordan begge initiativer kombinerer kortsigtede reduktioner i CO₂-emissionen med en langsigtet strategi om en energiforsyning baseret 100 % på vedvarende energi.

De første markante forbedringer i CO₂-regnskabet kan ske meget hurtigt og med stor samfundsøkonomisk fordel. Det sidste meget langsigtede ryk efter 2020 kan ligeledes gennemføres med økonomisk fordel, men kun hvis det nuværende høje energiprisniveau fastholdes.

2.2.4 Eksempel år 2020

Varmeplan Danmark viser, hvordan ovennævnte fordele eksempelvis kan gennemføres frem til 2020 gennem en kombination af følgende tiltag.

- Forbrugerne sparer yderligere 25 % på varmen og sænker returtemperaturen.
- Fjernvarmen udbygges fra 46 % til ca. 60 % af markedet.

- Størstedelen af ny bebyggelse, formentlig omkring 70 %, forsynes med fjernvarme eller blokvarme, hvor det ud fra en helhedsbetragtning sparer CO₂ på den mest omkostningseffektive måde.
- Fjernvarmesystemerne sammenkobles yderligere, således at overskudsvarmen om sommeren udnyttes bedre ligesom konkurrencen mellem varmekilderne skærpes.
- Fjernvarmeproduktionen udbygges med flere varmelagre og mere vedvarende energi og overskudsvarme, herunder affaldsvarme, kraftvarme, industrioverskudsvarme, biogaskraftvarme, storskalasolvarme, biomasse kraftvarme, geotermi, biomassekedler, varmepumper samt elkedler til opsamling overskydende vindenergi.

Derved bidrager fjernvarmen yderligere til at styrke forsyningssikkerheden og fleksibiliteten i det samlede energisystem.

2.2.5 **Langsigtet perspektiv**

Hvis energipriserne stiger yderligere, peger analyserne i Varmeplan Danmark i retning af at undersøge om fjernvarmen på sigt 2020-2050 bør udbygges yderligere op mod 70 % af markedet samtidig med, at naturgasforsyningen udfases og omlægges til biogas. Resten af varmemarkedet kan dækkes med individuelle varmepumper og træpillefyr suppleret med individuel solvarme. Derved reduceres CO₂-udslippet uden for det kvoteregulerede marked ligeledes til nul.

2.2.6 **En udfordring til varmeplanlægningen**

Det bliver en udfordring for kommunerne at fastlægge en fornuftig langsigtet områdeafgrænsning mellem fjernvarme og individuelle varmepumper, idet fjernvarmens fordele med effektivitet og forsyningssikkerhed skal vurderes i forhold til de relativt store investeringer i ledningsnet.

Fjernvarmens udfordring bliver at effektivisere forsyningen yderligere og særligt i områder med lav varmetæthed, hvor der tages hensyn til forbrugernes muligheder for at spare på varme og temperatur.

Tilsvarende vil det være en udfordring for bygningsejerne at reducere elforbruget, varmemeforbruget, køleforbruget og returtemperaturen, hvor det er økonomisk fordelagtigt under hensyntagen til den aktuelle forsyning.

3. Resumé

3.1 Generelt

I dag forsynes 46 % af det danske nettovarmebehov med fjernvarme. Denne rapport har stillet spørgsmålet, om det vil være hensigtsmæssigt for Danmark at udvide fjernvarmens andel eller, om andre alternativer er bedre. Analysen forholder sig såvel til regeringens og folketingets ønske om på kort sigt at reducere Danmarks CO₂-udledning samt ønsket om på langt sigt at overgå til en energiforsyning baseret 100 % på vedvarende energi.

3.1.1 Kortlægning af potentialer (Scenario 1, 2 og 3)

Rapporten omfatter en detaljeret kortlægning af udvidelsesmulighederne for fjernvarmen baseret på BBR-registret og Geografiske Informations Systemer (GIS). Kortlægningen omfatter identifikation af længder og omkostninger til fjernvarmenet ud til hver enkelt potentiel tilslutning. Der er regnet på at udvide fjernvarmedækningen fra de nuværende 46 % af det eksisterende varmebehov til hhv.:

- 53 % (gennem øget tilkobling i eksisterende fjernvarmeområder), scenario 1,
- 63 % (gennem yderligere tilkobling af nabo-områder primært forsynet med naturgas), scenario 2 og
- 70 % (gennem yderligere tilkobling af naturgasområder op til 1 km fra eksisterende fjernvarmeområder), scenario 3.

Analysen er beskrevet i kapitel 4 og uddybet i bilag 2.

3.1.2 Varmebesparelser og optimering af fjernvarmenettet

Med udgangspunkt i ovennævnte 3 scenarier for udvidelse af fjernvarmeområderne er nettabet udregnet såvel i den nuværende situation som i en situation, hvor rumvarmebehovet generelt i hele bygningsmassen reduceres med hhv. 25 %, 50 % og 75 %. På den baggrund er der lavet en detaljeret analyse af, hvordan fjernvarmenettet kan tilpasses en langsigtet besparelsesstrategi. Analysen viser, hvordan rumvarmebesparelser kan bidrage yderligere til lavere returtemperatur, der vil kunne omsættes til visse reduktioner i nettabet og økonomiske besparelser på udbygning og renovering af fjernvarmenettet. Herudover medfører temperatursænkningen en bedre udnyttelse af produktionsenheder som f.eks. affaldsforbrændingsanlæg.

Analysen er beskrevet i kapitel 4 og uddybet i bilag 5.

3.1.3 Energisystemanalyser af fjernvarme kontra individuelle opvarmningsformer

Herefter er der foretaget en detaljeret energisystemanalyse af konsekvenserne af at omlægge de ovennævnte områder til fjernvarme sammenlignet med andre alternativer. De analyserede områder er i dag forsynet med individuelle kedler baseret på olie, naturgas eller biomasse. I forhold til dette udgangspunkt viser analyserne, at der generelt er god brændselsøkonomi, CO₂-reduktioner og samfundsøkonomi i at

omlægge disse til fjernvarme. Dette udsagn gælder såvel i det nuværende (år 2006) system som i et fremtidigt scenario frem mod et 100 % VE-system i eksempelvis år 2060 eller derefter - selv i en situation, hvor boligernes rumopvarmningsbehov generelt kunne være reduceret helt ned til 25 % af det nuværende.

Der eksisterer imidlertid en række andre individuelle muligheder, som også er blevet analyseret:

- Mikro-kraftvarme med brændselsceller på brint ser ikke ud til at være et hverken brændselseffektivt, CO₂-effektivt eller samfundsøkonomisk godt alternativ, heller ikke i et langsigtet 100 % VE-perspektiv. Tabene og omkostningerne er simpelthen for store. Og der er bedre og billigere måder at udnytte eventuel overskudsproduktion fra vindkraft på.
- Mikro-kraftvarme på naturgas er på kort sigt et brændselseffektivt og CO₂-mæssigt godt alternativ. Især CO₂-emissionen reduceres mærkbart fordi der omlægges el-produktion fra kul til naturgas i det samlede system. Løsningen er imidlertid meget dyr sammenlignet med fjernvarme. På langt sigt i et 100% VE-system kræver dette alternativ tilført biogas/syngas og analyserne viser, at alternativet hverken i forhold til brændselsforbrug eller samfundsøkonomiske omkostninger er konkurrencedygtig med hverken fjernvarme eller biomasse-kedler.
- Med de nuværende høje olie/naturgas-priser og lave kul og el-priser er el-varme et samfundsøkonomisk rimeligt alternativ primært pga. lave omkostninger til radiatorer mv. På kort sigt gælder dette dog ikke huse, der allerede har central-varme. Og hvad angår brændselsforbrug og CO₂-emission er el-varme et dårligt alternativ. På langt sigt i et 100 % VE-system giver el-varme anledning til et højt brændselsforbrug, og samfundsøkonomien er derfor meget følsomt overfor hvilke brændselspriser, der regnes med for biogas/syngas og biomasse på langt sigt.
- Individuelle varmepumper er det mest oplagte alternativ til fjernvarme. På kort sigt ligger de på samme niveau hvad angår brændselsforbrug, CO₂-emission og samfundsøkonomi som fjernvarme. Samfundsøkonomisk er de lidt dårligere indenfor og i nærheden af eksisterende fjernvarmeområder, mens de er lidt bedre når man kommer længere ud. På langt sigt i et 100% VE-system er brændselsøkonomien god, men der kræves en højere andel af biogas/syngas end for fjernvarme-alternativet. Samfundsøkonomisk er varmepumperne mere eller mindre ligeværdige med fjernvarme, men dette udsagn er dog meget følsomt overfor dels brændselspriserne samt overfor hvor langt fra de eksisterende fjernvarme-områder, man befinder sig.

Samlet set tegner der sig et billede af, at den fornuftige løsning vil være at kombinere en gradvis udvidelse af fjernvarmeområderne med individuelle varmepumper i de resterende boliger. Analyserne her peger på, at den hensigtsmæssige kombination

ligger et sted imellem at udvide den nuværende fjernvarmeandel fra 46 % til et sted imellem 53 % og 70 %.

Det skal understreges, at der i analyserne er indregnet en gradvis forbedring af fjernvarmenettets effektivitet som beskrevet ovenfor bl.a. fordi kundernes returtemperatur reduceres som følge af en målrettet energispareindsats. Det er derfor afgørende, at fjernvarmesektoren forsat har fokus på dette område.

Resultaterne af analysen er nærmere beskrevet i kapitel 7 og metode og forudsætninger er uddybet i bilag 13.

3.1.4 **Konkrete casestudier**

Ovennævnte energisystemanalyser er, som det fremgår, baseret på generel statistik hvad angår forudsætninger om, hvordan områderne er varmforsynet i øjeblikket og, hvad det vil kræve at tilkoble dem til fjernvarme.

For at efterkontrollere, om disse antagelser passer med virkeligheden baseres denne rapport på en række konkrete casestudier af muligheder og konsekvenser af at udvide fjernvarmen. Det drejer sig bl.a. om følgende eksempler:

- En samlet plan for udvidelse af Vestforbrændings fjernvarmeområde til forsyning af naturgasområder i Herlev, Ballerup og Gladsaxe kommuner.
- Fjernvarmeprojekt for konvertering fra naturgas til fjernvarme i Rødovre kommune.
- Fjernvarmeprojekt for konvertering fra naturgas til fjernvarme i Rudersdal og Lyngby kommuner.
- Analyse af forsyning af ny bebyggelse med fjernvarme i Trekroner i Roskilde kommune.
- Analyse af forsyning af ny bebyggelse med fjernvarme i Sønderborg kommune.

Generelt viser casestudierne, at der er et stort potentiale for at gennemføre fjernvarmeprojekter, der er samfundsøkonomisk fordelagtige og sparer CO₂ emission. Forklaringen er, at der er flere storskalafordele ved fjernvarme og blokvarme, og at mange forhold har ændret sig til gunst for fjernvarmeforsyningen, siden områdeafgrænsningen mellem naturgas og fjernvarme blev fastlagt i varmeplanerne for 25 år siden.

Med hensyn til varmebehovet fra ny bebyggelse antages på baggrund af samfundsøkonomiske analyser i casestudier, at 70 % af ny bebyggelse, som lokaliseres i eller ved fjernvarmeområder samt ny bebyggelse, som indgår i en helhedsplan, forsynes med hhv. fjernvarme eller blokvarme.

3.1.5 **Affald, Geotermi, Biogas, Halm og Vindenergi**

En udvidelse af fjernvarmen i kombination med temperatursænkninger gør det muligt at udnytte den stigende affaldsressource bedre. Dels øges afsætningen om sommeren, og dels øges effektiviteten ved røggaskondensering. En nærmere analyse af dette aspekt er beskrevet i kapitel 6 og bilag 8, og denne gevinst er indregnet i ovennævnte energisystemanalyser.

Herudover har fjernvarmealternativet en række fordele, som kun delvist er indregnet i energisystemanalyserne. Det drejer sig om følgende:

- En udvidelse af fjernvarmeområderne vil gøre det nemmere at udnytte geotermi.
- En udvidelse af fjernvarmeområderne vil gøre det nemmere at opnå synergi i forhold til biogas (forsyning med varme til proces, samt effektiv udnyttelse af biogas til kraft/varme).
- En udvidelse af fjernvarmeområderne vil gøre det nemmere at udnytte halm.
- En udvidelse af fjernvarmeområderne vil gøre det nemmere at øge vindkraftandelen, idet fjernvarmens elkedler og store varmepumper i modsætning til individuelle varmepumper kan udnytte overskydende vindenergi uden at øge kapacitetsbehovet.
- En udvidelse af fjernvarmeområderne vil, alt andet lige, forøge forsynings-sikkerheden og fleksibiliteten i det danske energisystem.

Omfanget og mulighederne for at anvende disse vedvarende energiresourcer er behandlet i kapitel 6 og uddybet i bilag 8, 9 og 11.

I varmeplan Danmarks prognose for fremtidens opvarmning er dog medtaget et skøn over bidraget fra disse ressourcer i den samlede opgørelse.

3.1.6 **Solvarme**

For alle ovennævnte alternativer vil det være relevant at supplere med solvarme, men solvarmen forventes imidlertid ikke at forrykke forskellen mellem scenarierne væsentligt. De økonomiske analyser af solvarmen viser:

- at storskala solvarme vil være fordelagtig i alle fjernvarmeområder, hvor der ikke i forvejen er overskud af CO₂-neutral varme, som ellers går til spilde, om sommeren og
- at solvarme kan være fordelagtig til individuelle bygninger uden for fjernvarmeområder, eksempelvis i kombination med træpillekedler.

På den baggrund anbefales i Varmeplan Danmark, at der på længere sigt udbygges med 6 mio. m² solvarme, hvoraf 4 mio. m² er storskalaanlæg til fjernvarme og 2 mio. m² er individuelle anlæg.

3.2 **Forslag til aktionsplan**

På baggrund af ovennævnte analyser indeholder Varmeplan Danmark et eksempel på, hvordan ovennævnte konklusioner kan udmøntes i et forslag til aktionsplan. Der er tale om et eksempel, der illustrerer de store linier. De konkrete enkeltelementer bør i sagens natur vurderes og justeres løbende.

3.2.1 **Aktionsplan 2009**

Følgende tiltag forudsættes iværksat senest i 2009, med henblik på at opnå hurtige resultater for god samfundsøkonomi og CO₂-reduktion, ikke mindst resultater, som kan være synlige på klimakonferencen og resultater, som kan indarbejdes helt eller delvist i kommuneplanerne ved førstkomende revision.

- Der igangsættes første del af realiseringen af scenario 1, hvor der tilsluttes 500-1.000 GWh i løbet af 2009.
- Der påbegyndes projekter til fjernvarme for biogas, storskala solvarme, el-kedler og varmepumper.
- Det overvejes, hvordan mindre fjernvarmeværker konverteres fra naturgaskedler til biomasse, idet naturgasmotorer skal bevares til regulerkraft og med henblik på evt. at konvertere til biogas.

3.2.2 **Aktions plan 2010-2030**

Følgende tiltag forudsættes iværksat i perioden 2010-2020 med henblik på at opnå en markant forbedring af opvarmningssektoren frem til 2030, som samtidig baner vejen for, at Danmark kan forsynes 100 % med VE.

- De ældste fjernvarmenet renoveres løbende, hvorved der tages hensyn til ændringer i varmebehov i op og nedadgående retning og sænkning af returtemperaturen, herunder konverteres det Københavnske dampnet til normal vandbaseret fjernvarme. Den samlede investering i renovering og konvertering anslås til i størrelsesordenen 35 mia. kr.
- Fjernvarmenettene udbygges til områder med individuel forsyning svarende til scenario 1 og 2, som afsluttes i perioden 2020-2030. De samlede investeringer anslås til 30 mia. kr.
- Fjernvarmetransmissionsnet udbygges og samkøres med mindre fjernvarmesystemer med henblik på at øge udnyttelsen af overskudsvarme om sommeren og fremme markedet for effektiv varmeproduktion.
- Fjernvarmenet eller blokvarmenet udbygges til at forsyne mindst 70 % af ny bebyggelse. Den samlede investering i fjernvarmenet til ny bebyggelse er anslået til 9 mia.kr.

- Der udbygges med ca. 50 biogasanlæg med kraftvarme, svarende til at forsyne en varmeproduktion på ca. 1.500 GWh til dækning af 50 % af årsproduktionen. Investeringen afholdes af biogasselskaberne, som sælger biogas til fjernvarmeselskabernes gasmotorer.
- Der udbygges med 2 mio. m² storskala solvarme for en investering på 2 mia. kr. med op til 25 % dækning af årsproduktionen i fjernvarmesystemer, hvor der ikke i forvejen er overskud af affaldsvarme, anden overskudsvarme eller biogas.
- Fjernvarmeselskaberne indgår aktivt i markedet for fjernkøling og udnytter synergieffekten ved at levere både varme og kulde herunder, at eldrevne varmepumper til køling også kan benyttes til opvarmning, når det er gunstigt i forhold til den samlede lastfordeling.

Individuelt:

- Der udbygges med lavenergihuse med individuel forsyning med solvarme, biomasse, varmepumper mv. til de resterende 30 % af nybyggeriet, som ikke kan forsynes fra fælles og mere effektive anlæg.
- Uden for fjernvarmeområderne udbygges med 1 mio. m² solvarme på individuelle bygninger for en investering på 4 mia. kr., og solvarmen kobles som hovedregel på en akkumuleringstank.
- I fjernvarmeområder udnyttes solenergien i individuelle anlæg primært ved, at solceller indbygges i tagflader og facader i takt med, at det bliver fordelagtigt.
- Der udbygges med varmepumper, primært vand/vand uden for fjernvarmeområderne og naturgasområderne.
- I de naturgasområder, som ikke ventes konverteret til fjernvarme indenfor de nærmeste år, fremmes tilslutningen af de sidste kunder. Det er samfundsøkonomisk fordelagtigt, der spares CO₂, og den langsigtede konvertering til fjernvarme, varmepumper eller biogas kan gennemføres mere effektivt.
- Der spares mindst 25 % på varmebehovet, og returtemperaturen i alle varme anlæg sænkes til ca. 35 grader for at effektivisere såvel individuelle som kollektive anlæg.

3.2.3 **Aktions plan 2030-2050**

For denne periode anbefales, at alle tiltag fra perioden 2010-2030 fortsætter, herunder:

- Solvarmen udbygges til i alt 4 mio. m² for fjernvarme i kombination med sæsonlagre, så udnyttelsesgraden for solvarme i kombination med biomasse bliver ca. 60 %.
- Solvarme udbygges til i alt 2 mio. m² for individuelle anlæg.
- Der udbygges med geotermiske anlæg, som kombineret med biomasseforsyningede absorptionsvarmepumper halverer forbruget af biomasse.
- Udnyttelsen af biogaskraftvarme fordobles.

I forhold til basisforudsætningen for 2030, hvor fjernvarmen udbygges fra 46 % til ca. 63 % (scenario 2), og hvor der spares mindst 25 % på varmen, kan der blive behov for at skærpe indsatsen for at opnå de energipolitiske mål med de ressourcer, der er til rådighed.

Eksempelvis kan fjernvarmen udbygges yderligere til ca. 70 % (scenario 3), og der kan spares yderligere op til 50 % eller mere – alt afhængig af energiprisernes udvikling.

3.3 Resultater for planperioden frem til 2050

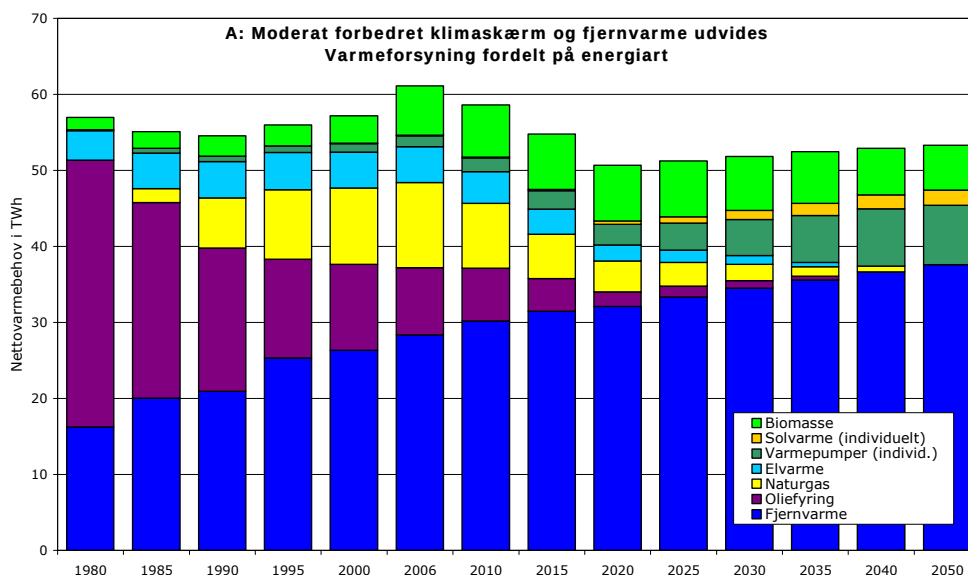
Der er således en vifte af muligheder for at kombinere udbygning med fjernvarme med yderligere besparelser. Dette er i rapporten belyst ved 3 udviklingsforløb:

Udviklings- Forløb	år 2020		år 2040-2050	
	Fjernvarme- marked	Rumvarme- besparelser	Fjernvarme- marked	Rumvarme- Besparelser
A	Scenario 2	25%	Scenario 3	25%
B	Scenario 2	25%	Scenario 3	50%
C	Scenario 2	25%	Scenario 2	25%

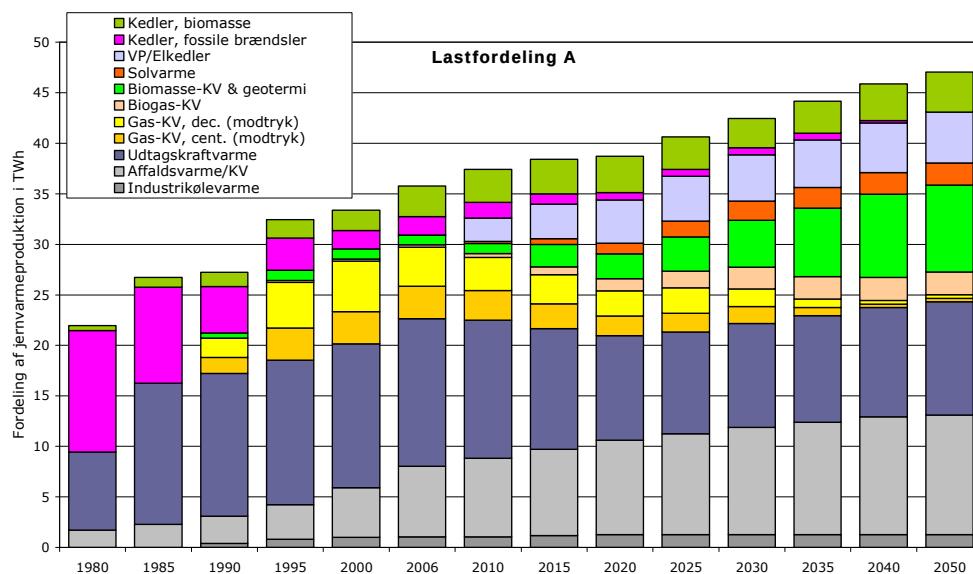
Tabel 3-1 Udviklingsforløb

Andre udviklingsforløb, eksempelvis med yderligere rumvarmebesparelser, vil også kunne vise sig relevante.

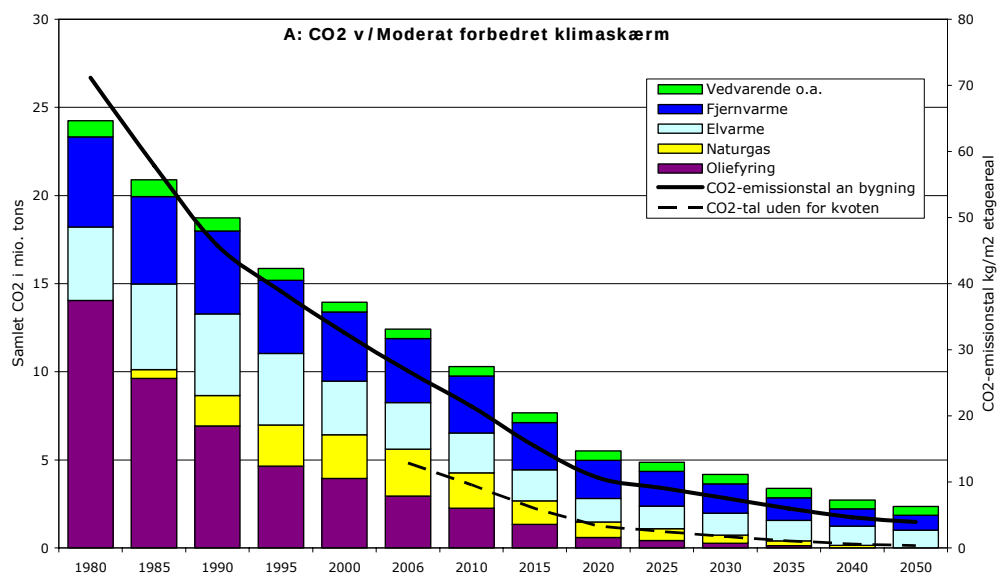
I det følgende gengives et resume af udviklingsforløb A, som er beskrevet i kapitel 8 og i bilag 15.



Figur 3-1 Varmeforsyningens fordeling på energiart ved udviklingsforløb A



Figur 3-2 Fjernvarmens lastfordeling ved udviklingsforløb A



Figur 3-3 Den samlede CO₂-emission for fjernvarme og individuel ved forløb A

Det ses, at CO₂-reduktionen kan reduceres til et minimum allerede omkring 2020. I opgørelsen er CO₂-emissionen fra affaldsvarme sat til nul, da udnyttelse af varme fra affaldsforbrændingen ikke øger CO₂-emissionen i samfundet.

3.4 **Virkemiddelkatalog**

Nedenfor opstilles et forslag til virkemidler for de involverede parter, som kan medvirke til at realisere ovennævnte prognoser for opvarmnings udvikling.

3.4.1 **Organisering og lovgivning**

- Energistyrelsen anmoder kommunerne om at fremme indsatsen med varmeplanlægningen i henhold til varmemforsyningsloven i samarbejde med forsyningsselskaber og fremme projekter, der har god samfundsøkonomi og stor CO₂ -fortrængning.
- Energistyrelsen lempet på restriktionerne for det frie brændselsvalg for fjernvarmeværker, idet mindre værker får mulighed for at konvertere til biomasse indenfor visse rammer for at opnå acceptable brugerpriser og for at fremme tilslutning af nye kunder.
- Energistyrelsen samt Erhvervs- og Byggestyrelsen justerer bygningsreglementets energibestemmelse således, at det i overensstemmelse med EU direktivet fremmer omkostningseffektive helhedsløsninger, der tager hensyn til lokale forhold.
- Energistyrelsen specificerer i vejledningen for samfundsøkonomiske analyser, at man ved projektforslag for at forsyne ny bebyggelse, særligt i nye lokalplanområder, skal redegøre for, hvordan de samlede omkostninger til klimaskærm og forsyning optimeres med henblik på at nedbringe forbruget af tilført fossile brændsler til det fastsatte niveau.
- Regionerne tager klimaplanlægning og lokale energi ressourcer op som et tema, der skal indarbejdes i kommuneplanerne.
- Kommunerne igangsætter et arbejde med at reducere udledningen af klimagasser, hvori arbejdet med varmeplanlægning, ajourføring af områdeafgrænsningen, omlægning til mere effektiv forsyning samt energibesparelser i bygninger indgår som hovedelementer.
- Energistyrelsen og Energitilsynet opstiller en model, der definerer et eventuelt erstatningskrav fra naturgasselskaberne, for kunder, der konverteres, inden de har bidraget tilstrækkeligt til at tilbagebetale de afholdte investeringer i naturgasnet, der er etableret iht. et godkendt projekt. Desuden inkluderer modellen en anvisning på hvem, der indenfor varmemforsyningslovens rammer kan yde denne eventuelle godtgørelse.
- Energitilsynet skærper indsatsen med benchmarking for at effektivisere fjernvarmesektoren, men med fokus på en helhedsvurdering af, hvordan selskabernes aktiviteter bidrager til at udnytte de aktuelle muligheder, eksempelvis med fokus på at opnå det optimale marked og at minimere omkostninger pr. forsynet areal.

- Energistyrelsen ajourfører forudsætningerne for samfundsøkonomisk vurdering af projekter indenfor energisektoren således, at disse afspejler de langsigtede energipolitiske målsætninger om omkostningseffektivitet og overgang til vedvarende energi og tager hensyn til effekten af stigende vindkraftandel.
- Energistyrelsen udmelder nøgletal for klimagasser for grønne regnskaber, som skal afspejle de samfundsmæssige reduktioner således, at grønne regnskaber kan indgå som en beslutningsparameter for energibesparende foranstaltninger, herunder at nøgletal skal afspejle det faktiske merforbrug af varme ved kraftvarmeproduktion (typisk faktor 3 frem for faktor 1,25), og at der også skal lægges vægt på lav returtemperatur.
- Energistyrelsens og Dansk Fjernvarmes statistikker udbygges til som minimum at fremstille opvarmningssektorens og fjernvarmesektorens udvikling, ligesom der opstilles "hitlister" med CO₂-neutrale fjernvarmesystemer og byer på grundlag af energimæssigt korrekte CO₂-beregninger og eksempelvis primær energiressource-faktorer (PRF) i henhold til en metode fra Euro Heat & Power.

3.4.2 Selskaberne

- Fjernvarmeselskaber udarbejder forretningsplaner eller udbygningsplaner som redegør for, hvordan selskabet kan forbedre indtjeningen med henblik på at sænke varmepriserne, for såvel de eksisterende som for potentielle nye kunder. Udbygningsplanen skal indeholde en plan for hastende meget fordelagtige projekter samt en perspektivplan for en langsigtet udbygning, der kan iværksættes, når forudsætningerne ændres for at fremme CO₂-besparelser.
- Fjernvarmeselskaberne udvider arbejdet med varmebesparelser ud fra kriterier om at mindske den samlede varmeregning inkl. kapitaludgifter til investeringer på kundens ejendom.
- Fjernvarmeselskaberne udvider samarbejdet med kunderne til at omfatte returtemperatur og krav til maksimal fremløbstemperatur med henblik på at sænke temperaturniveauet optimalt under hensyntagen til fremtidens produktionsmuligheder for lavtemperatur-fjernvarme.
- Fjernvarmeselskaberne påtager sig i stigende grad (på kommerciel basis og evt. med udlicitering) rollen som varmemester og lokal energispareansvarlig for kunder og større individuelle opvarmningsanlæg (som med tiden kan konverteres til fjernvarme). Herved tilgodeser man mange kunders ønske om denne ydelse og man kan bedre planlægge og koordinere udbygningen med fjernvarme.
- Fjernvarmeselskaberne starter arbejdet med en tarifreform, der i højere grad skal afspejle den langsigtede omkostningsstruktur og markedsføringen til nye kunder, herunder:

- o fordelene ved lav returtemperatur som effektiviserer produktionen og skaber kapacitet til nye kunder,
- o tidsafhængige tariffer, som pr. måned tager hensyn til prisforskelle i produktionsomkostninger, og som åbner for mere køb af overskydende varme fra kunder,
- o tilpasning af den variable tarif, så den mindst afspejler de langtidsvariable omkostninger under hensyntagen til behovet for at skifte dimension og
- o fleksible prisbestemmelser, som fremmer de fælles løsninger for selskaber og kunder.

3.4.3 **Udredningsarbejder**

- Energistyrelsen og EnerginetDK udarbejder analyser, der belyser samspillet mellem de vandbårne systemer og elsystemet, samt hvordan man kan udnytte vindkraften optimalt og spare investeringer i elsystemet ud fra et langsigtet økonomisk perspektiv for at gøre Danmark selvforsynende med VE.
- Energistyrelsen udarbejder analyser, som belyser de samfundsøkonomiske fordele ved at se samlet på, hvordan bygninger forsynes med termisk komfort (opvarmning, køling og brugsvand) under hensyntagen til alle omkostninger til klimaskærm, installationer, varmesystemer og produktion.
- Dansk Fjernvarme starter et udredningsarbejde om, hvordan fjernvarmeselskaberne bedst kan effektivisere sektoren yderligere og tage udfordringen i Varmeplan Danmark op ved at se på både tekniske, organisatoriske og finansielle muligheder.

4. Kortlægning

4.1 Varmebehov

På grundlag af Energistyrelsens Energidata er i varmeetlasset i bilag 1 udarbejdet et skøn over det samlede varmebehov i Danmark og dets fordeling på sektorer og forsyning, se bilag 1 tabel 1-6.

Klimakorrigeret opvarmningsbeho Opdelt på sektorer	Fjernvarme GWh	I alt GWh	Andel
Handel	1.884	2.616	72%
Service	6.250	9.701	64%
Husholdninger enfamiliehuse	8.729	27.682	32%
Husholdninger etageboliger	9.156	10.981	83%
Industri og landbrug	2.179	9.374	23%
I alt	28.198	60.354	47 %

Tabel 4-1 Opvarmningsbehov

Det samlede fjernvarme produktionsbehov i Danmark er dernæst opdelt i 10 grupper i tabellen nedenfor. Fjernvarmesystemerne er opdelt i grupper af net med samme karakteristika, således at der kan skitseres en udbygningsplan for hver gruppe.

Tabellen viser den samlede produktion i hver gruppe.

Varmesystem	Antal systemer	Reference produktion GWh/år
1 Storkøbenhavn	1	10.158
2 Århus	1	3.303
3 TVIS	1	1.861
4 Aalborg	1	1.973
5 Store KV-udtag	11	5.044
6 Affald bio KV	18	3.280
7 Affald + Gas CC	8	1.328
8 Gas CC	7	1.244
9 Gas KV	218	4.971
10 Bio og div	95	2.608
Sum	361	35.769

Tabel 4-2 Opdeling af fjernvarmesektoren i 10 grupper.

4.2 Fjernvarmesystemerne, Status 2008

4.2.1 Fjernvarmenettene

Det samlede fjernvarmenet i Danmark er ifølge Dansk Fjernvarme opgjort til 29.000 km kanallængde fordelt på 40% stik og 60% fordelingsledninger.

Nettet kan desuden opdeles i:

- Varmtvandsdistributionsledninger med temperaturer under 110 grader.
- Varmtvandsdistributionsledninger med temperaturer over 110 grader (hedtvand).
- Dampledninger i den centrale del af København.
- Transmissionsledninger med temperaturer under 95 grader.
- Transmissionsledninger med temperaturer under 110 grader.
- Transmissionsledninger over 110 grader (hedtvand).

Langt størstedelen tilhører den første kategori. De øvrige udgør tilsammen under 1.000 km.

Der pågår løbende renoveringer af de ældre fjernvarmeledninger, som typisk blev etableret før 1980. Desuden skiftes muffers på en del af de ledninger, som blev etableret i 80'erne.

Det er vanskeligt at vurdere restlevetiden for de eksisterende ledningsnet, da man indtil videre blot kan konstatere, at den nyeste generation af præisolerede ledninger og de gode betonkanaler fungerer upåklageligt.

Analyser af skummets levetid i ref. 16 har indikeret, at selve røret meget vel kan have en levetid over 100 år, hvis temperaturer og belastningsvariationer mv. holdes inden for visse grænser.

I betragtning af at de fleste fjernvarmenet med normale præisolerede rør drives med temperaturer, der i gennemsnit højst er 80 grader, aldrig overstiger 95 grader, må man forvente, at levetiden for de præisolerede rør meget vel kan være 60 år.

For mufferne er det mere usikkert, da de erfaringsmæssigt har en kortere levetid. Der har således været gennemført flere projekter for udskiftning af de ældre muffers fra 70'erne og fra starten af 80'erne. De muffers, der er etableret inden for de seneste 15-20 år, har en meget lille skadesfrekvens og ser ud til ville få en meget lang levetid.

Der er en tendens til, temperaturniveauerne i fjernvarmenettene sænkes i takt med, at forbrugerne reducerer returtemperaturen og kravet til maksimal fremløbstemperatur. Denne tendens vil forstærkes med en intensiveret energispareindsats. Da levetiden som sagt afhænger meget af temperaturen, er det ikke urealistisk at antage,

at systemernes levetid vil være mellem 60 og 100 år. Det vil sige, at næsten alle rør, der er etableret efter 1980, ikke skal udskiftes før efter 2060.

Med udgangspunkt i Dansk Fjernvarmes statistik er opstillet en model for det samlede fjernvarmet. På grundlag af gennemsnitstal for investeringer og varmetab pr km rør og varmetab og med et skøn over fordelingen på dimensioner er opstillet en reference for det nuværende fjernvarmesystem. Denne reference for det eksisterende fjernvarmesystem danner grundlag for varmeplanens udbygningsplan.

Der opstilles en reference for, hvordan det nuværende fjernvarmesystem vil udvikle sig frem til 2020, hvis der kun foretages almindelig vedligeholdelse og planlagt udskiftning af ledningsnet, og hvor kunderne sænker returtemperaturen til i gennemsnit 40 grader i 2020.

I det nuværende fjernvarmesystem (Referencen/2008 i tabellen nedenfor) er den samlede nyværdi af det 29.000 km store fjernvarmesystem anslået til 108 mia. kr., og nettabet er anslået til 7.400 GWh svarende til 21% af varmeproduktionen.

Hovedscenarie		Reference		
Eksisterende bebyggelser		2008	Renov	Temp.
Fjernvarmenet og stik	km	29.620	29.620	29.620
Nyværdi af godt eksist net	mia. kr	108	73	73
Renovering og dampk.	mia. kr		35	35
Udbygning	mia. kr			
Nyværdi af hele nettet	mia. kr	108	108	108
Temperaturer og besparelser i nettab				
Maksimal temp ved design	oC	105	105	90
Middel fremløb	oC	85	85	80
Middel returløb	oC	45	45	40
Fjernvarmesalg og tab				
Opvarmet areal i referencen	mio.m2	210	210	210
Gennemsnitligt fjernvarmeforbrug	kWh/m2	135	135	135
Samlet salg	GWh	28.350	28.350	28.350
Samlet varmetab	GWh	7.419	6.311	5.758
Samlet produktion	GWh	35.769	34.661	34.108
Samlet nettab i pct. af prod	%	21%	18%	17%

Tabel 4-3 Det eksisterende fjernvarmesystem med renoveringer

I næste søjle i tabellen (Referencen/Renovering) er vist et skøn over de renoveringer, der forventes gennemført inden for de kommende 20 år. Det antages, at hele dampnettet i København og omkring 25% af de øvrige ledninger vil blive udskiftet. Ud fra gennemsnitstal er i modellen anslået, at det vil koste omkring 35 mia. kr., og at udskiftningen vil sænke det gennemsnitlige nettab fra 21% til 18%.

Endelig er i sidste søjle i tabellen (Referencen/Temperatur) taget hensyn til, at temperaturforholdene hos kunderne bliver reduceret som følge af den løbende forbedring af deres anlæg. Det antages, at den gennemsnitlige returtemperatur og fremløbs-

temperatur i gennemsnit kan sænkes med 5 grader, hvorved nettabet falder yderligere fra 18% til 17%.

4.2.2 Fjernvarmeproduktionen

De nuværende officielle statistikker skelner ikke mellem de forskellige former for overskudsvarme. For at kunne arbejde videre med fremskrivninger, der tager afsæt i den officielle statistik, har det derfor været nødvendigt at foretage nogle kvalificerede skøn over fordelingen af overskudsvarme på forskellige enheder.

Det samlede fjernvarmebehov i Danmark er dernæst opdelt i 10 grupper i tabellen nedenfor. Fjernvarmesystemerne er opdelt i grupper af net med samme produktionsforhold, således at der kan skitseres en samlet udbygningsplan for hver gruppe.

Tabellen viser den samlede lastfordeling i hver gruppe. Det bemærkes, at disse tal kan være behæftet med mindre unøjagtigheder, da datagrundlaget ikke har været komplet.

Varmesystem Enhed: GWh	Kedler Olie	Kedler Gas	Bio- masse	Kedler Andet	Industri kølev.	Affalds kedler	Affalds KV	Kul KV	Gas KV	Halm KV	Flis KV	Biogas KV	Geo- termi	Sol varme
1 Storkøbenhavn	49	105	43	174	0	65	2.158	2.150	3.533	489	729	0	161	0
2 Århus	10	0	97	28	53	0	577	2.318	0	0	0	28	0	0
3 TVIS	241	7	2	0	331	0	187	0	969	0	0	0	0	0
4 Aalborg	1	6	0	0	446	0	307	1.074	7	0	0	0	0	0
5 Store KV-udtag	37	15	179	15	25	49	1.030	3.373	0	0	0	0	0	0
6 Affald bio KV	119	45	201	25	12	231	1.554	0	202	157	466	66	7	0
7 Affald+Gas CC	50	72	89	10	0	0	530	0	488	0	0	9	0	0
8 Gas CC	9	84	15	1	0	0	0	0	1.054	0	0	0	0	0
9 Gas KV	58	656	163	17	9	21	135	0	3.569	0	0	19	0	10
10 Bio og div	93	35	1.950	94	86	7	113	0	25	0	11	97	0	17
Sum	668	1.024	2.739	363	960	373	6.592	8.916	9.848	646	1.206	220	169	27

Tabel 4-4 Opdeling af fjernvarmesektoren i 10 grupper.

4.2.3 Fjernvarmenøgletal

Statistikken er desuden udbygget med nøgletal for energieffektivitet:

- MWh brændsel pr MWh varme, som vist i tabellen i resumeet.
- PRF faktor (Primary Energy Ressource Factor) efter Euro & Heat metoden (ref. 15), hvor man inkluderer lokal kraftvarme og tager hensyn til transport af brændsel mv.

Derved fås et udvalg af "top-ti-lister" som kan være til inspiration til generelle energisparkampagner, til kommunernes planer om CO₂-neutrale byer og til selskabernes "benchmarking".

4.2.4 Restlevetid af fjernvarmesystemerne

Fjernvarmeinfrastrukturen har en som nævnt ovenfor en samlet værdi på over 100 mia. kr. alene til ledningsnet, hvortil kommer produktionsanlæg. Samtidig har de som vist ovenfor været forudsætningen for de markante CO₂-besparelser til opvarmning. Der er derfor stor opmærksomhed omkring restlevetiden af systemerne.

Da varmeplanerne blev udarbejdet i starten af 80'erne var der store problemer med flere mindre fjernvarmesystemer. Det var typisk i tilfælde, hvor fjernvarmeledninger bestod af ældre cellobetonkanaler eller første generation af præisolerede rør, der skulle udskiftes.

Det betød, at det i parcelhusområder med lille forsyningsgrad og dyrt brændsel kunne være mere fordelagtigt at konvertere til naturgas. Som led i varmeplanlægningen blev således godkendt et mindre antal projektforslag for at nedlægge urentable fjernvarmesystemer eller blokvarmesystemer.

I de fleste tilfælde blev vanskelighederne imidlertid overvundet, og de dårlige ledningsnet blev renoveret.

Fra midten af 80'erne til i dag har der været meget få problemer med fjernvarmenettene, og kun få mindre ledningsnet er nedlagt. Det er som hovedregel kun sket, hvor fjernvarmeselskabet har været forhindret i at konvertere til en billigere varmeproduktion end naturgas.

Et eksempel er, at en ellers velfungerende blokvarmeledning mellem to skoler blev taget ud af drift i forbindelse med, at en privatejet naturgasmotor blev erstattet af to kondenserende kedler – en på hver skole.

I de seneste 20-30 år er der sket en systematisk udskiftning af de ældste ledningsnet med præisolerede rør af høj kvalitet, og kvaliteten forbedres fortsat, ikke mindst med svejsemuffer, både i fjernvarmesystemerne og i storforbrugerens blokvarmenet. Renoveringen af de dårligste fjernvarmesystemer er i det væsentlige overstået, medens der ser ud til at være et vist efterslæb i forbrugernes interne ledningsnet i jord.

Det er derfor vigtigt, at der i arbejdet med varmeplanlægningen og energibesparelser, hvor man vurderer udbygningen af fjernvarmesystemerne i samspil med brugernes anlæg, ser med åbne øjne på de bedste langsigtede helhedsløsninger. Det kunne eksempelvis være, at fjernvarmeselskabet overtager kundens blokvarmenet, som evt. skal renoveres, og evt. bruger det som springbræt til at forsyne nye kunder. Det er eksempelvis udnyttet med succes af Holte Fjernvarme, som har overtaget Teknikerbyens blokvarmenet og brugt det til den fortsatte udbygning.

Et andet eksempel er, at man i blokvarmenet med "horisontal fordeling" kan rykke kundeforholdet fra en fælles afregning til afregning pr. husstand.

Der er flere eksempler på, at en sådan integrering af fjernvarmesystem og kunden anlæg kan spare udgifter til både energi, drift og investering for begge parter, ligesom man derved bedre lever op til lovkrav om, at afregning skal være individuel, hvor det er teknisk muligt.

Som nævnt ovenfor ser det ud til, at rør, der i dag er 20-30 år og fuldt afskrevne, stadig har en restlevetid på 20 år, og at de rørsystemer, der etableres i dag, må forventes at have en endnu længere levetid.

Man kan sige, at rørsystemerne, som er en naturlig del af byens infrastruktur, nu har en teknisk levetid, som er sammenlignelig med levetiden af bygningers klimaskærm.

Produktionsanlæg til fjernvarmen har varierende levetid. Der er spidslastkedler, som stadig fungerer, selv om de er over 40 år, medens træfliskedler eller naturgasmotorer, som har en hård belastning, har en levetid på 15-20 år.

Der er således en tendens til at udfase og bevare ældre anlæg, således at der bliver flere strenge at spille på i varmeproduktionen, efterhånden som nye produktionsteknologier introduceres. Muligheden for at opbygge en sådan reserveforsyning med flere alternative produktionsmuligheder med forlænget levetid er en af fjernvarmens styrker i forhold til individuelle anlæg.

5. Fremtidens behov for termisk komfort

Behovet for fremtidens termiske komfort er vurderet ud fra en forventning om, at behovet vil udvikle sig ud fra, hvad der samlet set er samfundsøkonomisk optimalt.

Der er opstillet prognoser for eksisterende og for ny bebyggelse.

Hovedsigtet med denne undersøgelse er ikke at forudsige, hvordan varmebehovet vil udvikle sig, men at pege på helhedsløsninger med realistiske antagelser om varme-forbrugets og returtemperaturens udvikling samt vise, hvor robuste de valgte løsninger med fjernvarme er i forhold til ændrede forudsætninger.

Derfor gennemgås nedenfor nogle af de betydende parametre for varmekonsumets udvikling som grundlag for valg af basisforudsætning for varmebehovets udvikling.

5.1 Eksisterende bebyggelse

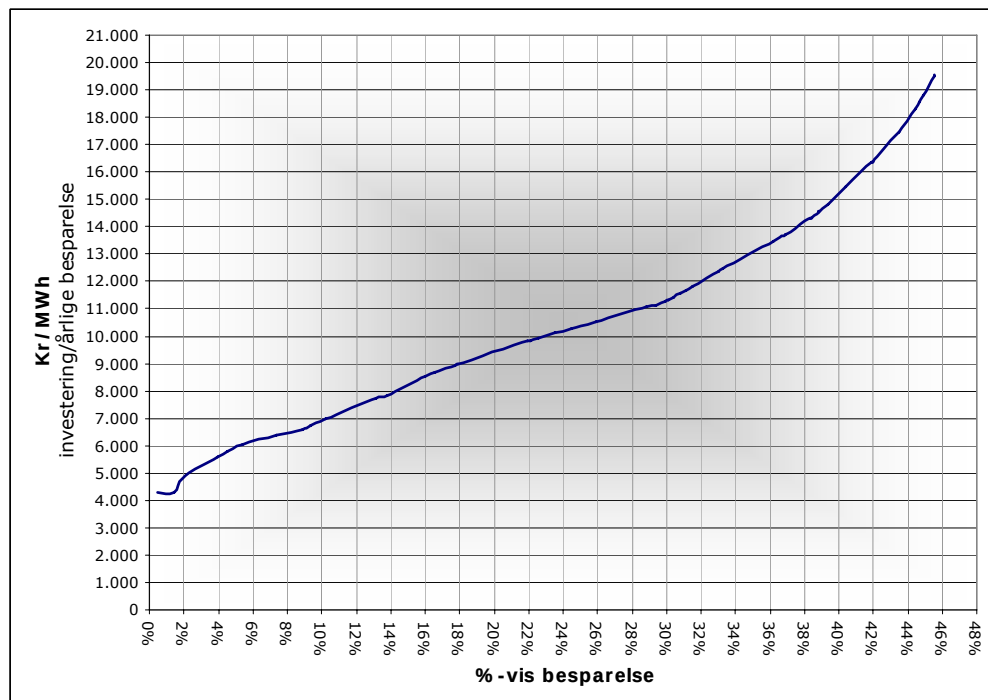
Der foreligger mange forskellige prognoser for, hvordan nettovarmebehovet vil udvikle sig. Varmebehovets udvikling kan ikke fastlægges centralt, men afhænger af mange faktorer og resultatet af mange tusinde beslutninger om individuelle projekter, der hver især indeholder en økonomisk fordelagtig reduktion af varmebehovet. Det er således en energipolitisk målsætning, at alle økonomisk fordelagtige investeringer, der reducerer varmebehovet, skal gennemføres.

5.1.1 Forbedring af klimaskærm med rentable investeringer

Det er typisk for de varmebesparende foranstaltninger, at de første besparelser har en særdeles god forrentning, medens det gradvist bliver dyrere at opnå besparelser, jo mere der i forvejen er sparet.

I bilag 14 er henvist til en rapport, som Rambøll har udarbejdet for AffaldVarme Århus. Den belyser de mulige besparelser og besparelspotentialet i den typiske boligmasse i Århus ved at gennemføre de varmebesparende foranstaltninger, som man typisk identificerer ved energisyn.

De mulige besparelser er listet i rangorden i forhold til deres rentabilitet, og ikke overraskende viser rapporten, som vist på figuren nedenfor, at der er meget stor forskel på investeringen pr. sparet MWh. Når investeringerne rangordnes ses, at investeringen pr sparet MWh stiger, jo mere man ønsker at spare. Det viser sig, at der op til ca. 25 % besparelse er en rimelig økonomi, hvorefter prisen for ekstra besparelse stiger voldsomt.



Figur 5-1 Investeringen i kr. pr årlig besparelse i MWh/år ved stigende besparelse

Specielt stiger omkostningerne pr sparet MWh varme meget, hvis besparelserne i en bygningsdel forceres frem for at vente, til bygningsdelen alligevel skal udskiftes.

Et eksempel på tiltag med stigende omkostninger er vinduer:

- Springet fra et lag glas til normale termoruder er meget fordelagtigt.
- Yderligere investering i lavenergiruder frem for standardtermoruder er rimelig rentabel.
- Udskiftning af et velfungerende vindue med termoruder med det formål at installere lavenergiruder er mindre rentabel.

Det er generelt af stor betydning, om der alligevel skal foretages en udskiftning/renovering, således at investeringen i den ekstra varmebesparelse er marginal.

Derfor er det problematisk at fokusere på, at bestemte målsætninger skal overholdes, og at man derfor skal forcere investeringer. Målet må være at sikre, at man finder alle rentable investeringer og får dem gennemført.

Her kan fjernvarmeselskaberne ud fra kunderegistret arbejde med energistyringsnøgletal (kWh pr m², returtemperatur og krav til fremløbstemperatur) fordelt på bygningskategorier og områder. Som led i energisparearbejdet kan selskabet således

nå frem til de kunder, der typisk stadig har et potentiale for at gennemføre rentable investeringer i varmebesparelser og temperatursænkning.

For alle fjernvarmeselskaber, der ejes af forbrugerne og kommunerne (på forbrugernes vegne), må det være en naturlig målsætning at reducere kundernes (og ejernes) samlede omkostning til opvarmning – det vil sige de totale udgifter til køb af varme og kapitaludgifter til brugeranlæg og klimaskærm. Netop arbejdet med varmebesparelser vil fremme dette formål, specielt fordi fjernvarmeselskabet med denne målsætning fremstår som en troværdig rådgiver for kunden.

Problematikken om, at omkostningerne stiger, jo mere der i forvejen er sparet, belyses bedst ved at se på efterisolering. Det er belyst i bilag 5.

I de efterfølgende tabeller fra bilag 5 er besparelsen ved at efterisolere beregnet for loft og ydervægge med trin af 50 mm. For loftsisolering er omkostningerne også beregnet uden arbejds løn, svarende til, at husejeren selv lægger et lag ekstra isolering på loftet i et etplanshus uden at indregne egen arbejds løn.

Besparelsen ved isoleringen er beregnet som kapitaludgiften pr sparet MWh, som kan benyttes til at sammenligne med de samfunds- og brugerøkonomiske besparelser.

I samfundsøkonomien anvendes 6 % i kalkulationsrente og en teknisk/økonomisk levetid. For isolering kan den sættes til 80 år medens den næppe er større end 30 år for vinduer. Som variationsberegning kan man se på 3 %.

Den samfundsøkonomiske værdi af en besparelse er typisk 100-200 kr./MWh - alt afhængig af det aktuelle fjernvarmesystem.

Det ses, at det typisk er samfundsøkonomisk fordelagtigt at isolere med 200 mm på loftet, medens ekstra isolering fra 200 mm op til 300 mm ikke er fordelagtigt.

I ydervægge er det med den valgte forudsætning om meromkostning optimalt med 100-150 mm. En væsentlig parameter er således meromkostningen til ekstra facadeisolering, som kan variere meget alt efter metode.

I brugerøkonomien kan anvendes 3 % (efter skat) eller 6 % alt efter økonomisk prioritering, medens tidshorizonten næppe er længere end 30 år, svarende til et typisk kreditforeningslån.

Den samlede omkostning for alle fjernvarmeforbrugerne som helhed, svarende til fjernvarmeselskabets variable omkostning, er typisk mellem 200 og 400 kr/MWh, medens den variable fjernvarmepris an forbruger normalt er noget større, typisk 300-500 kr/MWh.

Det ses, at den optimale isoleringstykkelse på boligejerens loft typisk er 200 mm, hvis arbejds-løn indregnes, medens den typisk vil være 300 mm, hvis man ser bort fra arbejds-løn.

Lofts- isolering	Mer- isolering	U-værdi loft	Varme behov	Bespa- relse	Om-kostninger		Marg. pris u/arb.		Marg. pris m/arb.		Marg. pris u/arb.		Marg. pris m/arb.	
					u/arb.	m/arb.	3% 80 år	6% 80 år	3% 80 år	6% 80 år	3% 30 år	6% 30 år	3% 30 år	6% 30 år
mm	mm	W/m2/K	kWh/m2	kWh/m2	kr./m2	kr./m2	kr./kWh	kr./kWh	kr./kWh	kr./kWh	kr./kWh	kr./kWh	kr./kWh	kr./kWh
100		0,36	140											
150	50	0,25	131	9,3	16	32	0,057	0,104	0,113	0,207	0,087	0,124	0,175	0,249
200	50	0,19	126	4,9	16	32	0,108	0,198	0,216	0,395	0,167	0,237	0,333	0,474
250	50	0,15	123	3,0	16	32	0,176	0,323	0,353	0,645	0,272	0,387	0,543	0,774
300	50	0,13	121	2,0	16	32	0,263	0,481	0,525	0,961	0,405	0,576	0,810	1,153
350	50	0,11	119	1,5	16	32	0,360	0,658	0,720	1,316	0,554	0,789	1,109	1,579
400	50	0,10	118	1,1	16	32	0,476	0,870	0,951	1,740	0,733	1,044	1,466	2,087

Tabel 5-1 Investering i merisolering af loft

Akkumu- isolering	Mer- isolering	U-værdi facade	Varme behov	Bespa- relse	Mer- omk	Marginal pris			
						3% 80 år	6% 80 år	3% 30 år	6% 30 år
mm	mm	W/m2/K	kWh/m2	kWh/m2	kr./m2	kr./kWh	kr./kWh	kr./kWh	kr./kWh
		1,00	180						
50	50	0,44	142	37,7	100	0,088	0,161	0,135	0,193
100	50	0,29	132	10,5	100	0,316	0,578	0,487	0,694
150	50	0,21	127	4,9	100	0,673	1,231	1,037	1,477
200	50	0,17	124	2,9	100	1,161	2,125	1,790	2,548
250	50	0,14	122	1,8	100	1,800	3,292	2,773	3,949
300	50	0,12	121	1,3	100	2,524	4,618	3,890	5,538
350	50	0,10	120	1,0	100	3,398	6,217	5,236	7,456
400	50	0,09	119	0,8	100	4,401	8,051	6,782	9,657

Tabel 5-2 Investering i merisolering af facade

Der er således med de nuværende typiske variable fjernvarmetariffer indbygget et ekstra incitament til, at det skal være fordelagtigt for den enkelte at investere i isolering.

5.1.2 Lavere returtemperatur og krav til fremløbstemperatur

Alle fremtidens energieffektive energikilder til opvarmning bliver mere energieffektive, når temperaturen sænkes, og i fjernvarmeforsyningen spares endvidere udgifter til ledningsnet og varmetab.

Derfor vil sænkning af temperaturen i varmeanlæg få høj prioritet i de igangværende energibesparelsetiltag - især de tiltag, som gennemføres af fjernvarmeselskaberne.

Ved nyt byggeri i tilknytning til eksisterende byggeri med dårlige temperaturforhold er det også muligt at indpasse nye anlæg i forhold til ældre anlæg med høj temperatur ved eksempelvis at udnytte returvandet fra det gamle anlæg i forbindelse med udvidelser og tilbygninger. Et eksempel her på er Herlev Hospital, hvor man har en høj returtemperatur, som skal udnyttes til fremløb i et nyt hospitalsafsnit.

Vi forudsætter i fremskrivningerne, at returtemperaturen i fjernvarmenettene i gennemsnit når ned på 40 grader i 2020 og, at temperaturen falder yderligere til 30 grader på længere sigt. Det kombineres med, at der samtidig i gennemsnit spares 25% på varmebehovet inden 2020 og formentlig mere på længere sigt. Det forudsættes her, at forbedring af varmeanlæg og konvertering fra veksler til direkte forsyning tillægges lige så høj prioritet som varmebesparelser, og at fjernvarmeselskabernes energispareindsats skærpes yderligere.

I mange fjernvarmesystemer er det et problem, at enkelte kunder kræver en højere fremløbstemperatur end den, der er optimal for nettets drift og hovedparten af kunderne. Derved påføres driften af fjernvarmen højere omkostninger til produktion og varmetab, som langt overstiger besparelserne i pumpeudgifter.

Derfor bør fjernvarmeselskaberne i forbindelse med arbejdet med energibesparelser gøre en særlig indsats for at hjælpe disse kunder med at forbedre deres varmeanlæg. Sænkning af kravet til fremløbstemperatur hos et mindre antal kunder kan meget vel vise sig at være den mest rentable energibesparende foranstaltning i hele systemet.

Vi forudsætter, at alle kunder i 2020 kan nøjes med højst 90 grader den koldeste dag og 70 grader i årligt gennemsnit.

5.1.3 **Tilskudsvarme fra elforbrugende produkter mv.** Nettovarmebehovet fremkommer som:

- summen af:
 - varmetab gennem klimaskærm
 - varmetab ved ventilation
 - varmebehov til varmt brugsvand
- minus tilskudsvarme fra:
 - solindfald (passiv solvarme)
 - personer og
 - elforbrugende produkter

Specielt sidstnævnte tilskudsvarme fra elforbrugende produkter har fået en stigende betydning for det nuværende opvarmnings- og kølebehov på grund af stigende mængder elektronik i husholdningerne og ikke mindst i kontorbyggeriet.

Et udpluk af grønne regnskaber viser eksempelvis, at kontorbygningernes elforbrug pr m² ofte overstiger varmekonsumet, og at der imellem bygningerne er store fluktuationer, specielt i elforbruget. Det er endvidere typisk at ejendomme med et særlig stort elforbrug har et tilsvarende lavere varmekonsum.

Det er derfor interessant at se på CO₂-udslippet fra el- og varmekonsumet og på konsekvensen af hhv. el- og varmebesparelser.

I tabellen nedenfor er potentialet for CO₂-besparelser ved hhv. el- og varmebesparelser i alle statens bygninger vurderet. Næsten alle statens bygninger har fjernvarme, og der er regnet med, at brændseffektiviteten i gennemsnit er 200 % for varme og 40 % for el, svarende til, at CO₂-udslippet pr MWh for el er 5 gange større end CO₂-udslippet for varme. Det er samtidig antaget, at halvdelen af elforbruget bidrager som tilskudsvarme om vinteren.

Konsekvenser af elbesparelser og varmebesparelser i statens byggeri 2004-2020	Besp.	Målt forbrug		Brændselsforbrug		
		Fjernvarme	El	Til varme	Til el	I alt
		kWh/m ²	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh/m ²
Varmebesparelser alene						
Statistik 2004		136	63	68	158	226
Sparet elforbrug 2004-2020	0%		0			
Sparet varmemeforbrug 2004-2020	50%	-68				
Merforbrug varme pga. elbesp.	50%	0				
Prognose 2020		68	63	34	158	192
Tilvækst		-50%	0%	-50%	0%	-15 %
Elbesparelser alene						
Statistik 2004		136	63	68	158	226
Sparet elforbrug 2004-2020	50%		-32			
Sparet varmemeforbrug 2004-2020	0%	0				
Merforbrug varme pga. elbesp.	50%	16				
Prognose 2020		152	32	76	79	155
Tilvækst		12%	-50%	12%	-50%	-31 %
El og varmebesparelser						
Statistik 2004		136	63	68	158	226
Sparet elforbrug 2004-2020	50%		-32			
Sparet varmemeforbrug 2004-2020	50%	-68				
Merforbrug varme pga. elbesp.	50%	16				
Prognose 2020		84	32	42	79	121
Tilvækst		-38%	-50%	-38%	-50%	-47 %

Tabel 5-3 El- og varmebesparelser

Beregningsen viser, at 50 % varmebesparelse kun reducerer CO₂-udslippet med 15 %, medens 50 % elbesparelse reducerer CO₂-udslippet med 31 %. Den samlede effekt af 50 % besparelse på både el og varme er 47 %.

Det er således ikke varmemeforbruget, men elforbruget, der forårsager det største CO₂-udslip, ikke mindst fordi elforbruget i typiske fjernvarmeområder koster omkring 5 gange mere CO₂-udslip pr kWh slutforsbrug end varmen.

Som følge af implementeringen af EU-direktivet om energiforbrugende produkter og de igangværende energispareaktiviteter fra bl.a. Elsparefonden, må man forvente, at elforbruget vil falde i de kommende 10-20 år. Al belysning vil snart overgå til lavenergipærer og lysdioder, og det nuværende elektroniske udstyr med store apparater samt store transformertab og stand-by tab vil blive afløst af små lavenergi elektronikkomponenter med effektive transformere kombineret med svagstrømsnetværk.

Mærkningsordninger og implementering af svagstrømsnetværk lokalt i byggeriet må endvidere forventes at give apparater med et særligt lavt effektforbrug en konkurrencemæssig fordel.

I boligbyggeriet vil potentialet for elbesparelser være noget mindre.

Af eksemplet ses, at der bør fokuseres særligt på elbesparelser, og at man i planlægningen af fjernvarmenettene skal tage højde for, at nogle af de forventede varmebesparelser i områder med kontorbyggeri bliver opvejet af en merleverance til dækning af reduceret tilskudsvarme.

For de af statens bygninger i eksemplet ovenfor, der er udstyret med ventilationsanlæg med kompressordrevet køleanlæg, vil elbesparelsen reducere overskudsvarmen om sommeren og dermed også reducere elforbruget til køling.

Hvis vi antager, at kølebehovet reduceres med 25 % af elbesparelsen, og at kølingen produceres med en COP-faktor på 3, fås en yderligere brændselsbesparelse på $32 \times 0,25/3 \times 2,5 = 6,7$ kWh/m². Det vil sige, at brændselsforbruget reduceres yderligere fra 155 til 148 kWh/m², eller i alt med 35 % i stedet for 31 %.

5.1.4 **Køling**

Der er en stigende interesse for at etablere fjernkøleanlæg og herunder at benytte fjernvarmen som energikilde til køling, særligt efter at folketinget har vedtaget loven om kommunal fjernkøling.

Der er flere muligheder for, at fjernvarmeselskabet kan levere energi til køling:

- Et sorbtionskøleanlæg i kundens ventilationsanlæg, som drives med fjernvarme i en befugtningsproces uden brug af køletårne, eksempelvis som det anlæg, Dansk Fjernvarme tester i eget kontorhus.
- Et absorbtionskøleanlæg hos en kunde (evt. i kombination med et traditionelt kompressor køleanlæg), som bruger fjernvarmeenergi som drivmiddel, eksempelvis som det anlæg Nordforbrænding har etableret hos en større kunde.
- Et absorbtionskøleanlæg og fjernkølenet, som Hjørring Fjernvarme har etableret, med henblik på at udnytte overskydende sommervarme fra affaldsvarme.
- Et større centralt anlæg for fjernkøling i en bydel, som forsynes med en kombination af fri køling, absorbtionskøling fra fjernvarmenettet og kompressorkøling, eksempelvis som det anlæg Københavns Energi påtænker at etablere ved Kgs. Nytorv.
- Et grundvandskøleanlæg, som forsyner 2 eller flere naboejendomme – "nabokøling", idet varmepumpen, der skal supplere frikølingen fra grundvandet,

indgår i lastfordelingen om vinteren, når den skal nedkøle grundvandet igen. Det er her en opgave for de kommunale miljømyndigheder at sikre, at tilladelser til grundvandskøling koordineres ud fra helhedshensyn.

Køleanlæg, de drives af fjernvarmevand, er særlig interessante i fjernvarmesystemer, som har overskydende CO₂-neutral og billig varme om sommeren.

Vi forventer, at alle fjernvarmesystemer i fremtiden vil have overskud af varme om sommeren, som går til spilde, hvis den ikke udnyttes, eksempelvis som en konsekvens af forslaget om at udbygge med storskala solvarme, hvor der ikke allerede er overskudsvarme om sommeren. Potentialet for udbredelsen af denne form for fjernkøling begrænses dog på grund af kravet til fremløbstemperatur. Vi ser bort fra de energimæssige konsekvenser af kølingen i varmeplanmodellen, men inddrager kølingen i den strategiske planlægning.

Derimod ser vi et større potentiale i at kombinere fjernkøling med opvarmning ved at udnytte varmepumper til både køling og opvarmning. I fremtidens fjernvarmesystemer bliver der behov for at indplacere en stor varmepumpekapacitet optimalt i forhold til omgivelsesvarme og kølebehov. Den samme eldrevne varmepumpe kan udnyttes til både fjernvarme og fjernkøling på en optimal måde, evt. i kombination med varmelagre og kølelagre, som vi ser det flere steder i udlandet, eksempelvis i Sverige, Norge og Finland.

Disse anlæg vil overvejende blive placeret strategiske steder i fjernvarmenettet, hvor der er et kølebehov og let adgang til omgivelsesvarme. Et eksempel er grundvandskøling, hvor der er storskalafordele ved, at fjernvarmeselskabet etablerer et større anlæg, der kan forsyne flere bygninger med køling og varme. Specielt for grundvandsvarmepumper er det et krav, at den opvarmning, som sker af grundvandet om sommeren skal nedkøles om vinteren.

Når fjernvarmeselskabet driver varmepumpen kan den bedre indgå i lastfordelingen og producere varme i de perioder, hvor elprisen er lav og kraftvarmen skal nedreguleres.

I en by med et centralt kraftvarmeværk på eksempelvis 300 MW kan man forestille sig, at der på strategiske steder i nettet er eksempelvis 100 varmepumper på i gennemsnit 3 MW varmeeffekt, som med tilstrækkelig kort varsel kan regulere op, når kraftvarmeenheden skal regulere ned pga. faldende elpris.

5.1.5 **Større udnyttelse af lavtemperaturvarme**

Der er i de almindelige husholdninger et åbenlyst potentiale for at effektivisere energiidnyttelsen ved at tilslutte opvaskemaskiner, vaskemaskiner og evt. spabade til det varme brugsvand frem for at opvarme det med el.

Derved kan brændselsforbruget til det varme brugsvand typisk reduceres med en faktor 5 i det nuværende energisystem.

I 2020-2030 vil både fjernvarmen og elforsyningen være mere CO₂-neutral end i dag. Det er imidlertid begrænset, hvor meget det individuelle elforbrug kan styres i forhold til perioder med overskydende vindkraft, hvorfor der fortsat vil være en stor besparelse ved at konvertere termisk varme fra el til brugsvand, der er opvarmet med fjernvarme eller individuel solvarme og biomasse.

Der er maskiner på markedet, som kan udnytte det varme brugsvand, men udbredelsen blokeres bl.a. af, at der i energimærkningen ikke tages højde for, at CO₂-udslippet fra el og varmt brugsvand normalt er forskelligt.

Derfor bør mærkningsordningerne ajourføres i overensstemmelse med de energipolitiske målsætninger om at spare CO₂.

5.1.6 **Nedrivning og tilbygning**

I den eksisterende boligmasse vil der gradvist ske en modernisering og fortætning af bebyggelserne ved tilbygninger.

Vi antager i prognoserne for den eksisterende boligmasse, at nedrivning modsvares af tilbygninger.

5.2 **Nybyggeri og totalrenovering**

Både nyt byggeri og totalrenoveringer er omfattet af bygningsreglementets bestemmelser.

Omfanget af nybyggeriet er meget usikkert, og der er ingen officielle prognoser. Ofte vil der være en glidende overgang mellem nyt byggeri og totalrenovering. Derfor har vi foretaget en forenklet fremskrivning af byggeriet.

Erfaringen viser, at størstedelen af ny bebyggelse sker enten som en fortætning af den eksisterende boligmasse i byerne eller som tæt lav bebyggelse i sammenhængende byområder.

I Hovedstadsregionen tilstræbes eksempelvis, at ny bebyggelse sker som en fortætning og bedre udnyttelse af eksisterende infrastruktur frem for at beslaglægge nye landbrugsarealer. Næsten alle enfamiliehuse i Hovedstadsregionen opføres således som tæt lav bebyggelse, og de fleste erhvervsbygninger etableres som fortætning af eksisterende byzoner.

Det vil sige, at størstedelen af den nye bebyggelse er egnet til fjernvarme og endog lokaliseret i eller tæt ved fjernvarmeområderne. Det betyder, at størstedelen af ny bebyggelse med samfundsøkonomisk fordel vil kunne forsynes med fjernvarme eller blokvarme.

Der er her grund til at fremhæve muligheden for blokvarme, som altid er til stede, når der etableres en koordineret og planlagt bebyggelse i områder uden fjernvarme.

I det følgende kapitel om fremtidens forsyning vurderes den samfundsøkonomisk optimale forsyning af ny bebyggelse med konkrete eksempler.

5.2.1 **Bygningsreglementets bestemmelser om energirammeberegning**

Vi forudsætter, at EU-direktivet om bygningers energimæssige ydeevne reelt bliver implementeret i Danmark, således at der i byggeriet bliver metodefrihed til at spare fossilt brændsel og CO₂ på en omkostningseffektiv måde, hvor man, jf. artikel 5 i direktivet, udnytter lokale muligheder for fjernvarme, blokvarme, kraftvarme og vedvarende energi.

I dag blokerer det danske bygningsreglement for metodefriheden til at vælge den bedste løsning, idet det er bestemt, at varme, der føres over matrikelgrænsen med fjernvarme eller blokvarme, tillægges samme vægt som brændsel, uanset hvordan varmen er produceret. Det betyder, at det fossile brændsel, der er sparet ved fælles løsninger, ikke tæller i energirammeberegningen. Konsekvensen er, at bygherren selv skal investere i ekstra stor klimaskærm og/eller individuelle energiproducerende anlæg på egen matrikel, uden at man derved sparer noget CO₂ for samfundet.

Artikel 5

Nye bygninger

Medlemsstaterne træffer de nødvendige foranstaltninger for at sikre, at nye bygninger opfylder de mindstekrav til energimæssig ydeevne, der er omhandlet i artikel 4.

For nye bygninger med et samlet nytteareal på over 1 000 m² sikrer medlemsstaterne, at tekniske, miljømæssige og økonomiske muligheder for alternative systemer, f.eks.

- decentral energiforsyningssystemer baseret på vedvarende energi
- kraftvarme
- fjernvarme- eller gruppeopvarmningsanlæg eller fjern- eller gruppekøleanlæg, hvis det er tilgængeligt
- varmepumper under visse omstændigheder,

er overvejet, og at der er taget hensyn hertil, inden byggeriet indledes.

Figur 5-2 EU-direktiv om bygningers energimæssige ydeevne, artikel 5

Den aktuelle bestemmelse er anført i et annekst til bygningsreglementet, som angiver, at tilført energi over matrikel grænsen skal vægtes med faktorerne: 2,5 for el og 1,0 for gas, olie og energien i fjernvarmevand.

I bedste fald bliver der kun tale om en overinvestering i det nye byggeri.

I værste fald vil det medføre et øget CO₂-udslip, særligt, hvis byggeriet som konsekvens af bestemmelsen ikke tilsluttes det fælles fjernvarme eller blokvarmeanlæg.

Der er således eksempler på, at en bygherre investerer i varmepumper til varmt brugsvand for at overholde energirammen med det resultat, at CO₂-emissionen for produktion af det varme brugsvand fordobles.

Der er også eksempler på, at en fælles mere energirigtig forsyning må stoppes som følge af, at et mindretal af de nye bygninger bliver lavenergihuse med dispensation fra tilslutningspligt, hvorved de øvrige bygninger bliver påtvunget individuelle løsninger.

Langt de fleste nye bygninger etableres i byer, hvor en infrastruktur for varme allerede er til stede eller umiddelbart kan etableres i forbindelse med et større byggeri. Derfor vil det være naturligt, om den generelle bestemmelse i bygningsreglementet tager udgangspunkt i dette faktum.

Bygningsreglementet kunne eksempelvis udmelde en generel faktor på 0,5-0,7 for energien fra fælles kollektive anlæg, eller man kunne lade det være op til kommunen som varmeplanmyndighed og byggesagsbehandler at definere, hvilken faktor, der kan regnes med, som led i den projektbehandling, der alligevel skal ske i henhold til varmeforsyningsloven.

Vi antager som grundlag for prognosen for opvarmning, at bestemmelsen vil blive tilpasset, således at den ikke blokerer for valg af de mest samfundsøkonomiske løsninger for nye bygningers opvarmning.

- 5.2.2 **Krav til varmeanlæg og temperaturforhold i nyt byggeri og ved renovering**
Varmeanlæggets udformning har stor betydning for hele energisystemets samlede effektivitet, både med hensyn til graden af decentralisering og temperaturforhold.

Centrale varmeanlæg

Fra 50'erne til starten af 80'erne var det god praksis altid at etablere samlede blok-varmebebyggelser, hvor der ikke var mulighed for fjernvarme. Det betød meget for den hurtige omstilling fra olie til overskudsvarme.

I naturgasområder ser man imidlertid, at der er sket en decentralisering af anlæggene, således at et større rækkehusbyggeri i 1-2 etager eksempelvis forsynes med individuelle naturgaskedler i hvert rækkehus, hvor man før havde en central blok-varmecentral. Derved blokeres delvist for, at man konverterer til mere energieffektive energikilder i mange år frem. Man ser også eksempler på naturgasforsynede varmeanlæg, som ikke kan forsynes fra et vandbaseret system.

Man burde derfor, ikke mindst set i lyset af de energipolitiske prioriteringer og kravet om at indpasse vedvarende energi i byggeriet, indføre en bestemmelse om, at varmeanlæg skal baseres på en central udnyttelse af lavtemperaturvarme i hver bebyggelse. En sådan central udnyttelse af lavtemperaturvarme medfører ikke nødvendigvis, at også brugsvandforsyningen skal centraliseres. Brugsvand kan produceres centralt i hver bolig med varme fra det centrale system.

Temperaturforhold i varmeanlæg

Der har i mange år manglet dimensioneringskrav for varmeanlæg i bygningsreglementet. Det har medført, at en stor del af bygningsmassen har et stort potentiale for at reducere returtemperaturen og kravet til maksimal fremløbstemperatur.

Der blev for få år siden indført et temperaturkrav på 40 grader retur, men det er allerede blevet "overhalet indenom" af byggeriet, som nu leverer gulvvarmeløsninger i højisolerede huse, hvor returtemperaturen kan nå ned omkring 30 grader.

I det seneste bygningsreglement er det specifikke krav nu afløst af et funktionskrav.

God praksis må herefter være, at man som hovedregel dimensionerer et varmeanlæg for omkring 30 grader retur ved eksempelvis 60 grader på varmeanlæggets fremløb (sekundærside af en evt. veksler).

Det er imidlertid svært at se, hvorfor det gamle krav ikke fortsat skulle være gældende som et mindstekrav.

For nyt byggeri forudsætter vi, at designtemperaturen bliver 30 grader retur, og at gennemsnitsreturtemperaturen når ned på 25 grader.

5.2.3 Prognose for nybyggeri

På den sikre side er det antaget, at ny bebyggelse på landsplan fordeler sig som følger:

- 40% etableres som fortætning af eksisterende byområder og forsynes med fjernvarme.
- 30% etableres i **gennemsnit** som tæt lav bebyggelse og forsynes med fjernvarme eller blokvarme.
- 30% etableres som individuelle "passiv huse", hvor det ikke umiddelbart er økonomisk fordelagtigt at forsyne dem med fjernvarme eller blokvarme.



Figur 5-3 Fjernvarme til ny bebyggelse med korte stikledninger

Det antages, at den samlede nye bebyggelse frem til 2030 udgør **60 mio. m²**, og at nettovarmebehovet udgør **50 kWh / m²** i gennemsnit.

Derved fås nedenstående skøn over samlede investeringer på 9 mia. kr. i nye fjernvarmenet.

Nettabet er anslået til 20% i tæt lav bebyggelse og 9% i byområder, hvor der sker en fortætning, således at de nye bygninger i det væsentlige kan forsynes fra eksisterende distributionsledninger.

Nye bebyggelser i gennemsnit		Nye omr.	Fortætn.	I alt
Ny bebyggelse frem til 2030	mio. m2	60		
Andel fjernvarme	%	30%	40%	70%
Fjernvarmeforsynet	mio. m2	18	24	42
Fjernvarmenet og stik	km	3.240	1.080	4.320
Nyværdi af net og stik	mia.kr	6	3	9
Maksimal design fremløb	oC	90	90	
Design returløb	oC	30	30	
Årsmiddel fremløb	oC	60	70	
Årsmiddel returløb	oC	25	25	
Fjernvarmebehov	kWh/m2	50	50	
Fjernvarmesalg	GWh	900	1.200	2.100
Fjernvarmenettab	GWh	229	112	341
Fjernvarmeproduktion	GWh	1.129	1.312	2.441
Samlet nettab i pct. af prod	%	20 %	9 %	14 %

Tabel 5-4 Prognose for nyt byggeri til fjernvarme

6. Fremtidens opvarmningsressourcer

6.1 Samspillet mellem energisystemerne

Det er vigtigt at tage udgangspunkt i samspillet mellem alle de komponenter i den samlede infrastruktur, som har betydning for fremtidens opvarmningsressourcer.

6.1.1 Opvarmningsens samspil med elsystemet

Opvarmningssektoren har et vigtigt samspil med elsystemet.

Indtil i dag har det vigtigste været, at fjernvarmen har kunnet udnytte overskudsvarmen ved elproduktionen. Bortset fra perioder med overskydende vandkraft, særligt i vådår, har der som hovedregel været kondensationsværker på marginalen i elsystemet. Varme fra kraftvarmeudtag på de store konventionelle værker og varme fra de decentrale kraftvarmeværker har reduceret elproduktionen i kondensdrift, hvorved det marginale forbrug af brændsel ved varmeproduktion typisk har været mellem 0,3 og 0,6 MWh brændsel/MWh varme.

I fremtidens elsystem bliver det nødvendigt i stigende grad at tage hensyn til, at der er overløb af elproduktion fra vindmøller og evt. bølgekraft i kombination med vandkraft.

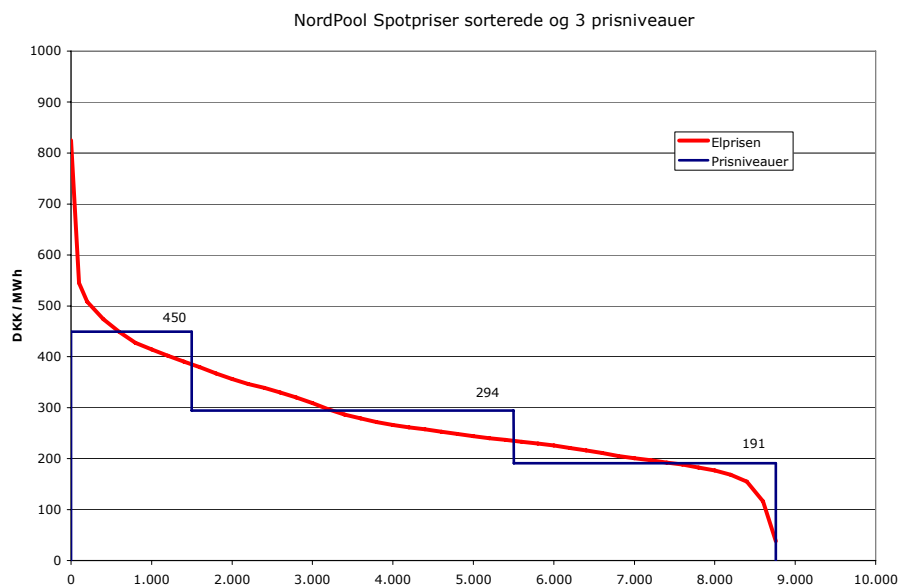
Det bliver således nødvendigt at se på forskellige grader af vindkraftudbygning og anden bunden elproduktion i de kommende 20-40 år.

Omvendt vil EnerginetDK's udlandsforbindelser blive forstærket og give mere direkte adgang til det Europæiske elsystem, hvor der lige på den anden side af Østersøen vil være mange kulfyrede kondensværker i drift i de kommende 30-40 år.

Effekten af vindkraftudbygningen og vandkraften (kombineret med eksempelvis en stor kapacitet af kulfyrede kondensværker og naturgasfyrede spidslastværker) kan illustreres med en årsvarighedskurve for elprisen, der tager hensyn til den statistiske sandsynlighed for tørår og vådår samt perioder med meget vindenergi og deraf følgende meget lave elpriser i det nationale eltransmissionsnet.

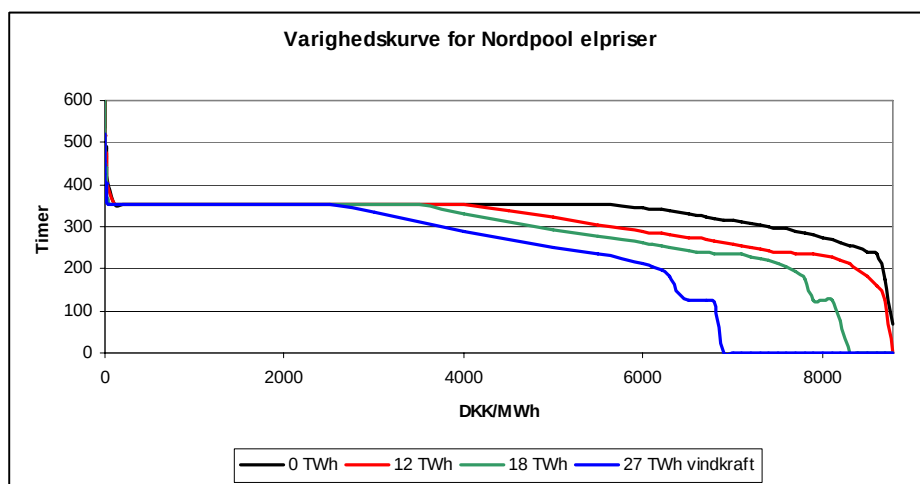
Desuden kan illustreres, hvordan der kan være lokale områder med overskydende vindkraft, som kan udnyttes af fjernvarmen, således at behovet for transmissionsledninger reduceres.

Figuren nedenfor viser en elprisvarighedskurve for Nord Pool for de sidste 2 år. Det ses, at det er en forholdsvis stejl kurve, som afspejler, at der har været 3 år med stærkt varierende gennemsnitspriser fra år til år.



Figur 6-1 Elprisvarighedskurve for 2006-2008

I den næste kurve ses en elvarighedskurve, som afspejler EnergiPlan modellens antagelser med varierende vindkraftandel.



Figur 6-2 Elprisvarighedskurve med forskellig grader af vindkraftudbygning

Disse kurver anskueliggør, hvordan øget vindkraft medfører et stigende antal timer med lave elpriser, som kan udnyttes af elkedler og store varmepumper. Kurverne kan dog ikke anvendes til driftsoptimeringen, idet man her må simulere el- og varmesystemet time for time i samspil med varmelagrene, jf. analyserne i bilag 13.

6.1.2 **Opvarmningens samspil med naturgassystemet**

Naturgassystemets rolle bliver mindre i fremtiden, som naturlig konsekvens af, at de danske naturgasressourcer er for nedadgående, og at målet er CO₂-neutralitet på længere sigt. Naturgasinfrastrukturen er ikke desto mindre et godt aktiv, som kan udnyttes langt ud i fremtiden til opvarmning, når det nu er til rådighed:

- Naturgastransmissionsnettet og de tilhørende lagre vil give Danmark en central position i det fremtidige, internationale naturgasmarked, primært mellem Norge og Rusland. Derved er den fremtidige forsyning sikret, og naturgas kan bidrage til opvarmningen til trods for den idealistiske målsætning.
- Naturgas kan på længere sigt bruges til naturgasfyrede kraftvarmeværker, der fungerer som energieffektiv spidslast- og reguleringskapacitet. Hvor man i et rent elsystem ville være henvist til naturgasturbiner med ca. 40% i virkningsgrad, kan varmesiden tilbyde at udnytte overskudsvarmen, så totalvirkningsgraden bliver 90%. Derved bliver den marginale virkningsgrad ved at bruge naturgasfyret kraftvarme til spidslast (frem for at benytte spidslastanlæg, der kun producerer el) formentlig langt over 200%.
- Naturgas kan fortsat bruges til procesenergi, kogebrug og til opvarmning af boliger i de tilfælde, hvor der ikke er fjernvarme eller biomasse mv.
- Endelig er der et uudnyttet potentiale for at øge tilslutningen til naturgasnettene, specielt i villaområderne. Når man tager hensyn til udgifterne ved den alternative opvarmningsform med olie eller elvarme, vil udgiften til naturgaskvikket og den kondenserede kedel være betalt tilbage længe inden naturgassen skal udfases. Desuden vil en maksimal tilslutning til naturgassystemet i et område være en fordel når/hvis naturgasforsyningen i området på længere sigt skal konverteres til fjernvarme, varmepumper eller biogas.

6.1.3 **Opvarmningens samspil med transportsektoren**

Fjernvarmesektoren og transportsektoren kan på meget lang sigt, når transportsektoren er kommet på omgangshøjde med varmesektoren, deles om de samlede ressourcer fra vindenergien og biomassen således, at transportsektoren udnytter den mere ædle del af energien og fjernvarmen den lavværdige, eksempelvis:

- Elbiler udnytter el om natten, men skal normalt oplades hver nat.
- Fjernvarmen kan udnytte længere perioder med lavpris til varmepumper og elkedler og kan undvære bidrag fra elsystemet i lange perioder med høje elpriser.
- Biomasse kan omdannes til brændstof til biler, og fjernvarmen kan udnytte restprodukter og restvarme, som ellers ville gå til spilde.
- Fjernvarmekedler kan benytte lavværdige brændsler, som ellers ikke kan udnyttes andre steder.

Så længe CO₂-besparelser i transportsektoren stadig er på forsøgsstadiet, er der ingen grund til, at varmesektoren skal være tilbageholdende med at udnytte og opdyrke CO₂-neutrale energiresourcer, som evt. på længere sigt også kan bruges til transportformål. Fjernvarmesektoren kan bidrage til at opdyrke et lokalt marked for biomasse allerede i dag i samarbejde med landbruget, skovbruget og kommunerne. Derved vil man fremme tilgangen af biomasse, således at der bliver mere til rådighed, når og hvis der skal bruges meget biomasse til transport på længere sigt.

6.2 **Potentialet for kraftvarme fra konventionelle værker**

I dag udbygger de internationale elselskaber med kulfyrede kondensværker langs Østersøen. Til trods for EU's målsætninger og direktivet for strategisk miljøvurdering kan man altså konstatere, at værkerne placeres, hvor varmen ikke kan udnyttes. Derfor må man formode, at der vil være kondensationsproduktion på marginalen i det Nordeuropæiske elsystem i en stor del af tiden i de næste 20-30 år. Med andre ord: så længe disse værker producerer el i kondensdrift, vil der være et energimæssigt, kommercielt og samfundsøkonomisk potentiale for at producere el fra tilsvarende nye værker ved de større varmemarkeder i regionen, eksempelvis: København, Århus, Berlin, Hamborg, Warszawa etc.

Øget vindkraft betyder, at der i stigende grad vil være perioder, hvor der er overskud af vindkraft, som medfører, at de store kraftvarmeværker skal tages ud af drift. Omvendt er der også behov for, at nogle værker er i drift med en vis mindste elproduktion som rullende reserve. I disse perioder vil det være fordelagtigt gradvist at supplere og erstatte kraftvarmeværkerne med varmepumper og elkedler.

Behovet herfor afhænger af mange faktorer, herunder udbygningen af elnettet og samkøringen med udlandet.

Det bør analyseres ved simuleringer af el- og varmesystemerne time for time, hvor meget behov der er for store konventionelle elværker i Danmark af hensyn til driften af elnettet i samspil med vindkraften, og hvor meget kraftvarme man kan udnytte fra disse værker og med hvilken effektivitet.

I de langsigtede scenarieanalyser, som er beskrevet i bilag 14 er der taget hensyn til disse forhold, medens de samfundsøkonomiske beregninger iht. Energistyrelsens nuværende forudsætninger er baseret på en gennemsnitselpris, der ikke tager højde for alle effekter af de dynamiske forhold.

Dette er kort beskrevet i det følgende med et simpelt kraftvarmediagram og en tabel med typiske værdier for effektivitet af el- og varmeproduktion fra kraftvarmeværker.

Det er vigtigt, at man anlægger en totalbetragtning på hele el- og varmesystemet for at få en entydig beregning af det brændsel, som medgår til varmeproduktionen. I et system med kondensationsværker på marginalen er det således enkelt at simulere konsekvenserne af et ændret forbrug af el eller varme i det sammenhængende el- og varmesystem.

På nedenstående diagram kan vises 4 forskellige driftstilstande, som kommer i funktion alt afhængig af forholdene i elsystemet.

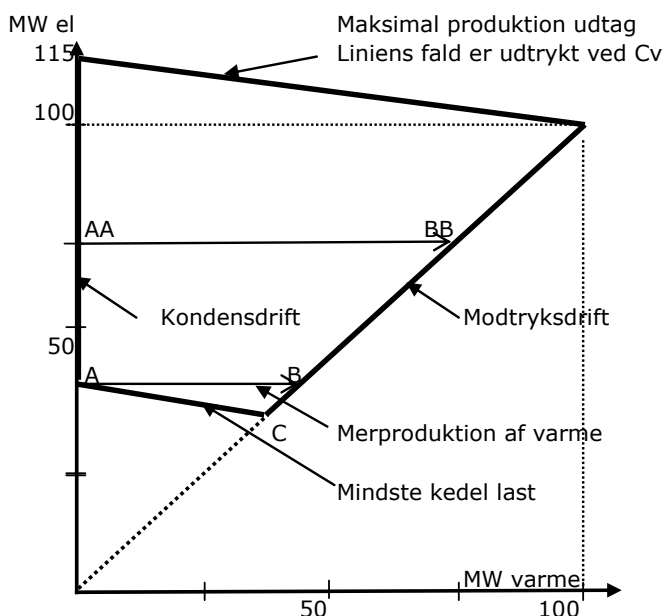
Driftstilstande:

Ren elproduktion i kondensdrift uden varmeproduktion. Dette illustreres ved den lodrette akse. Når forbrugeren øger elforbruget, regulerer værket elproduktionen opad uden ekstra varmeproduktion.

Kraftvarmeudtagsdrift. Dette illustreres med den øverste kurve. I stedet for kun at producere el, tages varme ud fra turbinen, hvorved værket elproduktion falder med faktoren CV. Omkostningen ved at producere varmen er altså CV gange prisen på den el, som man mister. Denne elektricitet skal normalt produceres på det mest effektive kondensværk i systemet, hvorfor det forbrugte brændsel er lig med brændselsforbruget på dette værk.

Merproduktion af varme. Dette illustreres ved de vandrette kurver AB og AABB. Værket er i lastfordelingen planlagt til at producere en vis kapacitet el (som kan reguleres op eller ned). Med dette som udgangspunkt kan man øge kedellasten og producere mere varme (fra A til B) men med samme elproduktion. Brændselsforbruget til varmeproduktionen beregnes herefter ved, at den tabte elproduktion genereres på det samme kraftvarmeværk og med den aktuelle elvirkningsgrad på dette værk.

Modtryksdrift. Dette er illustreret ved den skrå linie, hvor el og varme har et fast forhold. Denne tilstand er relevant, hvis værket ikke kan producere el alene, eller hvis værket med udgangspunkt i en given varmeproduktion ønsker af producere mindst mulig el.



Tabel 6-1 Kraftvarmediagram

Kraftvarmeværk Opdelt efter type og driftstilstand	Værkets data i modtryksdrift					El-ref.værk virkn.gr. GJ _{el} /GJ _{br}	Modtryksdrift		Udtagsdrift	
	Brændsel værk og ref. værk	Tempe- ratur dgr.C	Total Virkn.gr. GJ _(el+v) /GJ _{br}	CM-værdi MW _{el} /MW _v	El- virkn.gr. GJ _{el} /GJ _{br}		Brændselsforbrug til varme GJ _{br} /GJ _v	til el GJ _{br} /GJ _{el}	Tabt el Cv-værdi GJ _{el} /GJ _v	Brænd. til varme GJ _{br} /GJ _v
Lille motor	gas	normal	90%	0,70	37%	53%	0,57	1,89		
Stor motor	gas	normal	90%	0,80	40%	53%	0,49	1,89		
Modtryk eller udtag	gas	lav	92%	1,00	46%	53%	0,29	1,89	0,15	0,29
Modtryk	kul	normal	85%	0,50	28%	45%	0,65	2,22		
Modtryk eller udtag	kul	normal	90%	0,60	34%	45%	0,44	2,22	0,20	0,44
Merforbrug	kul	lav	90%	0,60	34%	42%	0,35	2,38		
Modtryk eller udtag	kul	lav	90%	0,70	37%	45%	0,33	2,22	0,15	0,33
Modtryk	træ/halm	normal	80%	0,37	22%	30%	0,48	3,33		
Modtryk	træ/halm	lav	80%	0,40	23%	30%	0,42	3,33		
Modtryk	affald	normal	80%	0,37	22%	30%	0,48	3,33		
Modtryk	affald	lav	80%	0,40	23%	30%	0,42	3,33		

Tabel 6-2 Eksempler på kraftvarmevirkningsgrader

Brændselseffektiviteten kan eksempelvis illustreres med eksempler fra tabellen, som gælder for perioder hvor der er kondensationsenheder i drift i systemet:

- Der bruges 1 MWh mere varme fra et stort kulfyret kraftvarmeværk, som er i drift af hensyn til elproduktionen:
 - Udtaget øges med 1 MWh varme, og elproduktionen falder 0,15 MWh.
 - Det medfører et ekstra brændselsinput på $0,15/0,45 = \mathbf{0,33}$ MWh brændsel.
- Der bruges 1 MWh mere el:
 - Elproduktionen vokser med 1 MWh.
 - Det medfører et ekstra brændselsinput på $1/0,45 = \mathbf{2,22}$ MWh brændsel.
- Der bruges 1 MWh mere varme fra et mindre effektivt kulfyret kraftvarmeværk, som dog er i drift med en fast elproduktion af hensyn til reserven i el-systemet (merforbrug frem til pkt. B):
 - Udtaget øges med 1 MWh varme, og elproduktionen falder 0,15 MWh.
 - Det medfører et ekstra brændselsinput på $0,15/0,42 = \mathbf{0,35}$ MWh brændsel på samme værk.
- På det samme mindre effektive værk, som er nævnt ovenfor, skal nu bruges yderligere 1 MWh varme. Denne må produceres i modtryksdrift (fra pkt. B mod pkt. BB), hvorved elproduktionen tvinges op og erstatter elproduktion fra et mere effektivt værk:
 - Der medfølger en elproduktion på 0,6 MWh, som erstatter el fra det mest effektive værk i systemet.
 - Det resulterende brændselsforbrug bliver $(1+0,6)/0,9-0,6/0,45 = \mathbf{0,44}$ MWh brændsel.

Det mindre effektive kulfyrede kraftvarmeværk kan således udnytte den overskudsvarme, der er til rådighed, fordi værket er i drift af elmæssige grunde (varmen koster kun 0,33), medens brændselsforbruget stiger (til 0,44), hvis der er brug for yderligere varme fra værket. Hvis der ikke er brug for værket af elmæssige grunde, og det derfor må i drift af hensyn til varmen, er der ekstra driftsomkostninger, men merbrændselsforbruget vil igen blive 0,44. Det er kun, når det mest effektive kon-

densværk i systemet også er taget ud, at gevinsten ved kraftvarmen er væk, og kraftvarmen derfor erstattes af elkedler og varmepumper mv.

Det ses, at den marginale kraftvarmevirkningsgrad i disse eksempler typisk er mellem **2 og 3**, medens den marginale elvirkningsgrad typisk er under **0,5**. Varme fra kraftvarmeproduktion koster altså i runde tal 5 gange mindre brændsel end el.

Hvis man vil udnytte grønne regnskaber i beslutningsprocessen, er det derfor vigtigt, at disse er baseret på nøgletal, som afspejler disse reelle energimæssige forhold i modsætning til de skattemæssige nøgletal (eksempelvis med virkningsgraden 1,25 for kraftvarme), som kun informerer om beskatningsgrundlaget.

Efterhånden som temperaturen reduceres, og kraftvarmeteknologien tilpasses det lavere temperaturniveau og forbedres, vil kraftvarmevirkningsgraden øges.

Efterhånden som vindkraften øges, og der opstår eloverløb, vil varmeproduktionen skulle tilpasses elmarkedet trin for trin:

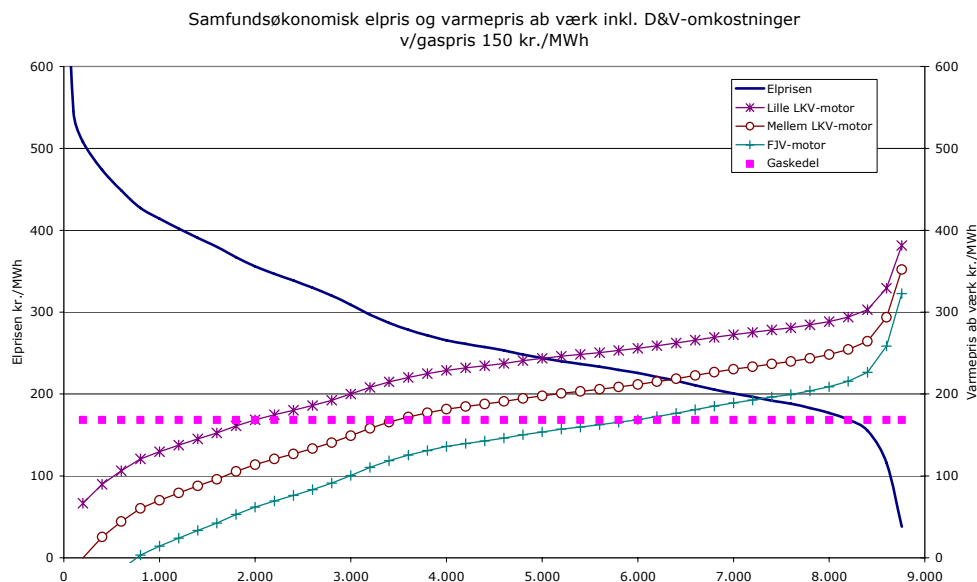
1. Varmeproduktionen standses i perioder med eloverløb og varmeakkumulatorerne udnyttes – evt. investeres i større akkumulatorer.
2. Elkedler overtager varmeproduktionen, når prisen er meget lav.
3. Varmepumper overtager dele af produktionen fra elkedlerne og kraftvarmeproduktion og kan i princippet i perioder operere sammen med kraftvarmeværket (som om det var et lukket system), hvorved man samlet set opnår en marginalvirkningsgrad på varmen, som svarer til varmepumpens effektfaktor.
4. Varmepumperne overtager hele produktionen i perioder, hvor de dårligste kraftvarmeværker standses.

På længere sigt, hvor der vil være lange perioder med varmepumpedrift, vil brændselsforbruget mellem el og varme svare til varmepumpernes effektfaktorer, som igen vil afhænge af, hvor meget omgivelsesvarme og geotermi, der vil være til rådighed.

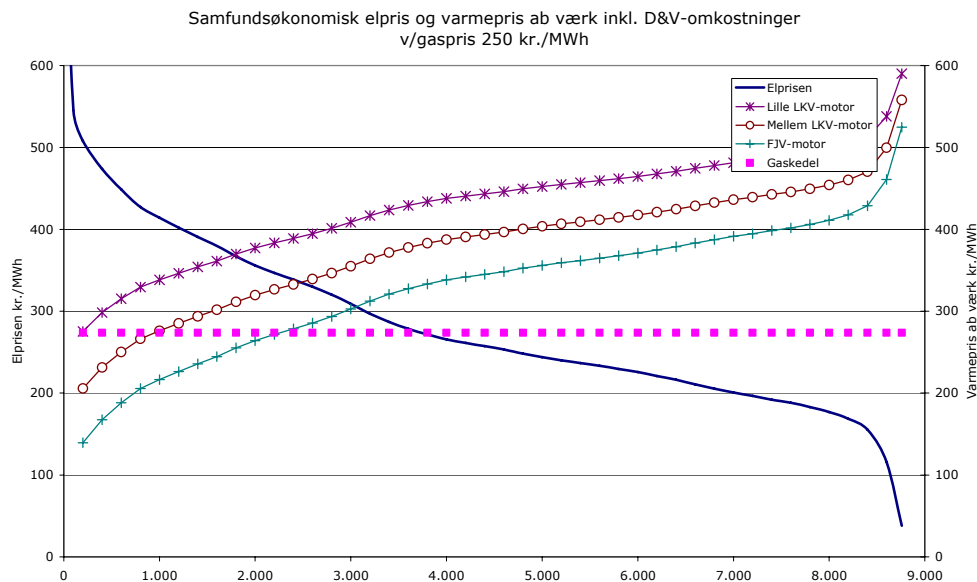
6.3

Kraftvarmepotentialet for mellemstore og små værker

Kraftvarmepotentialet fra eksisterende mellemstore og små værker kan indledningsvis belyses ved at sammenholde varmevarighedskurven med elvarighedskurven, som bestemt i kapitlet ovenfor.



Figur 6-3 Produktionspris for decentral kraftvarme ved lav naturgaspris



Figur 6-4 Produktionspris for decentral kraftvarme ved høj naturgaspris

Kurven i figurene ovenfor viser produktionsprisen for den decentrale kraftvarme som funktion af elpris og med forskellige virkningsgrader og naturgaspriser. Det ses, hvordan den optimale produktionstid for værkerne reduceres kraftigt, når naturgasprisen stiger, og elprisen falder.

Det ses eksempelvis, at det i gennemsnit kun er i ca. 2.500 af årets 8.760 timer, at en naturgasmotor til fjernvarme vil være mere fordelagtig end en naturgaskedel, når naturgasprisen er 250 kr./MWh. Hvis gasprisen falder til 150 kr./MWh, øges antallet af timer til 6.000.

Når vindkraftandelen vokser, vil elpriskurven blive stejlere og perioden med lavprisel længere. Det vil alt andet lige afkorte disse perioder.

Motorens mulige varmeproduktion i disse timer kan maksimalt blive lig med motorens effekt gange perioden. I praksis vil den dog blive væsentlig mindre, da den afhænger af, hvordan timerne fordeler sig. Det vil således ikke være muligt at udnytte en længere periode med høj elpris, da varmemarkedet og lagerkapaciteten sætter en øvre grænse.

En generel udvidelse af lagerkapaciteten vil hjælpe lidt, og det kan derfor anbefales, at dette overvejes på grundlag af simuleringer på timebasis for sammenhørende værdier af elpris og varmemeforbrug.

Der er således behov for, at Energistyrelsen udmelder en mere detaljeret vejledning i samfundsøkonomiske analyser, hvori indgår tidsserier for elprisen. Som en tilnærmelse kunne det for eksempel illustreres ved at angive en gennemsnits elpris i 4 perioder, som har betydning for kraftvarmeværkernes drift:

1. Meget høj pris, som medfører, at alle kraftvarmeværker er i drift og producerer til lager.
2. Høj pris, som medfører, at alle små decentrale naturgasfyrede værker er stoppet.
3. Lav pris, som medfører, at de mindst effektive kraftvarmeværker er stoppet.
4. Meget lav pris, som medfører, at kun enkelte grundlastværker er i drift på lav last.

6.4 **Potentialet for elkedler og varmepumper til at udnytte vindenergi**

I fjernvarmesystemerne kan store varmepumper og elkedler kombineret med større varmelagre være med til at regulere og opsamling af overskydende el fra vindkraft.

Varighedskurven for elpriser kan tilsvarende udnyttes til at illustrere driften af elkedler og varmepumper:

- Meget høj pris, som medfører, at alle varmepumper og elkedler er standset.
- Høj pris, som medfører, at alle varmepumper og elkedler er standset bortset fra varmepumper, der udnytter en god energikilde, for eksempel geotermi eller røggaskondensering.
- Lav pris, som medfører, at alle varmepumper er i drift, medens alle elkedler er stoppet.
- Meget lav pris, som medfører, at alle varmepumper og elkedler er i drift og producerer til lager.

I modsætning hertil er individuelle varmepumper nødt til at producere varme i kolde vinterperioder, hvor det er vindstille, og hvorved de meget vel kan medvirke til at øge behovet for maksimal kapacitet i systemet.



Tabel 6-3 Vindenergi, kraftvarme og omgivelsesvarme kommer til at spille sammen

6.5 **Potentiale for affald og udbygning af affaldssektoren**

I dette afsnit redegøres for potentialet for affaldsvarme, som det har udviklet sig siden 1980 frem til i dag, og som vi forventer, det vil udvikle sig med en prognose frem til 2020 og 2040.

Prognosen til 2030 er baseret på fremskrivninger fra Regeringens affaldsstrategi 2005-2008 og en rapport fra Affald Danmark om Vurdering af mængden af forbrændingseget affald i Danmark.

Fremskrivningen for den efterfølgende periode er baseret på et forsigtigt skøn fra Rambøll.



Tabel 6-4 Vestforbrænding er et af Nordeuropas største affaldsforbrændingsanlæg

6.5.1 **Prognose**

Prognosen for affaldsvarme baseres på:

- At alt brændbart affald i henhold til prognosen, der ikke kan genbruges, afbrændes på affaldsforbrændingsanlæg.
- At alle nye affaldsforbrændingsanlæg etableres som kraftvarmeværker med røggaskondensering.
- At returtemperaturen og fremløbstemperaturen til fjernvarmeværkerne fortsat falder, hvorved røggaskondenseringen og elvirkningsgraden forbedres.

- At elvirkningsgraden fortsat bliver forbedret på nye anlæg, dels som følge af lavere temperaturer, dels som følge af den teknologiske udvikling.
- At alle nyere anlæg uden røggaskondenseringsanlæg, som vil være i drift i 2020, udstyres med røggaskondenseringsanlæg, nogle med direkte kondensering, andre med kondensering via varmepumper, som hæver virkningsgraden yderligere.
- At bortkølingen reduceres yderligere:
 - o ved samkøring af fjernvarmesystemerne,
 - o ved udbygning med mere fjernvarme,
 - o ved mere systematisk mellemdeponering, og
 - o ved at levere køling om sommeren.

Tabellen nedenfor viser et skøn over udviklingen.

Affald i Danmark		1980	1994	2000	2005	2010	2020	2030	2040-
Genbrug	1000 t	1.600	6.174	8.461	9.545	9.752	10.600	11.753	12.736
Forbrænding	1000 t	1.900	2.216	3.064	3.473	3.607	4.047	4.592	5.051
Deponering	1000 t	5.000	2.715	1.426	981	950	900	900	900
Affald i alt	1000 t	8.500	11.105	12.951	13.999	14.309	15.547	17.245	18.687
Brændværdi	MWh/t	2.200	2.800	2.917	2.917	3.000	3.000	3.000	3.000
Energiindhold	GWh	4.180	6.205	8.937	10.130	10.821	12.141	13.776	15.154
Elproduktion	GWh	0	531	849	1.519	1.818	2.792	3.444	4.091
Bortkølet varme	GWh	1.170	572	657	349	158	0	0	0
Varmeudnyttelse	GWh	1.756	3.241	5.912	6.640	7.763	9.349	10.608	11.668
Varmeudnyttelse	PJ	6	12	21	24	28	34	38	42
Udnyttelsesgrad	%	60%	85%	90%	95%	98%	100%	100%	100%
Andel af kraftvarme	%	0%	45%	50%	75%	80%	100%	100%	100%
Elvirkningsgrad	%	0%	19%	19%	20%	21%	23%	25%	27%
Totalvirkningsgrad	%	70%	70%	83%	84%	90%	100%	102%	104%
Middel fremløbstemp.	gr.C				100	95	80	75	70
Middel returtemperatur	gr.C				55	50	40	35	35
Stigning i 10-årsperiode						1,18	1,12	1,13	1,10

Tabel 6-5 Potentiale for affaldsvarme

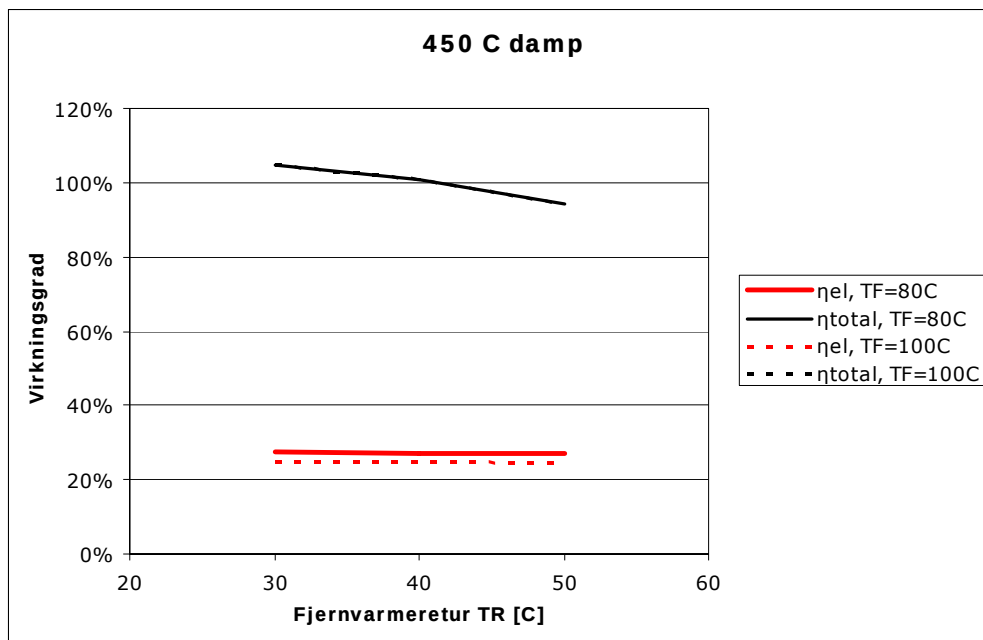
Det ses, at affaldsvarmeproduktionen i dag er 4-doblet siden 1980 og, at der næsten kan blive tale om en yderligere fordobling frem til 2040.

I 2020 vil affaldsvarmen iht. prognosen kunne producere næsten 9.500 GWh varme svarende til ca. **27 %** af den nuværende fjernvarmeproduktion.

6.5.2 Gevinst ved røggaskondensering

Den markante stigning i affaldsvarmeproduktion skyldes specielt gevinsten ved røggaskondensering, som giver større varmeudnyttelse.

Her spiller returtemperaturen en vigtig rolle, da kondenseringseffekten kan opnås uden varmepumpe, når returtemperaturen er under 35 grader, og da den evt. kan øges yderligere med en effektiv varmepumpe.



Figur 6-5 Virkningsgrad som funktion af returtemperatur uden varmepumpe

Ovenstående figur viser, hvordan totalvirkningsgraden, alt andet lige, forbedres ved direkte røggaskondensering i takt med faldende returtemperatur. Da returvandet først opvarmes med kondenseringen, sker der ingen forbedring af elvirkningsgraden i denne situation.

I tabellen nedenfor er vist, hvordan elvirkningsgrad og totalvirkningsgrad forbedres i %-point ved forskellige effektiviseringstiltag.

Ændring i pct. point ved nedenstående ændringer	Elvirkningsgrad	Totalvirkningsgrad
Damptemperatur hæves fra 400 til 450 gr.	0,7 %	0 %
Fremløbstemperatur sænkes fra 100 til 80 gr.	2,2 %	0 %
Returtemperatur sænkes fra 50 til 30 °C uden kondensering	0,7 %	0 %
Returtemperatur sænkes 50 til 30 °C med kondensering	0,5 %	10,6 %
Kondensering ved TF/TR= 80/30 uden varmepumpe	-0,3 %	13,4 %
Kondensering ved TF/TR=100/50 uden varmepumpe	-0,1 %	2,7 %

Tabel 6-6 Forbedring af el- og totalvirkningsgrad ved kondensering

Det ses, at der opnås en særlig stor gevinst, hvis returtemperaturen kan sænkes fra 50 til 30 grader, og kondenseringen får første prioritet frem for turbinen. En tilvækst

i 10,6 %-point for totalvirkningsgraden sker på bekostning af et tab på kun 0,2 %-point i elvirkningsgrad. Det svarer til en ækvivalent effektfaktor på ca. 50.

Samtidig ses, at investering i røggaskondensering i anlæg med meget lav returtemperatur kan hæve totalvirkningsgraden med op til 13,4 %-point med næsten uændret elvirkningsgrad.

6.5.3 Udnyttelsesgrad

Den høje udnyttelsesgrad forudsætter, at nye anlæg etableres, så den effektive benyttelsestid bliver 6-7.000 timer, idet anlæg renoveres om sommeren og affaldet mellemdeponeres.

Desuden kan det blive aktuelt kun at udnytte røggaskondenseringen i typisk 5-6.000 timer for at undgå at producere kondenseringsvarme, som bortkøles.

Liberaliseringen af erhvervsaffaldet betyder, at sektoren kan spille sammen med markedet for erhvervsaffald, der kan mellemdeponeres.

Det vil sige, at der kan "fyldes op" med affald fra markedet, når et anlæg er nyt og har overkapacitet, medens der omvendt kan leveres affald til markedet, når der er kapacitetsproblemer.

Der er i prognosen ikke regnet med, at samforbrændingen af affald og kul på de kulfyrede kraftværker medfører nogen mærkbar reduktion i affaldsmængderne, bl.a. som følge af:

- At en samlet systembetragtning, hvor man ser på hele fjernvarmemarkedet viser, at den energimæssige gevinst ved at indfyre affald sammen med kul er begrænset.
- At den energimæssige gevinst ved samforbrænding yderligere er reduceret, når man tager højde for de stigende elvirkningsgrader på affaldsforbrændingsanlæg.
- At det liberaliserede marked for erhvervsaffald betyder, at der kan skaffes affald fra markedet i EU til de anlæg, der er konkurrencedygtige.
- At samforbrænding formentlig kun er konkurrencedygtig for særlige affaldsfraktioner på grund af kravet til brændslet, der skal indfyres.
- At samforbrænding for mange affaldstyper rummer en risiko for, at miljøkravene omgås ved fortynding.
- At samforbrænding af visse affaldskomponenter rummer en risiko for, at levetiden for kraftværkskedlen reduceres pga. tæring.

Størstedelen af affaldskraftvarmeværkerne etableres i de større fjernvarmesystemer, da det må tilstræbes, at de nye enheder skal have en vis størrelse, helst mindst 20-30 tons i timen. Det betyder, at enkelte anlæg nedlægges, og at udstrækningen af de fjernvarmesystemer, som har affaldskraftvarme, vil blive forøget ved sammenkobling med andre fjernvarmesystemer.

Der vil dog stadig være behov for at fortsætte udbygningen af mellemstore decentrale anlæg på strategiske steder, hvor transportforhold og højere værdi af affaldsvarmen taler for en decentral placering.

Det betyder, at man vil se et stigende antal transmissionsledninger, som samkører systemer og overfører overskydende sommergrundlast.

Det påregnes på længere sigt, at samkøring mellem fjernvarmenet og markedet for brændbart flytbart affald vil sikre, at alle nye affaldskraftvarmeanlæg kan udnyttes 100% uden bortkøling, og at mellemdeponering ophører.

6.5.4 Miljøforhold

Der er internationalt uenighed om, hvordan udledningen af klimagasserne CH₄ og CO₂ skal opgøres for affaldssektoren for de forskellige behandlingsformer.

Derved opstår et problem, hvis de klimanøgletal, der er baseret på forskellige ikke sammenlignelige metoder, bruges af forbrugerne som en beslutningsparameter for klimatiltag.

Affald indeholder plast og andre produkter, som er produceret af fossile brændsler, og der er derfor flere muligheder for hvor man skal indregne CO₂-emissionen. Skal det være i produktionen, i forbruget, i affaldssektoren eller i udnyttelsen af affaldet.

I dag har Miljøstyrelsen udmeldt, at man skal regne med, at affald, der afbrændes udleder fossilt baseret CO₂ svarende til 18 kg/GJ, fordi man bruger "fossilt baseret" plast som brændsel.

Hvis man deler dette indhold på el og varme fra et affaldskraftvarmeværk, svarende til, at varmens brændselsandel sættes til 0,5 MWh brændsel pr MWh affaldsenergi fås, at affaldsvarmen indeholder 32 kg/MWh. Spørgsmålet er imidlertid, hvad det vil sige, at regne med et sådant tal.

Hvis en kunde ønsker at være 100 % CO₂-neutral, kunne man forestille sig, at kunden fravalgte fjernvarme med affaldsvarme og i stedet etablerede et biomassefyr eller en elkedel til "grøn el". I det teoretiske grønne regnskab ville det se godt ud, men i realiteten ville kundens valg medføre, at mere affaldsvarme blev bortkølet samtidig med, at mere kølevarme ville blive udledt fra de kraftværker, som skulle producere den ekstra elproduktion.

Hvis klimanøgletal skal give de rigtige incitamenter i hele kæden fra produktion til udnyttelse af restprodukter, må det ske således, at det svarer til konsekvenserne for det globale miljø. Det kan eksempelvis ske som følger:

- Producenten, som vælger et fossilt brændsel til at producere produkter som eksempelvis plastik, pålignes både en CO₂-afgift og et miljønøgletal for forbrug af CO₂ fra den olie, der er medgået til produktionen af plastik.
- Den affaldsbehandlingsvirksomhed, som frasorterer plastik som en ren fraktion uden biomasse (der kan udlede methan ved deponering) og deponerer plastikken sikkert for en million år, får godskrevet den indvundne CO₂.
- Den genbrugsvirksomhed, som frasorterer plastik og sælger det til producenten, kan tilbyde CO₂-frit plastik, da der allerede en gang er betalt for det.
- Den miljøvirksomhed, som afbrænder affaldet med plastik, bliver som ovennævnte genbrugsvirksomhed ikke pålagt nogen CO₂-emission.
- Den miljøvirksomhed, som deponerer både plastik og biomasse, skal, hvis det er muligt, pålignes et CO₂-udslip, som svarer til nettovirkningen af deponering af plastik og udslip af den lossepladsgas, som ikke kan indfanges.

På den baggrund har vi valgt at benytte emissionsfaktoren 0 kg/GJ for overskudsvarme fra affaldsforbrænding i Varmeplan Danmarks prognoser for CO₂-udslip.

6.6 **Potentiale for industrioverskudsvarme mv.**

Der tages udgangspunkt i de eksisterende overskudsvarmemængder, og det antages, at alle ressourcer, der umiddelbart kan udnyttes med lavtemperatur-fjernvarme uden varmepumper, vil blive udnyttet.

Følgende forhold taler for, at industrioverskudsvarmen vil vokse:

- Lavere returtemperatur i fjernvarmen vil generelt øge udnyttelsen af kølevarme.
- Udbygningen af fjernvarmenettene i erhvervsområder og forsyning af industrier med rumvarme vil øge muligheden for, at selv små mængder overskudsvarme om sommeren kan leveres til fjernvarmen.
- Udbygningen af fjernvarmenettene i erhvervsområder vil ligeledes kunne fremme udnyttelsen af større mængder overskudsvarme fra de industrier, der endnu har uudnyttet overskudsvarme.

Vi påregner, at mængden af industrioverskudsvarme vil øges med 20 % frem mod 2020.

Desuden bliver det aktuelt i den kommende varmeplanlægning i kommunerne at kortlægge alle lavtemperaturkilder og omgivelsesvarme, eksempelvis lavtemperatur industrioverskudsvarme, rensed spildevand, grundvand, der kan udnyttes til køling, og lavtemperaturlagre, etc.

6.7 **Potentiale for lokale biogasressourcer**

Energistyrelsens har i følgegruppen skønnet, at der inden år 2020 kan udbygges med en årlig biogasproduktion på ca. 8 PJ, og at denne meget vel kan være fordoblet til 16 PJ i 2040.

Den nuværende årlige udnyttelse af biogas, der stort set kun udnyttes til kraftvarmeproduktion, er på 4 PJ.



Figur 6-6 Hashøj Biogas producerer biogas til Hashøj Kraftvarme

Vi forudsætter derfor, at den samlede årlige udnyttelse af biogas til kraftvarmeproduktion med maksimal varmeudnyttelse vil vokse fra 4 PJ til 12 PJ i 2020 og videre til 20 PJ i 2040.

Energistyrelsen har anslået, at det samlede årlige potentiale på lang sigt for biomasse til biogas i Danmark er 40 PJ, men denne ekstra ressource på 20 PJ kan meget vel blive anvendt til andre formål, herunder konvertering til naturgaskvalitet eller til procesformål.

I vores vurdering af biogassens indpasning i fjernvarmeforsyningen tages udgangspunkt i det faktum, at de stigende naturgaspriser medfører, at naturgasmotorernes optimale driftstimer reduceres, og at fjernvarmeselskaberne derfor som hovedregel må benytte dyre naturgaskedler til en stor del af varmeproduktionen, hvorved der

ikke bliver økonomi i en udbygning af fjernvarmen til blokvarmecentraler og relativ tæt bebyggelse.

Dette er ikke hensigtsmæssigt, da det har høj prioritet, at kurven med CO₂-udslip "knækkes".

Ved at introducere andre energikilder i perioden, indtil biogassen er klar, kan varmemarkedet forberedes og optimeres, ligesom klimaregnskabet forbedres.

Den langsigtede udnyttelse af biogas prioriteres ud fra følgende forhold:

- At biogas er en lokal energiressource, som vanskeligt kan transporteres over længere afstande.
- At biogassen derfor skal have første prioritet frem for andre lokale biomasse-ressourcer, når den er til rådighed.
- At biogassen således indgår som grundlast, hvorved bortkøling af varme fra biogasmotoren minimeres.
- At de lokale fjernvarmemarkeder forberedes i god tid til at kunne udnytte de forventede biogasressourcer efterhånden, som de bliver til rådighed, ved:
 - at de eksisterende naturgasmotorer skal operere på markedsvilkår og kun producerer, når elprisen er så høj, at motoren er konkurrencedygtig,
 - at de eksisterende naturgasmotorer bevares, totalrenoveres og udskiftes om nødvendigt, idet de kan udnyttes til regulerkraft og levetidsforlænges, særligt når deres årlige driftstid reduceres,
 - at de naturgaskedler, som erstatter naturgasmotorerne i perioder med lave elpriser, snarest erstattes med vedvarende energi primært i form af lokale energiressourcer, vindbaserede elkedler, varmepumper og solvarme (hvorved motorernes optimale driftstid reduceres yderligere) og
 - at fjernvarmemarkedet udbygges, så det har den maksimale størrelse i det lokale bysamfund på det tidspunkt, hvor der kan etableres et biogasanlæg.
- At biogaslagre og varmelagre skal kunne tilpasses elproduktionen, således at motorerne kan standses i perioder af en vis længde med meget lave elpriser.
- At biomassekedler gradvist erstattes af biomasseforgasningsanlæg efterhånden, som disse bliver konkurrencedygtige.

- At biomassekraftvarme på længere sigt vil dække 90% af årsproduktionen i de aktuelle fjernvarmeværker med naturgasmotorer, idet biogassen kan være grundlast, medens biomasseforgasning kan være mellemlast i fjernvarmesystemet.

I det følgende opstilles en prognose for biogasudnyttelsen.

Det er antaget, at biogasanlæggets egetforbrug af opvarmning udgør 10% af varmeproduktionen, og at denne kommer fra naturgasmotorerne eller alternativt fra en lille biogaskedel (alt afhængig af afstanden mellem biogasanlæg og naturgasmotoranlæg).

Det er antaget, at biogasproduktionen kan reguleres til en vis grad og, at biogassen som hovedregel dækker grundlasten, svarende til ca. 50% af årsproduktionen, hvorved behovet for køling af motorvarmen bliver minimalt (0% fra 2020).

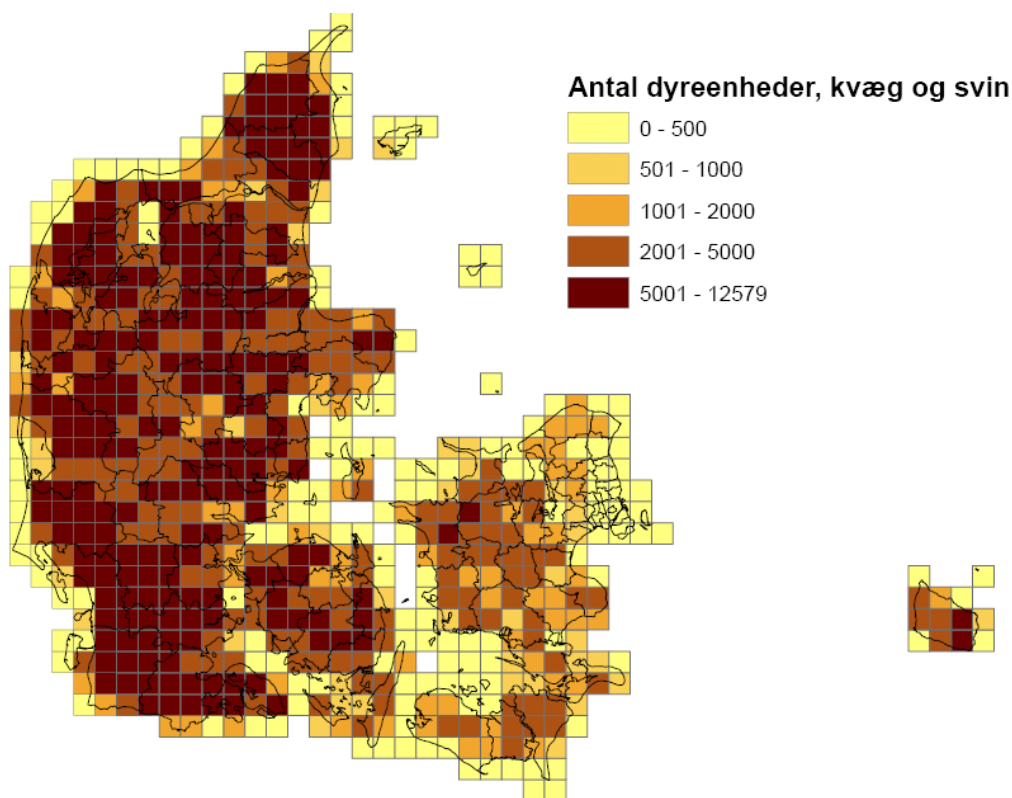
Naturgasmotorer til biogas		2010	2020	2030	2040
Varmekapacitet	MW	100	250	350	400
Elkapacitet	MW	80	200	280	320
CM		0,8	0,8	0,8	0,8
Virkningsgrad motor	%	90%	90%	90%	90%
Benyttelsestid	h	7.000	7.000	7.000	7.000
Varmeproduktion	GWh	700	1.750	2.450	2.800
Elproduktion	GWh	560	1.400	1.960	2.240
Biogasforbrug	GWh	1.400	3.500	4.900	5.600
Biogasforbrug	TJ	5.040	12.600	17.640	20.160
Egetforbrug af varme	%	10%	10%	10%	10%
Bortkølet varme	%	10%	5%	0%	0%
Biogasbaseret varme til nettet	GWh	560	1.488	2.205	2.520
Biogasbaseret varme til nettet	TJ	2.016	5.355	7.938	9.072
Varmemarked i alt					
Biogas kraftvarme	%	50%	50%	50%	50%
Biomasse forgas. kraftvarme	%	40%	40%	40%	40%
Træpiller	%	10%	10%	10%	10%
I alt	%	100%	100%	100%	100%
Anden biomasse varme til nettet	GWh	560	1.488	2.205	2.520
Samlet varmeproduktion til nettet	GWh	1.120	2.975	4.410	5.040

Tabel 6-7 Potentiale for biogas

Man kunne teoretisk set forestille sig, at biogasreaktoren etableres med en kapacitet, der svarer til grundlastbehovet om vinteren. Derved ville biogassen kunne dække hele grundlastbehovet, hvorved der ikke ville være behov for anden biomasse. Det er imidlertid ikke realistisk. Hvis et sådant anlæg etableres, vil der være et meget stort økonomisk incitament til at udnytte den meget kapitaltunge kapacitet til at producere el uden varmeudnyttelse en meget stor del af året.

Det ses, at der i henhold til prognosen kan produceres omkring 2.500 GWh varme fra biogasmotoranlæg i 2040, svarende til 7 % af den samlede fjernvarmeproduktion i dag, og at den bortkølede varme fra motoren forudsættes reduceret til nul.

Størstedelen af biomassen til forgasning ventes at komme fra landbruget, hvor biogasprocessen samtidig løser et miljøproblem. Derfor vil lokaliseringen i vid udstrækning svare til tætheden i husdyrhold. Desuden påregnes udnyttet mere biomasse fra andre kilder, eksempelvis fra slam på renseanlæg, tang fra strandrensning, affald fra fødevarerindustrien mv.



Figur 6-7 Tætheden af husdyrhold svarer til potentialet for biogas

6.8 **Potentiale for geotermi**

Geotermisk varme medregnes som en potentiel ressource, der kan udnyttes som supplement til kraftvarme, som hovedregel via en varmepumpe, der drives med termisk energi fra biomasse og i særlige lavtemperaturnet ved direkte opvarmning.

Der i dag geotermiske anlæg i Thisted og i København, og der er et anlæg under planlægning i Sønderborg.

Investeringerne i geotermiske anlæg i Danmark er så store, at vi ikke umiddelbart står over for et gennembrud for energikilden, ikke mindst fordi der er en vis risiko for, at boringen ikke lever op til forventningerne. Derfor er det vigtigt at fortsætte med demonstrationsprojekter og gennemføre seismiske forundersøgelser.



Figur 6-8 Der er behov for seismiske forundersøgelser (Dong Energy)

Ifølge Energistyrelsens rapport om geotermi fra 1998 er der stor sandsynlighed for geotermiske ressourcer i følgende 12 byer: Brønderslev, Hillerød, Hjørring, Holbæk, Kalundborg, Kerteminde, København, Nyborg, Randers Roskilde, Skive og Aalborg. Disse byers varmebehov svarer til halvdelen af fjernvarmebehovet.

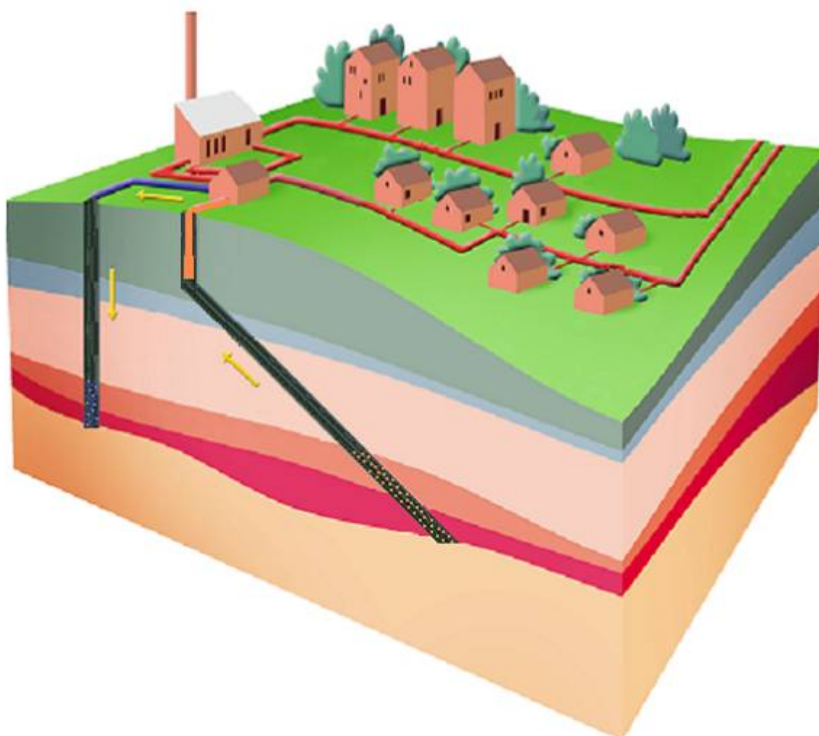
Geotermi er således en interessant mulighed for at effektivisere opvarmningen på længere sigt, særligt i de fjernvarmenet, hvor returtemperaturen er lav, og hvor den geotermiske varme kan udnyttes med absorptionsvarmepumper, med biomasse som

energikilde. Den nuværende geotermiske energi er ubetydelig, men på længere sigt kan geotermi få større betydning i takt med, at returtemperaturen sænkes og prisen på biomasse stiger.

Hvis der bliver knaphed på biomasse og priserne på biomasse stiger på længere sigt, vil man formentlig kunne reducere biomasseforbruget med en faktor 2 i de pågældende byer ved at kombinere biomassen med geotermi og bruge varmen fra biomassen til en absorptionsvarmepumpe. Set i forhold til biomassekedler kan forbruget yderligere reduceres med en faktor 2 ved at etablere biomasseforgasning til en gasmotor.

Vi forudsætter i prognosen, at energiindholdet i selve den geotermiske varme, som kommer fra undergrunden (rent symbolsk) vokser fra 170 GWh i 2006 til 600 GWh i 2020 og 1.200 GWh i 2040.

Hvis der i et scenario med 100 % VE bliver knaphed på biomasse omkring 2060, fordi biomassen efterspørges til andre formål, vil opvarmningssektoren eksempelvis kunne kombinere yderligere varmebesparelser med udnyttelse af mere geotermisk varme, solvarme, vindkraft og varmepumper, alt afhængig af de økonomiske relationer. De meget store investeringer i geotermiske anlæg skal således ses i forhold til alternativt meget store investeringer i at reducere varmebehovet yderligere fra 25 % til 50 % og evt. til 75 %.



Figur 6-9 Geotermisk varme kommer fra dybtliggende formationer (Dong Energy)

6.9 **Potentiale for lokale halmressourcer**

Energistyrelsen har opgjort, at der i dag på årsbasis udnyttes 19 PJ danske halm-energiressourcer, og at det samlede potentiale er 55 PJ. Der er altså mulighed for at øge mængderne betydeligt.

I Fødevareministeriets rapport om samspillet mellem fødevarer, foder og bioenergi, Jorden - en knap ressource (reference 13), er der da også peget på, at landbrugets biomasseressourcer, kan mangedobles, uden at det går ud over fødevareproduktionen og miljøet.

Vi forudsætter, at halmen bliver udnyttet i opvarmningssektoren på 3 forskellige måder:

- Som medforbrænding på kulfyrede kraftvarmeværker.
- Til kraftvarme i store og mellemstore kraftvarmeværker som supplement til affaldskraftvarme mv.
- I varmekedler i de mindre og mellemstore værker som supplement til biogas og solvarme mv., hvorved alle mindre fjernvarmenet på kort sigt vil blive CO₂-neutrale, ligesom der bliver et grundlag for at tilslutte flere større kunder.

Det må formodes, at udnyttelsen af halm i de små individuelle halmfyr bliver reduceret fra de nuværende ca. 5 PJ til noget mindre, dels af miljømæssige grunde, dels fordi træpillekedler og fliskedler er bedre i mindre skala.

På længere sigt, når/hvis teknologien udvikles, forudsætter vi, at de halmfyrede kedler suppleres med forgasningskraftvarmeanheder, og at virkningsgraden øges.

De ovennævnte alternativer for at udnytte halm bør sammenlignes mht. samfundsøkonomi og evne til at reducere CO₂-udslippet både samlet set og uden for kvotemarkedet.

Det ligger uden for rammerne af Varmeplan Danmark at gennemføre en særskilt analyse for halmressourcerne og deres anvendelse.

Vi vil dog pege på, at den nuværende prioritering af halmens udnyttelse umiddelbart kan forbedres ved at udnytte halmen lokalt frem på centrale kraftværker.



Figur 6-10 Lokal udnyttelse af halm

I dag ser man ofte, at halmen på markerne i en landkommune køres langt væk til centrale kraftværker, medens den lokale opvarmning sker med naturgasbaseret fjernvarme med delvis kraftvarme, naturgasfyrede blokvarmecentraler og individuelle naturgaskedler.

Det vil derfor være relevant at analysere konsekvensen af at udnytte halmen lokalt, så byerne på landet kan blive CO₂-neutrale, og således at kun den resterende halm sendes til de store værker.

Hvis naturgassen spares lokalt, kan den bruges mere effektivt på de store gasfyrede Combined Cycle værker med højere virkningsgrad, eller den kan anvendes til endnu bedre formål.

Vi har analyseret to alternativer for at anvende halm centralt eller decentralt, bl.a. med baggrund i:

- At det har hidtil været den almindelige opfattelse, at det er mere energieffektivt at udnytte halmen til kraftvarme på de centrale kraftværker frem for at bruge halmen lokalt i fjernvarmekedler uden kraftvarme.
- At det ligeledes har været opfattelsen, at kraftvarme, herunder decentral naturgasfyret kraftvarme, er mere energieffektiv end halmkedler.

- At driftstiden for de naturgasfyrede decentrale kraftvarmeværker (der nu er kvoteregulerede), er reduceret væsentligt (jf. ovenfor) på grund af de stigende naturgaspriser og de meget fluktuerende elpriser.
- At EU's VE-direktiv sætter øget fokus på biomasse som et middel til at reducere CO₂-emissionen – på linie med kraftvarme.
- At det hverken er selskabs- eller samfundsøkonomisk attraktivt at udbygge fjernvarmesystemer, der er baseret på naturgasfyret kraftvarme (motorer), i større omfang, på trods af, at der i mange byområder med decentrale kraftvarmeanlæg eksisterer et stort potential for yderligere tilslutninger (nye udstyknings og konverteringer).
- At mange mindre naturgasfyrede fjernvarmeværker på landet har store økonomiske problemer (med risiko for frafald af kunder og lukning), som kunne løses, hvis naturgaskraftvarmen blev suppleret med halmkedler
- At det nu er et særligt mål at reducere CO₂-udslippet uden for kvotemarkedet, eksempelvis ved at koble større naturgaskunder til et kvotereguleret fjernvarmesystem
- At der i oplandet til mange decentrale kraftvarmeværker findes et stort halmoverskud

Til at belyse problematikken opstilles i bilag 10 to hovedalternativer, som belyses i tre varianter.

De to hovedalternativer er:

1. **Centralt:** Halmen udnyttes på centrale kraftvarmeværker, eksempelvis ved at etablere en dampproducerende halmkedel (Avedøre) eller ved at samforbrænde med kul. Det lokale fjernvarmesystem forsynes med naturgasfyrede motorer og kedler, som optimeres i forhold til elmarkedet.
2. **Decentralt:** Halmen udnyttes i lokale fjernvarmekedler, som supplerer de naturgasfyrede motorer og kedler, hvorved den optimale produktionsandel fra motorerne falder. Halmen erstatter således næsten hele produktionen fra kedlerne og en vis del af produktionen fra naturgasmotorerne. Den naturgas, der er sparet lokalt, forbliver i de store transmissionsledninger og udnyttes bedst muligt, eksempelvis til at øge produktionen fra de mest effektive naturgasfyrede CC-anlæg med høj elvirkningsgrad.

De tre varianter, som relaterer sig til udbygningen af det lokale fjernvarmesystem med henblik på at spare CO₂ uden for det kvoteregulerede marked, er som følger:

- **Uændret:** Fjernvarmemarkedet ændres ikke.

- **Større kunder:** Fjernvarmenettet udbygges, så de større naturgaskunder konverteres til fjernvarme, typisk blokvarmecentraler og kunder i erhvervs-områder med relativ stor varmetæthed.
- **Hele byen:** Fjernvarmenettet udbygges til hele byen som en fase 2 efter udbygningen til de større kunder. Denne udbygning vil formentlig være det mest økonomiske forslag til at gøre hele byen CO₂-neutral på opvarmning.

De relevante vurderingsparametre er:

- Samfundsøkonomi (som inkluderer værdisætning af CO₂-udslip for samfundet).
- CO₂-udslip uden for det kvoteregulerede marked.
- Forsynings sikkerhed, fleksibilitet og komfort.

Det er vanskeligt at opstille generelle forudsætninger for samfundsøkonomien, da der er forskellige forhold vedr. produktionsanlæggene, som skal tages i regning:

- Lokale halmkedler koster relativt mindre end store dampkedler.
- Medforbrænding af halm på kulfyrede værker udnytter en eksisterende kedel.
- Etablering af lokale halmkedler, reducerer driftstiden på naturgasmotorerne, så deres levetid til regulerkraft kan forlænges og således, at de bedre kan imødekomme de miljømæssige krav, eksempelvis en begrænset driftstid af hensyn til Nox.
- Store naturgasfyrede CC-anlæg er til rådighed, men udnyttes ikke maksimalt, hvorved den sparede naturgas kunne udnyttes i disse.
- Etablering af en halmkedel inkluderer også etablering af anlæg til brændselshåndtering, som vil kunne udnyttes på længere sigt til også at forsyne en lokal, halmfyret kraftvarmehenhed. En halmkedel kan således bane vejen for, at der etableres en kraftvarmehenhed, eksempelvis baseret på forgasning eller en sterling motor, inden for de efterfølgende ca. 15 år, hvor der skal reinvesteres i halmkedlen.

Derimod kan der opstilles en rimelig nøjagtig sammenligning af de energimæssige forhold mht. brændselspriser og CO₂-udledning inden for det kvoteregulerede marked. Man kan således sammenligne elproduktionen fra den samme mængde halm og naturgas, der medgår til at forsyne det samme varmemarked.

Det fremgår af beregningen i bilag 10 og i tabellen nedenfor, at der produceres lidt mere el, når halmen bruges lokalt og gassen centralt.

Høj gasmotorandel, 75 % i centralt og 30 % i lokalt							
Fjernvarmeked		Uændert		Til større kunder		Hele byen	
Hvor skal halmene udnyttes		Centralt	Lokalt	Centralt	Lokalt	Centralt	Lokalt
Samlet varmemarked	MWh	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000
Konvertering af naturgaskunder	%	0 %	0%	50 %	50%	100 %	100%
Gamle fjernvarmekunder	MWh	25.000	25.000	25.000	25.000	25.000	25.000
Konvertering fra gas til fjernvarme	MWh	0	0	12.500	12.500	25.000	25.000
Individuelle naturgaskunder	MWh	25.000	25.000	12.500	12.500	0	0
Nettab nye kunder				10%	10%	20%	20%
Fjernvarmebehov efter udvidelse	MWh	25.000	25.000	38.750	38.750	55.000	55.000
Kapacitetsbehov, h	2.000 MW	13	13	19	19	28	28
Halmforbrug							
Halm til lokale kedler	MWh	0	16.667	0	27.778	0	44.444
Halm til central KV	MWh	16.667	0	27.778	0	44.444	0
Halmforbrug i alt	MWh	16.667	16.667	27.778	27.778	44.444	44.444
Gasforbrug							
Gas til lokal gasmotor	MWh	37.500	15.000	37.500	16.000	37.500	17.000
Gas til lokal spidslast	MWh	6.944	2.778	22.222	6.389	40.278	7.222
Gas til individuelle kedler	MWh	27.778	27.778	13.889	13.889	0	0
Gas til centralt gas CC	MWh	0	26.667	0	37.333	0	53.556
Gasforbrug i alt	MWh	72.222	72.222	73.611	73.611	77.778	77.778
Elproduktion med samme totale gas- og halmforbrug							
Lokal gas kv	MWh	15.000	6.000	15.000	6.400	15.000	6.800
Central gas CC	MWh	0	14.667	0	20.533	0	29.456
Central halm kv	MWh	6.667	0	11.111	0	17.778	0
Elproduktion i alt	MWh	21.667	20.667	26.111	26.933	32.778	36.256

Tabel 6-8 Central eller lokal udnyttelse af halm

Det vil sige, at alternativerne med lokal og central anvendelse af halm stort set er ligeværdige mht. den samlede CO₂-udledning, men at den lokale anvendelse vil fremme en hurtig reduktion af CO₂-udslippet udenfor kvotemarkedet, idet anvendelsen af halm giver incitament til at udbygge fjernvarmen og dermed spare CO₂ udenfor kvoten.

6.10 **Potentiale for lokale træressourcer**

Energistyrelsen vurderer, at det samlede potentiale for danske træressourcer er 40 PJ, og at der i dag udnyttes 34 PJ af disse ressourcer, medens der importeres 16 PJ.

Det bemærkes, at størstedelen af det nuværende forbrug, nemlig 20 PJ, sker i brændeovne, som typisk har en meget ringe virkningsgrad og forringer det lokale miljø. Hvis forbruget af brænde blev begrænset til et supplement, "som hygge", og ressourcerne i stedet blev anvendt i træpillefyr i kombination med solvarme og i fjernvarmekedler med røggaskondensering, ville man formentlig fordoble udnyttelsen af træets energiindhold. Samtidig ville miljøbelastningen reduceres væsentligt.

Lokale træressourcer, som i 2008 fortrinsvis anvendes i brændeovne, forudsættes derfor i stigende omfang anvendt i kollektive varmeanlæg, hvor de kan udnyttes mere effektivt og uden nævneværdige miljøgener.

Vi forudsætter, at de lokale træressourcer primært udnyttes som supplement til lokale halmressourcer, og at de på længere sigt udnyttes bedre med forgasningskraftvarme med røggaskondensering.



Figur 6-11 Flisproduktion indgår som en vigtig del af skovbruget i Danmark

6.11 **Importeret biomasse**

Når lokale biomasseressourcer er udnyttet maksimalt, forudsætter vi, at der suppleres med importeret biomasse i form af træflis.

På længere sigt forudsættes træressourcerne udnyttet til kraftvarme med røggaskondensering.

Træflis er, i modsætning til biogas og halm, et internationalt handlet biobrændsel, og det må formodes, at priserne vil stige noget som følge af øget efterspørgsel. Indtil videre anvendes dog Energistyrelsens planlægningspris.

Andre vedvarende energiresourcer som vindenergi, vandkraft og biodiesel handles på det internationale marked som netop tilsigter, at ressourcerne netop produceres, der hvor det er teknisk muligt og mest økonomisk. I den forbindelse kan man se på træ som en Nordeuropæisk energiresource, og man kan konstatere, at mange skove i vores nabolande i Skandinavien og i Baltikum har relativt store ressourcer, som ikke udnyttes i dag, og hvor en efterspørgsel på træflis kunne bidrage til en mere økonomisk skovdrift.

Da der er store mængder i markedet, vil vi benytte træfliskedler som referenceanlæg for andre VE-anlæg.



Figur 6-12 Importeret og dansk flis udnyttes 100 % med røggaskondensering

6.12 Solvarme

Der er nu en stor politisk og folkelig interesse for at udnytte solvarme i Danmark – interessen har både miljømæssig og økonomisk baggrund.

Derfor er det interessant at undersøge, hvordan solvarmen mest økonomisk kan udnyttes, således at de, der gerne vil investere i solvarme, kan få mest varme for pengene.

Udfordringen ved solvarme er, at varmeydelsen varierer meget, og at varmen er i modfase med varmebehovet.

På nedenstående figurer er på grundlag af erfaringstal fra Marstal Fjernvarme vist, hvordan solvarmen typisk varierer måned for måned og time for time hhv. om sommeren og om vinteren for et anlæg på 20.000 m².

For at udnytte varmen skal disse fluktuationer kunne udjævnes med døgnlagre, og det er nødvendigt at have supplerende varmekilder.

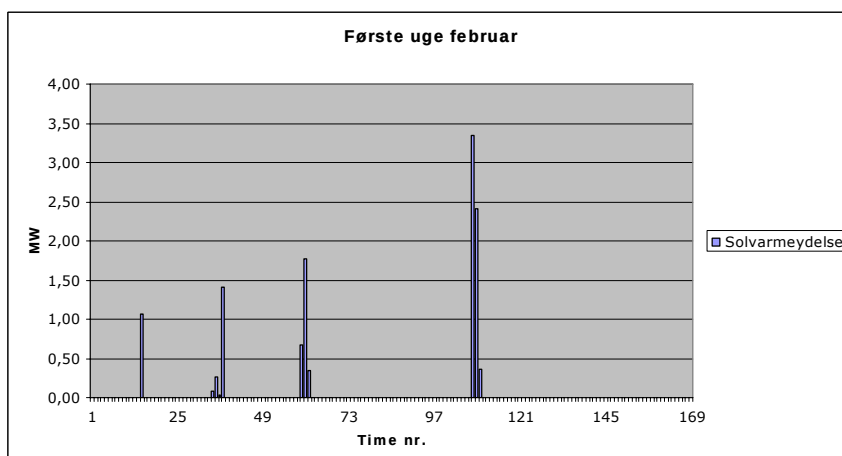
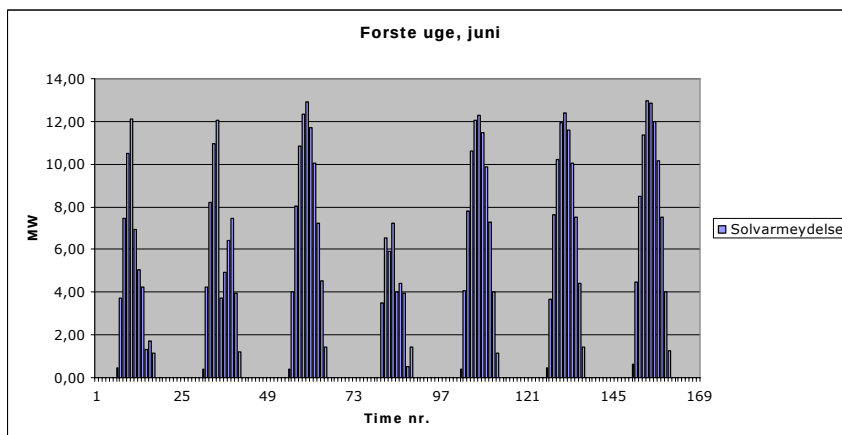
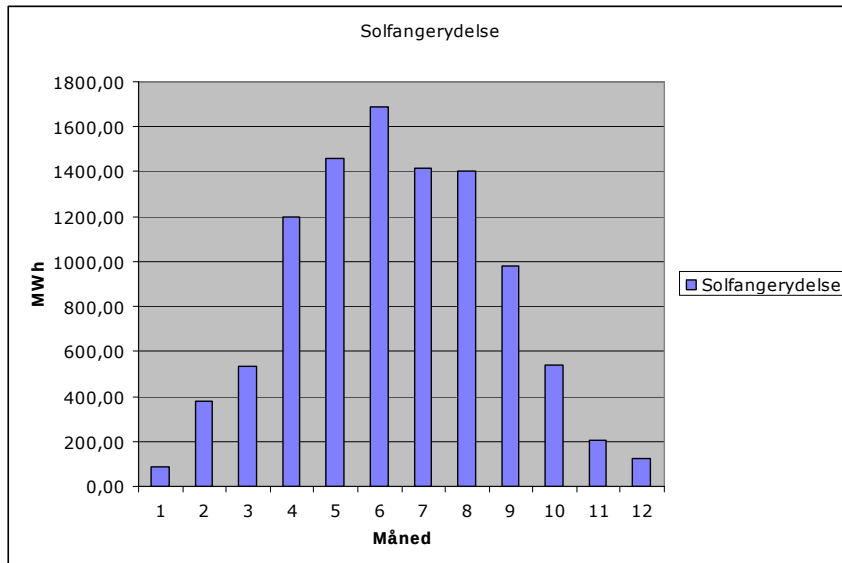
Den anden udfordring ved solvarmen er, at der stort set kun leveres varme om sommeren, hvor der i fjernvarmesystemerne ofte i forvejen er overskydende grundlast fra affaldskraftvarme og industrioverskudsvarme og på længere sigt også fra en lang række biogaskraftvarmeværker, som ellers går til spilde.

Hvis der etableres solvarmeanlæg i disse områder, er samfundsøkonomien derfor meget tvivlsom. Dog kan solvarmen have en vis værdi, hvis der eksempelvis er mulighed for at mellemdponere noget af affaldet og regulere ydelsen på biogaskraftvarmen.

Hvis der i et byområde med fjernvarme imidlertid er et stort folkeligt ønske om også individuelt at udnytte solens energi, kunne det være en bedre idé at etablere solceller, eksempelvis hvor de kan indgå som en naturlig del af bygningers facadebeklædning (og spare alternativ dyr beklædning) og indpasses i klimaskærmen på en æstetisk måde. Solceller yder ganske vist kun 5 gange mindre energi pr m² solpanel end de vandbaserede paneler, men i fjernvarmeområder vil brændselsbesparelsen og dermed CO₂-besparelsen typisk være større pr. m² solpanel.

Endelig viser nedenstående analyse, der sammenligner små og store anlæg på lige vilkår, at der er meget store fordele ved at etablere solvarmen i storskalaanlæg til blokvarme eller til fjernvarme frem for til individuelle anlæg på husenes tage.

Hvis det er givet, at fjernvarmebrugere ønsker at bruge solvarme, er der altså meget at spare for samfundet og for brugerne, hvis de kan gøre det i fællesskab frem for individuelt.



Figur 6-13 Solfarmens variation

I Danmark er der et stort potentiale for at etablere storskala-solvarme til fjernvarme, idet der er en lang række fjernvarmenet, som ikke har overskud af varme, som ellers bortkøles om sommeren. Her kan man ofte med fordel udnytte, at fjernvarmesystemet allerede har etableret en varmeakkumulator.

Desuden kan det være en mulighed at tilslutte storkalasolvarmeanlæg i de centrale systemer med affaldskraftvarme uden varmeakkumulator (og evt. ved at forvarme returtemperaturen) i den udstrækning, noget af affaldsvarmen kan mellemdepone-res.

Tabellen nedenfor viser de økonomiske konsekvenser af at etablere 1 mio. m² solvarme som hhv. store, mellemstore og små anlæg.

I analysen sammenlignes nettovarmeproduktion og produktionspris fra solvarmepanelerne, uden at der dermed er taget stilling til de brændselsbesparelser, som det medfører. Der er bl.a. taget hensyn til:

- At de store anlæg er lettere at drive og vedligeholde, og at den tekniske levetid derfor kan forventes at være længere for de store anlæg, eksempelvis 30 år for de store anlæg og 20 år for de små.
- At ydelsen, der kan nyttiggøres fra de store anlæg er større pr m². pga. større og mere effektive paneler og pga. samtidighed i forbrugsmønstret.
- At enhedsprisen for de store anlæg er mindre pga. storskalafordele.
- At prisen og ydelsen for de små anlæg kan variere meget, da merinvesteringen i solvarmen er mindre, hvis man installerer anlægget samtidig med, at varmeinstallationen og evt. taget udskiftes.

Da levetid og forrentning er afgørende for produktionsomkostningerne, er sammenligningen foretaget med to sæt økonomiske antagelser:

- 5% realrente og levetid lig med en økonomisk tidshorisont på 20 år.
- 3% i realrente og levetid lig med den forventede tekniske levetid.

Beregningen giver et overblik, dels over solvarmens økonomiske forhold, dels over forholdet mellem store, mellemstore og små anlæg. Det ses:

- At selskabsøkonomien i storkalasolvarmeanlæg er fordelagtig i forhold til naturgaskedler og stort set ligeværdig med mindre træfliskedler.
- At selskabsøkonomien i solvarme til blokvarme er fordelagtig i forhold til naturgaskedler.

- At brugerøkonomien i anlæg til parcelhuse generelt er fordelagtig i forhold til elvarme og i de gunstige tilfælde ligeværdig med naturgaskedler.
- At varmen fra mellemstore anlæg og blokvarme mv. koster rundt regnet halvdelen af varmen fra de individuelle anlæg.
- At varmen fra de store kollektive anlæg koster mellem 1/4 og 1/6 af varmen fra hhv. de gunstige og mindre gunstige individuelle anlæg.

Hvis der eksempelvis skal etableres 1 mio. m² solvarme i fjernvarmeområderne i Danmark ses af sammenligningen, at man kan reducere anlægsudgiften betydeligt ved at gøre det i fællesskab i storskalaanlæg frem for at forcere etablering af individuelle anlæg.

Udfordringen med storskalaanlæg er at få stillet landzonearealer til rådighed, eksempelvis i transportkorridorer eller ved områder med tekniske anlæg eller erhverv, hvor arealet ikke forventes konverteret til byzone i en overskuelig fremtid.

Storskala solvarme sammenlignet med Solvarme til individuelle huse og blokvarme

Anlæg		Storskala	Storskala	Blokvarme	Blokvarme	Blokvarme	Blokvarme	Parcelhus	Parcelhus
Placering af anlæg		Landzone	Landzone	Byzone	Byzone	Tag	Tag	Tag	Tag
Tilslutning af anlæg		TR DN300	TR DN250	Blokv.net	Blokv.net	Centralv.	Centralv.	Centralv.	Centralv.
Priser 2008 excl. moms.		Lavtemp.	Normal	Lavtemp.	Normal	Lavtemp.	Normal	Gunstig	Normal
Sommertemperatur ude	20 °C	60/30	70/40	60/30	60/40	60/30	60/40	60/30	60/40
Overgangstemperatur ude	10 °C	55/30	60/40	55/30	60/40	55/30	60/40	55/30	60/40
Vintertemperatur ude	0 °C	55/30	55/40	55/30	55/40	55/30	55/40	55/30	55/40
Antal anlæg	stk	50	50	1.000	1.000	1.000	1.000	250.000	250.000
Solvarmepaneler i alt pr anlæg	m ² /anlæg	20.000	20.000	1.000	1.000	1.000	1.000	4.0	4.0
Størrelse på solvarmeanlæg	m ²	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000
Ydelse på solvarmeanlæg	kWh/m ²	540	500	530	500	530	500	460	400
Årlig produktion fra solvarmeanlæg	GWh	540	500	530	500	530	500	460	400
Solvarmens andel af årsproduktion	%	25%	25%	20%	20%	20%	20%	20%	20%
Behov for supplerende produktion	GWh	1.620	1.500	2.120	2.000	2.120	2.000	1.840	1.600
Samlet varmebehov for solvarmenet	GWh	2.160	2.000	2.650	2.500	2.650	2.500	2.300	2.000
Nettab	%	20%	20%	10%	10%	0%	0%	0%	0%
Levering an hus netto	GWh	432	400	477	450	530	500	460	400
Anlægsinvestering									
Solvarmeanlæg	kr/anlæg	32.500.000	32.500.000	4.150.000	4.150.000	3.900.000	3.900.000	24.000	30.000
Solvarmeanlæg i alt	mio.kr	1.625	1.625	4.150	4.150	3.900	3.900	6.000	7.500
Varmeproduktionspris ab anlæg									
Teknisk økonomisk levetid	år	30	30	20	20	20	20	20	20
Kap udg., 20 årig annuitet med 5%		0,080	0,080	0,080	0,080	0,080	0,080	0,080	0,080
Kap udg., levetid og 3% rente		0,051	0,051	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067
Kap udg. solvarme, 20 år	kr/MWh	241	260	626	664	589	624	1.043	1.500
Kap udg. solvarme, levetid	kr/MWh	153	166	525	556	493	523	874	1.256
Eludgifter pr. MWh solvarme	kr/MWh	4	5	5	5	5	5	26	30
D&V pr. MWh solvarme	kr/MWh	4	4	4	4	4	4	17	20
Pris ab anlæg, 20 års levetid, 5%	kr / MWh	249	269	635	673	597	633	1.087	1.550
Pris ab anlæg, tekn.levetid, 3%	kr / MWh	162	175	533	565	501	531	917	1.306

Tabel 6-9 Økonomisk vurdering af solvarmepotentiale

Det er desuden en udfordring at sikre lokalt tilhørsforhold mellem solvarme og kunder, eksempelvis ved at tilbyde kunderne en solvarmetarif, der afspejler, at kunden betaler et anlægsbidrag til et fælles solvarmeanlæg og får ret til at modtage den tilsvarende varmemængde til en meget lav solvarmeprijs.

Hvis dette ikke er muligt, og man alligevel ønsker at inkludere solvarme i fjernvarmen, vil der være en stor fordel ved at etablere solvarmen som blokvarmeanlæg,

eksempelvis på større tagflader og i takt med ombygninger eller nybyggeri frem for som individuelle anlæg.

Vi forudsætter at solvarmen indgår i Varmeplan Danmark som følger:

- Der udbygges med storskalasolvarmeanlæg i alle de fjernvarmesystemer, som ikke i forvejen har overskud af anden grundlast, som skal udnyttes om sommeren (industrioverskudsvarme, biogaskraftvarme og affaldsvarme, som ikke kan mellemdeponeres):
 - o Frem til 2020 udbygges med en gennemsnitlig dækningsgrad som svarer til ca. 25 % af årsvarmeproduktionen og i alt 2 mio.m².
 - o Frem til 2040 udbygges med yderligere 2 til i alt 4 mio.m² solvarmepaneller svarende til en større dækningsgrad (varierende fra 25% til 60%), idet der flere steder etableres store damvarmelagre til sæsonlagring.
- Hvor storskalaanlæg ikke kan etableres, og hvor der er et potentiale for at erstatte fossile brændsler om sommeren, udbygges med mellemstore anlæg, hvor det kan ske gunstigt i forhold til ledigt areal, nyt byggeri, større tagflader mv.
- Uden for de potentielle fjernvarmeområder etableres individuelle solvarmeanlæg i kombination med træpilleanlæg og akkumuleringsbeholdere, således at træpillefyret kan tages ud af drift hele sommeren. Det samlede etageareal, som ikke forsynes med fjernvarme er ca. 160 mio. m², hvor formentlig halvdelen vil være egnet til solvarme. Idet vi antager, at der kan etableres 1 m² solvarmepanel pr 40 m² opvarmet areal forudsætter vi følgende udbygning:
 - o Frem til 2020 udbygges med 1 mio. m², der forsyner bygninger med i alt 40 mio. m².
 - o Frem til 2040 udbygges med yderligere 1 mio. m² til i alt 2 mio. m² til at forsyne bygninger med i alt 80 mio. m².

Det vil sige, at der efter denne plan er i alt 6 mio. m² solvarmepaneller i Danmark i 2040, svarende til lidt mere end 1 m² pr person.

Det bemærkes, at storskalasolvarmeanlæg på landbrugsjord i så stor målestok bør underkastes en nøjere miljømæssig vurdering, således at anlæggene kan indpasses under hensyn til natur- og landbrugsinteresser. Herunder bemærkes:

- At storskalasolvarme på jorden er langt mere effektiv til at opsamle solens energi end selv de mest effektive energiafgrøder.

- At solvarmen bør kombineres med fortsat landbrug med fåreavl, idet fårene holder græs og trævækst nede.

Forslag til udbygning med solvarme		2020	2040
Storskalaanlæg			
Areal	mio.m2	2	4
Årsproduktion	GWh	1.000	2.160
Samlet investering storskala	Mia. kr.	3	7
Individuelle anlæg, gunstige			
Areal	mio.m2	1	2
Årsproduktion	GWh	460	920
Samlet investering individuel	Mia. kr.	6	12
Solvarme i alt til opvarmning			
Areal	mio.m2	3	6
Årsproduktion	GWh	1.460	3.080
Samlet investering til solvarme	Mia. kr.	9	19

Tabel 6-10 Forslag til udbygningsplan for solvarme

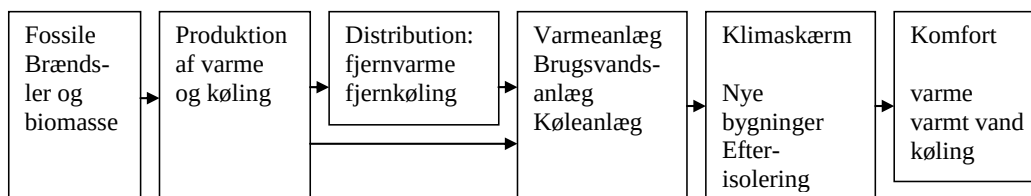


Figur 6-14 Storskalasolvarme og fåreavl passer fint sammen

7. Fremtidens opvarmning og køling

I dette afsnit belyses, hvordan den termiske komfort til bygningers opvarmning og køling samt forsyning med varmt brugsvand bedst kan tilfredsstilles ud fra en helhedsvurdering, hvor det drejer sig om at optimere de samlede økonomiske ressourcer og begrænse CO₂-emissionen.

Det kan eksempelvis illustreres ved figuren nedenfor.



Figur 7-1 Fra brændsler til termisk komfort

En vigtig del af denne optimering fremmes af varmemforsyningsloven og den deraf følgende varmeplanlægning i kommunerne, som har været drivkraften bag de markante brændselsbesparelser i opvarmningssektoren siden 1980.

Derimod har der manglet koordinering af det vigtige samspil mellem bygninger og forsyning, og der har indtil nu været manglende fokus på køling.

De nye energipolitiske målsætninger i EU og i Danmark om at bruge vedvarende energi på en omkostningseffektiv måde har skærpet interessen for at effektivisere og opnå hurtige resultater, der passer ind i et langsigtet perspektiv.

Det betyder, at det er relevant at pege på tiltag, som hurtigt kan effektivisere sektoren betydeligt.

Her har opvarmningssektoren og specielt fjernvarmen en vigtig rolle i effektiviseringen i samspil med elsektoren, naturgassektoren, bygningssektoren, affaldssektoren og landbruget.

7.1 Varmeplanlægning og klimastrategi

De nye energipolitiske målsætninger og den kommende klimakonference i 2009 har skabt øget fokus på klimaet og drivhusgasser og på, hvordan man internationalt, nationalt og kommunalt kan arbejde med strategier for, hvordan man bedst optimerer de ressourcer, der ofres på klimaet.

Specielt er der fokus på kommunernes rolle, og hvordan kommunerne bedst kan gøre en forskel.

I den forbindelse er opvarmningen og varmeplanlægningen meget central, og der er grund til at se det i et historisk perspektiv.

Danmark fik som det første land i verden en varmforsyningslov i 1979, og kommunerne gennemførte en varmeplanlægning i samspil med Energistyrelsen, som har medført betydelige brændselsbesparelser i opvarmningssektoren.

Varmeforsyningsloven fra 1990 har siden givet kommunerne større kompetence, således at kommunerne nu skal godkende projekter ud fra generelle retningslinier og ikke kun ud fra en af ministeren godkendt varmeplan.

Alle projekter, der er omfattet af projektbekendtgørelsen, skal godkendes, og tilsammen vil alle disse nye projekter ændre de bestående varmeplaner gradvist. Den gældende områdeafgrænsning mellem naturgas og fjernvarme findes således ved at tage udgangspunkt i områdeafgrænsningen i varmeplanen og korrigere den for alle de projekter, der siden er godkendt.

Det fremgår af varmforsyningsloven, at kommunerne skal arbejde med varmeplanlægning som en integreret del af kommuneplanlægningen og i samarbejde med de berørte forsyningsselskaber. Det gælder således både for projekter, der forsyner ny bebyggelse, for projekter, der forsyner eksisterende bebyggelse, og for ændring af energiform til fjernvarmen.

Da fjernvarmenettet er en markedsplads for termisk energi, vil det være naturligt, at arbejde med at effektivisere produktionen ud fra de skiftende økonomiske og energipolitiske signaler. Denne optimering har de fleste steder været bremset af organisatoriske barrierer og af lovgivningen, som til tider har tilgodeset andre hensyn end de økonomisk fordelagtige CO₂-besparelser. Der er derfor et stort potentiale for at opnå hurtige resultater, hvis disse barrierer lempes.

I områder med ny bebyggelse, kan de vejledende retningslinier fra de gamle varmeplaner ikke anvendes, da de er forældede, og der vil være behov for en fornyet vurdering af forsyningsformen med særlig hensyntagen til den planlagte bebyggelse.

I områder med eksisterende bebyggelse kan der ligeledes være anledning til at tage områdeafgrænsningen mellem fjernvarme og individuel forsyning op til revurdering, eksempelvis på grund af følgende forhold:

- I kommuner, hvor der ikke var overskudsvarme i 1979, og naturgassen derfor fik første prioritet, blev fjernvarmen som hovedregel ikke udbygget. I næsten alle disse kommuner er der i dag mulighed for en effektiv forsyning med fjernvarme baseret på kraftvarme og/eller vedvarende energi.
- I 90'erne var der meget fokus på at sikre naturgasprojektets økonomi. I dag er økonomien sikret, nettene er næsten helt afskrevet, og der er til gengæld i energipolitikken større fokus på CO₂-besparelser og på forsyningssikkerhed, som bedre kan opnås med fjernvarme.
- Der er i mange områder sket en fortætning af bebyggelsen, som har øget varmetætheden til trods for, at varmebehovet pr areal samtidig er reduceret.
- I nogle erhvervsområder er ældre bebyggelse udskiftet med ny bebyggelse, der ofte har større varmetæthed.
- Områdeafgrænsningen i erhvervsområder blev i varmeplanerne ofte udlagt til gunst for naturgasforsyningen, da naturgas kan anvendes til procesformål, og da erhvervsvirksomheder den gang var helt fritaget for at betale energiforsyning. I dag skal erhvervsvirksomheder betale energiforsyning til rumopvarmning, og det er i dag de færreste virksomheder, der har et større procesenergiforbrug.
- Fjernvarmenettet er gradvist blevet udbygget, således at det nu er muligt at fjernvarmeforsyning bygninger, der i varmeplanen lå geografisk isolerede og derfor blev udlagt til naturgasforsyning.
- Udbygningen af fjernvarmenettet med ringforbindelser af hensyn til forsyningssikkerheden, kan ligeledes have skabt mulighed for at forsyne bygninger, der tidligere lå isolerede i forhold til fjernvarmenettet.
- Forbrugerne har sparet på varmen, hvilket betyder, at de fleste fjernvarmenet har ledig kapacitet til nye kunder. Desuden kan forsyningen fra stort set alle net udbygges betydeligt med grundlast, hvis det kombineres med lokal spidslast.
- Returtemperaturen er reduceret, hvilket har forøget kapaciteten i ledningsnettet.
- Der er stort set alle steder overskydende produktionskapacitet, idet mange ældre produktionsanlæg, som er erstattet af nye grundlastanlæg, fortsat kan fungere som spidslast- og reserveanlæg.

Arbejdet med varmeplanlægningen i kommunerne og i forsyningsselskaberne er således vigtigt for at sikre, at den samlede opvarmning og specielt fjernvarmesystemerne effektiviseres mest muligt.

Til trods for at der er mange grunde til at arbejde aktivt med varmeplanlægningen i alle kommuner, er arbejdet blevet nedprioriteret af kommunerne og af Energistyrelsen, ikke mindst fordi man har skullet sikre naturgasprojektets økonomi, og fordi andre opgaver har fået højere prioritet.

Det betyder, at der nu er et meget stort potentiale for med samfundsøkonomisk fordel at konvertere fra naturgas til fjernvarme.

For at leve op til de nye prioriteringer i energipolitikken er der således god grund til at udnytte og udbygge den eksisterende fjernvarmeinfrastruktur. Det vil samtidig gøre fjernvarmen endnu mere effektiv.

Mange kommuner er i forbindelse med klimadebatten blevet opmærksomme på behovet for at spare CO₂, og man vil gerne iværksætte tiltag, der reducerer udslippet. Det er imidlertid svært for kommunerne at komme i gang med de mest effektive besparelser på grund af ressourcemangel, og fordi det mangeårige stop for varmeplanlægning har fjernet fokus og ekspertise fra området. Det er derfor en udfordring at finde de omkostningseffektive løsninger, der giver mest miljø for pengene, herunder især at vurdere effekten af investeringer i bygninger, som i høj grad afhænger af den aktuelle forsyning.

Det er således vigtigt for den fortsatte effektivisering af hele opvarmningssektoren og herunder fjernvarmesektoren, at kommunerne støttes i arbejdet med varmeplanlægning og energibesparelser.

I efterfølgende afsnit 8.3 gives eksempler på, at der arbejdes med varmeplanlægning i flere kommuner og fjernvarmeselskaber, og at der kan etableres et positivt samspil mellem fjernvarmeselskabernes udbygnings- og forretningsplaner og kommunernes arbejde med varmeplanlægning:

- Det fremmer fjernvarmeselskabets effektivitet, at selskabet udarbejder en forretningsplan eller udbygningsplan for, hvordan selskabets aktiviteter kan udvides, således at selskabets økonomi (= forbrugernes økonomi) forbedres, herunder især tilslutning af nye kunder i nye områder.
- Kommunen kan benytte selskabets udbygningsplan som et væsentligt element i en opdateret varmeplan eller klimaplan og således spare ressourcer.
- Fjernvarmeselskabet hhv. kommunen kan benytte forretningsplanen og den eventuelle opdaterede varmeplan som grundlag for hhv. at udarbejde og vurdere individuelle projektforslag for delområder.

De positive resultater, vi har set med hensyn til at identificere og implementere samfundsøkonomisk fordelagtige projekter, der giver mest CO₂-besparelser for pengene, peger på, at det burde være naturligt for alle fjernvarmeselskaber at udarbejde og opdatere forretningsplaner.

For de forbrugerejede og kommunalt ejede fjernvarmeselskaber ville det være naturligt, om planens overordnede målsætning er at mindske kundernes samlede omkostninger til forsyning og klimaskærm i kr./m² og ikke kun varmeprisen i kr./MWh. Med en sådan målsætning vil forretningsplanen automatisk inddrage alle de lovbestemte tiltag inden for energispareområdet og mere til. Det vil effektivisere opvarmningen yderligere.

I den forbindelse bør Energitilsynet i benchmarkanalyser være opmærksom på, at det ikke altid er mest effektivt at fokusere på at minimere fjernvarmeselskabernes administrationsomkostninger. Selskabet med de største omkostninger pr. kunde kan vise sig at være det mest effektive, hvis det har brugt omkostningerne til at arbejde med varmeplanlægning og energibesparelser hos kunderne.

7.2 Fjernvarmen som markedsplads for energieffektivisering

Fjernvarmen kan opfattes dels som et slutforbrug, dels som en forsyning. Derfor falder fjernvarmen ofte "mellem to stole" i overordnede energiplaner, som er baseret på en traditionel og forældet opdeling på forsyning og slutforbrug.

Når opvarmning ses som en helhed, og det drejer sig om at spare CO₂ på den mest effektive måde, kan det kun ske ved at se forsyning og forbrug samlet. I stedet for at betragte det fælles vandbårne system som en forsyning, kan man betragte det som forbrugernes fælles indkøbscentral, hvor man udnytter stordriftsfordele til at effektivisere og forbedre komfort og miljø.

For at kunne udnytte disse fordele i planlægningen er det vigtigt at se på de samlede systemers karakteristika og muligheder.

7.2.1 Fjernvarmesystemernes karakteristika

Fjernvarmenettets karakteristika er vigtige for at fornemme grundlæggende økonomiske og energimæssige forhold i varmeplanlægningen. Hovedparameteren for at fastlægge områdefrænsningen i varmeplanlægningen er således investeringerne i fjernvarmeledninger pr meter tracé set i forhold til den overførte energimængde.

Der er i nedenstående eksempel taget udgangspunkt i, hvor meget varme hver dimension fjernvarmerør kan levere ved følgende forudsætninger:

- Relativt energilinfald: max 10‰
- Fremløbstemperatur: 90°C
- Returtemperatur: 40°C
- Afkøling: 50°C
- Benyttelsestid for distribution 2.000 timer
- Benyttelsestid for transmission af grundlast 5.000 timer

Distributionsledninger er angivet for dimensionerne DN15-DN400, og transmissionsledninger er angivet for dimensionerne DN200-DN1000.

Anlægspriserne kan variere meget fra projekt til projekt og er også afhængig af, hvor man er henne i Danmark. Derfor vil de angivne priser typisk kunne variere +/- 30%.

Det er typisk for fjernvarmeledninger, at ledningerne bliver markant billigere pr leveret MWh jo større leverance og dermed diameter, der er tale om.

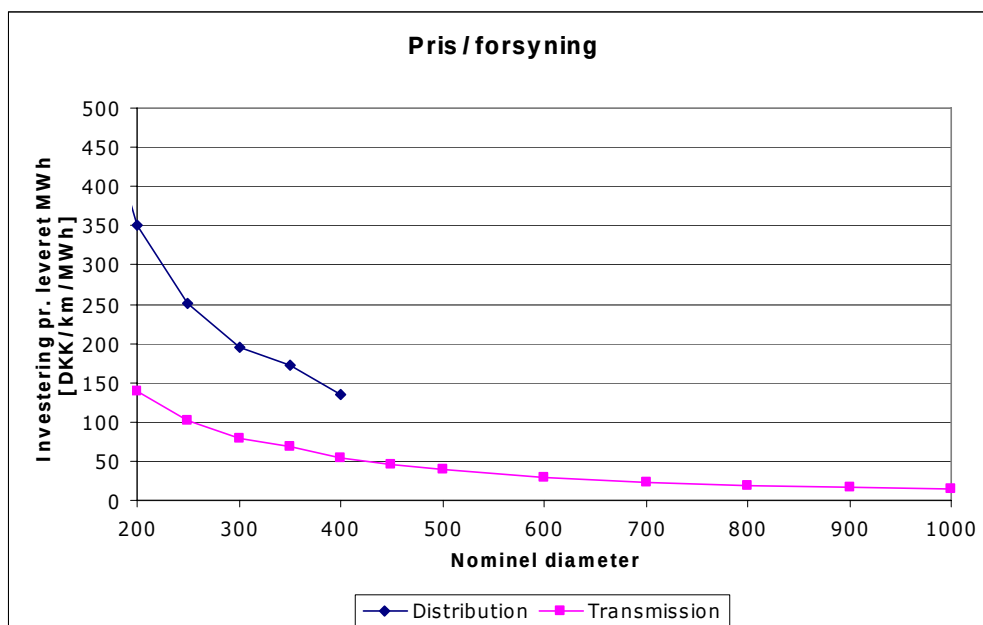
I bilag 3 er redegjort for, hvordan pris og overført energi forholder sig, når dimensionen øges. Det forholder sig nogenlunde således, at prisen pr overført MWh og det relative varmetab er omvendt proportionalt med diameteren.

I figuren nedenfor ses, hvordan prisen pr overført MWh falder voldsomt jo større varmemarked, der forsynes.

Den lavere pris for transmissionsledningen forklares ved, at den er dimensioneret til at overføre grundlast med en benyttelsestid på 5.000 timer, medens en typisk distributionsledning, som skal kunne levere varmen den koldeste dag, kun har en benyttelsestid på 2.000 timer.

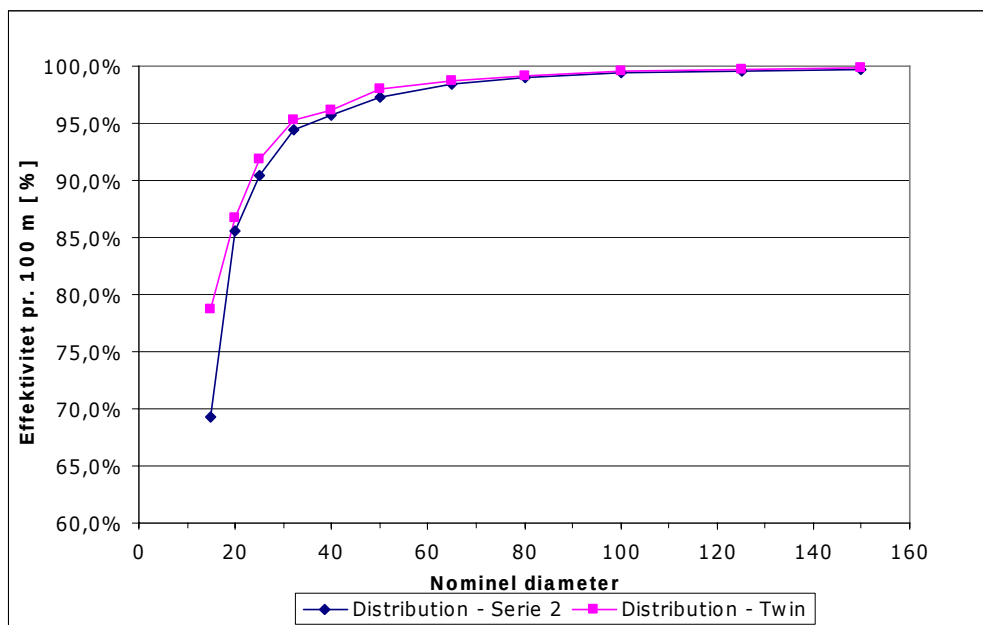
Disse kurver forklarer, hvordan det kan være, at det kan være fordelagtigt at sende varmen over 20 km til en by, medens det ikke er fordelagtigt at forsyne et parcelhus med en 100 m lang stikledning.

Tilsvarende viser kurverne, hvorfor nettabet i net med større ledninger kun er få %, medens det kan blive 20-30% i net med små forbrugere og små ledninger.

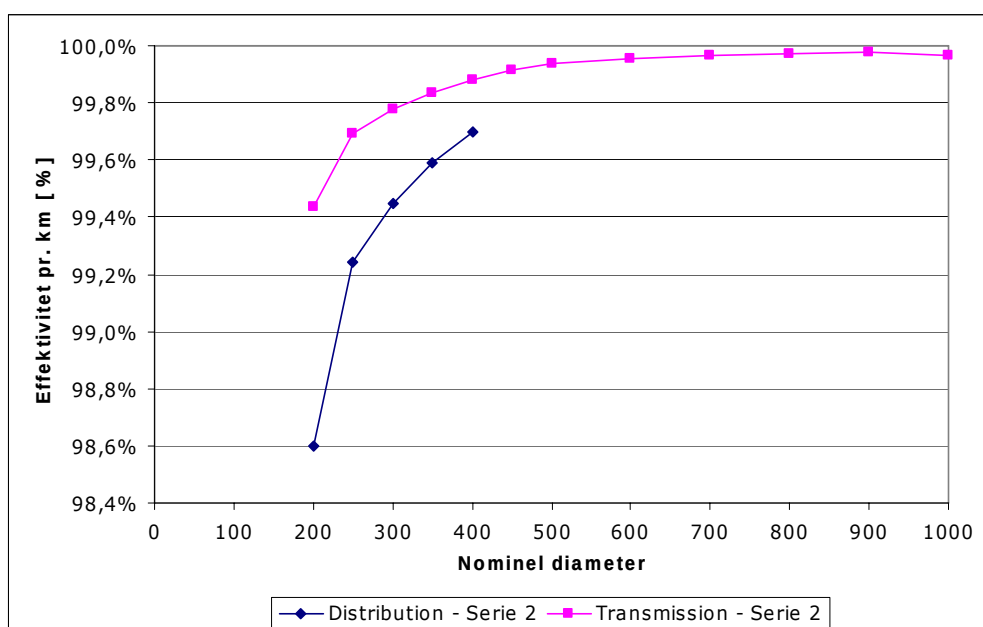


Figur 7-2 Investering i fjernvarmeledninger som funktion af forsyningens størrelse

Nedenfor er vist effektiviteten eller virkningsgraden for en fjernvarmeledning udtrykt som leveret varme/produceret varme.



Figur 7-3 Effektiviteten for en 100 m distributionsledning som funktion af størrelse



Figur 7-4 Effektivitet for en km fjernvarmeledning som funktion af størrelse

I den sidste er tallene vist for en 1 km distributionsledning med benyttelsestiden 2.000 timer og 1 km transmissionsledning med benyttelsestiden 5.000 timer.

I den første tabel er tallene vist for en 100 m distributionsledning op til DN200 med hhv. twinrør og normale rør.

7.2.2 **Varmelagre**

Pris og varmetab for varmelagre følger nogenlunde samme mønster som fjernvarmeledningerne: jo større kapacitet, jo mindre bliver prisen pr enhed og det relative varmetab i %.

Da varmelagring bliver en vigtig del af fremtidens energisystem får fjernvarmen endnu en konkurrencefordel.

I dag er stort set alle fjernvarmenet forsynet med en akkumulator udformet som en ståltank, der kan lagre omkring 8 timers maksimalt forbrug eller weekendforbruget en sommerdag.

Det første damvarmelager til sæsonudjævning har været testet i Marstal, og flere anlæg er under overvejelse. Der er behov for meget store demonstrationsprojekter for at teste anlægskoncepter i storskala, som kan sæsonlagre solvarme, så dækningen kommer over 50%.

7.2.3 **Fjernvarmesystemet**

I tabellen nedenfor er givet et skøn over det samlede fjernvarmesystem, og hvordan det kan effektiviseres ved renovering og sænkning af returtemperaturen.

Det ses, at den samlede nyværdi af nettene er anslået til omkring 108 mia. kr. og at der skal investeres omkring 35 mia. kr. i renovering og dampkonvertering inden for den nærmeste tidshorisont.

Det er anslået, at renovering, dampkonvertering og sænkning af returtemperaturen hos kunderne vil kunne reducere nettabet fra 21 % til 17 %.

Dette nettab dækker over store forskelle:

- tabet i transmissionenet er under 5 %,
- tabet i større byer er typisk 15 % medens
- tabet i parcelhusområder kan være over 25 %.

Det bemærkes, at nettabet ikke er en afgørende parameter for effektiviteten. Et nettab på 30 % for at bringe forureningsfri overskudsvarme, som ellers går til spilde frem til et parcelhus er mere effektivt end eksempelvis en luftvarmepumpe, som er suppleret med en brændeovn.

Hovedscenarie		Reference		
Eksisterende bebyggelser		2008	Renov	Temp.
Fjernvarmenet og stik	km	29.620	29.620	29.620
Nyvværdi af godt eksist net	mia. kr	108	73	73
Renovering og dampk.	mia. kr		35	35
Udbygning	mia. kr			
Nyvværdi af hele nettet	mia. kr	108	108	108
Temperaturer og besparelser i nettab				
Maksimal temp ved design	oC	105	105	90
Middel fremløb	oC	85	85	80
Middel returløb	oC	45	45	40
Fjernvarmesalg og tab				
Opvarmet areal i referencen	mio.m2	210	210	210
Gennemsnitligt fjernvarmeforbrug	kWh/m2	135	135	135
Samlet salg an hus	GWh	28.350	28.350	28.350
Samlet nyt salg an hus	GWh			
Samlet salg	GWh	28.350	28.350	28.350
Samlet varmetab	GWh	7.419	6.311	5.758
Resume				
Eksisterende bebyggelser		Ref	Renov	Temp.
Antagelser om redimensionering af eksisterende ledninger				
Besparelse på rumvarme i eksisterende bebyggelse				
Samlet salg	GWh	28.350	28.350	28.350
Samlet varmetab	GWh	7.419	6.311	5.758
Samlet produktion	GWh	35.769	34.661	34.108
Samlet nettab i pct. af prod	%	21 %	18 %	17 %

Tabel 7-1 Det eksisterende fjernvarmesystem

7.2.4

Konceptet for fremtidens fjernvarme

På grundlag af kortlægningen af fjernvarmen og de potentielle muligheder og resourcer opstilles et koncept for fremtidens fjernvarme, der udvikles gradvist. Eksempelvis kan fjernvarmen i 2020 som hovedregel baseres følgende hovedparametre:

- Fremløbstemperaturen vil normalt være under 95 grader.
- Returtemperaturen vil være 35-40 grader.
- Antallet af store trykløse akkumulatorer vokser, og der etableres store jordvarmesæsonlagre.
- Tryksikring og tæthedskontrol anvendes frem for varmevekslere.
- Der vil ske en øget samkøring af anlæg, og både spidslast- og grundlastenheder vil være placeret mere decentralt.

- Hvor der i dag typisk er 1-2 grundlastenheder, vil der i 2020 typisk være mindst 3-4 forskellige slags grundlastenheder i hvert fjernvarmesystem, hvorved fleksibiliteten øges yderligere.
- Individuelle boligenheder i ny bebyggelse forsynes direkte med individuel fjernvarmemåler, og brugsvand produceres med veksler lokalt.

Hovedscenarie		Basis			Moderat investering		
Eksisterende bebyggelser		Sce 1	Sce 2	Sce 3	Sce 1	Sce 2	Sce 3
Antagelser om redimensionering af eksisterende ledninger					50 % redimensionering		
Besparelse på rumvarme i eks. bebyggelse		0 %			25 %		
Samlet salg an hus i pct.		100%	100%	100%	79%	79%	79%
Sparet investering ved redimensionering					6%	6%	6%
Besparelse i investering i nye net		0%	0%	0%	12%	12%	12%
Fjernvarmenet og stik	km	32.700	43.038	60.810	32.700	43.038	60.810
Nyværdi af godt eksist net	mia. kr	73	73	73	73	73	73
Renovering og dampk.	mia. kr	35	35	35	33	33	33
Udbygning	mia. kr	8	34	78	7	30	69
Nyværdi af hele nettet	mia. kr	115	141	186	112	135	174
Temperaturer og besparelser i nettab							
Maksimal temp ved design	oC	90	90	90	90	90	90
Middel fremløb	oC	80	80	80	70	70	70
Middel returløb	oC	40	40	40	30	30	30
Sparet nettab ved redimensionering af gl net					2%	2%	2%
Sparet nettab ved redimensionering af nyt net					5%	5%	5%
Flow reduceres til		ingen reduktion			64%	64%	65%
Reduktion i dimensioner		uændret dimension			½ dimension ned		
Fjernvarmesalg og tab							
Opvarmet areal i referencen	mio.m2	210	210	210	210	210	210
Gennemsnitligt fjernvarmeforbrug	kWh/m2	135	135	135	106	106	106
Samlet salg an hus	GWh	28.350	28.350	28.350	22.330	22.330	22.330
Samlet nyt salg an hus	GWh	4.700	10.700	15.400	3.000	7.780	11.550
Samlet salg	GWh	33.050	39.050	43.750	25.330	30.110	33.880
Tab i renoveret net uden redim.	GWh	5.758	5.758	5.758	4.650	4.650	4.650
Tab i nye net uden redim	GWh	548	2.387	5.550	443	1.928	4.482
Sparet tab i renoveret net ved redim	GWh				-93	-93	-93
Sparet tab i nyt net ved redim.	GWh				-22	-96	-224
Samlet varmetab	GWh	6.306	8.145	11.307	4.978	6.389	8.816

Resume

Eksisterende bebyggelser		Sce 1	Sce 2	Sce 3	Sce 1	Sce 2	Sce 3
Antagelser om redimensionering af eksisterende ledninger		50 % redimensionering			50 % redimensionering		
Besparelse på rumvarme i eksisterende bebyggelse		0 %			25 %		
Samlet salg	GWh	33.050	39.050	43.750	25.330	30.110	33.880
Samlet varmetab	GWh	6.306	8.145	11.307	4.978	6.389	8.816
Samlet produktion	GWh	39.356	47.195	55.057	30.308	36.499	42.696
Samlet nettab i pct. af prod	%	16 %	17 %	21 %	16 %	18 %	21 %
Marg. nettab af udbyg i pct af prod	%	10%	18%	26%	12%	19%	27%
Eksisterende og nye bebyggelser		Sce 1	Sce 2	Sce 3	Sce 1	Sce 2	Sce 3
Samlet salg		35.150	41.150	45.850	27.430	32.210	35.980
Samlet varmetab		6.647	8.486	11.649	5.319	6.731	9.157
Samlet produktion		41.797	49.636	57.499	32.749	38.941	45.137
Samlet nettab i pct. af produktion		16 %	17 %	20 %	16 %	17 %	20 %

Tabel 7-2 Fremtidens fjernvarmenet

I tabellen ovenfor er skitseret et skøn over fremtidens fjernvarmenet, som det kan udvikle sig i de 3 scenarier.

Det er antaget, at varmebehovet vil falde 25%, og at effekten af disse besparelser kan inkluderes i renovering og netudbygning.

7.2.5 **Konceptet for fremtidens forsyning af ny bebyggelse**

Det er en udfordring for fjernvarmesektoren at udvikle koncepter for effektiv forsyning af forskellige typer ny bebyggelse, som sikrer, at de samlede omkostninger (til klimaskærm, varmeanlæg, fjernvarmenet og varmeproduktion) for fjernvarmen og for kunderne til at tilfredsstille den termiske komfort minimeres.

Forudsat, at bygningsreglementet justeres, således at der bliver metodefrihed til at vælge de mest optimale løsninger, kan fremtidens koncept eksempelvis blive som følger:

- Hele bygningens behov for termisk energi dækkes med fjernvarmen.
- Fjernvarmeselskabet garanterer med projektansøgningen, at varmets CO₂-omkostning ikke forringes, medmindre det sker i et nyt godkendt projekt.
- Varmeanlæg etableres som hovedregel som lavtemperatur gulvvarmeanlæg med håndklædetørrer og evt. enkelte radiatorer.
- Der etableres direkte tilslutning uden varmeveksler.
- Brugsvand opvarmes med fjernvarme i en varmeveksler medmindre der (ved lange stik) er behov for akkumulering i en beholder.
- Fjernvarmeselskabet etablerer som hovedregel ledninger til en bygning, mens bygningsejeren etablerer ledninger i bygningen.
- I boliger med flere brugere leveres fjernvarmen med energimåler til hver bruger, idet fjernvarmen fremføres i bygningens interne rørsystem.
- I rækkehuse etableres interne rør uden skjulte samlinger, og således at de kan udskiftes, eksempelvis i trækrør.
- Fjernvarmeselskabets ledninger kan efter særlig aftale føres gennem kundens bygning, hvor det er fordelagtigt ud fra helhedshensyn.
- Fjernvarmeselskabets ledninger kan placeres på kundernes matrikler, hvor det ud fra en helhedsbetragtning er fordelagtigt.

I tabellen nedenfor er et skøn over data for fjernvarmenet til forsyning af ny bebyggelse frem til 2030.

Nye bebyggelser i gennemsnit		Nye omr.	Fortætn.	I alt
Ny bebyggelse frem til 2030	mio. m2	60		
Andel fjernvarme	%	30%	40%	70%
Fjernvarmeforsynet	mio. m2	18	24	42
Fjernvarmenet og stik	km	3.240	1.080	4.320
Nyværði af net og stik	mia.kr	6	3	9
Maksimal design fremløb	oC	90	90	
Design returløb	oC	30	30	
Årsmiddel fremløb	oC	60	70	
Årsmiddel returløb	oC	25	25	
Fjernvarmebehov	kWh/m2	50	50	
Fjernvarmesalg	GWh	900	1.200	2.100
Fjernvarmenettab	GWh	229	112	341
Fjernvarmeproduktion	GWh	1.129	1.312	2.441
Samlet nettab i pct. af prod	%	20 %	9 %	14 %

Tabel 7-3 Fremtidens fjernvarmenet til ny bebyggelse

7.2.6 Koncept for fremtidens køling

Den skærpede opmærksomhed omkring CO₂-besparelser fra komfortkøling kombineret med stigende overskudsvarme fra affaldsforbrænding mv. om sommeren peger på, at der vil være et stigende marked for fjernkøling.

Erfaringer fra vores nabolande peger på, at der er store synergifordele ved fjernkøling, eksempelvis:

- mere frikøling,
- mere effektiv produktion på større anlæg,
- køling baseret på vedvarende energi,
- samtidighed, der reducerer spidslastbehov og
- lagring, der reducerer spidsbelastning i elsystemet.

Med vedtagelse af lov om kommunal fjernkøling må man forvente, at der sker en udvikling af markedet og at fjernkøling bliver en naturlig del af den kommunale infrastruktur i erhvervsområder med komfortkøling. Køling vil eksempelvis ske på følgende måder:

- Fjernvarme leveres direkte til en sorbtionskøler i kundens ventilationsanlæg (uden behov for køling).
- Fjernvarmen leveres som drivmiddel i en absorbtionskøler hos kunden (med behov for køling hos kunden, eksempelvis luftkøler).
- Køling leveres til kunden som koldt vand (fjernkøling) fra kølecentral, hvor kølingen optimeres som en kombination af eksempelvis frikøling, fjernvarmedreven absorbtionskøler og eldreven kompressorkøler. Desuden kan adgang til et kølereservoir effektiviseres, eksempelvis ved at bruge havvand eller grundvand frem for luftkøling.

For grundvandskøling, der kan omfatte en enkelt kunde eller en gruppe af kunder, er der samtidig behov at vende processen med varmepumpen om vinteren, således at grundvandet køles, og der produceres varme. Det betyder, at der er en ekstra gevinst ved at inkludere varmepumpens varmeproduktion i fjernvarmens lastfordeling, således at varmen genereres mest optimalt set i forhold til elprisen og den marginale produktionspris i fjernvarmens lastfordeling.

I de efterfølgende analyser er behovet for køling ikke inkluderet. Det noteres blot, at der i alle systemer er et potentiale for at udnytte CO₂-neutral varme om sommeren. I flere systemer vil et øget behov for fjernvarme til køling resultere i et øget potentiale for at udbygge med storskalasolvarme.

7.2.7 Fjernvarme til procesenergi

Der leveres i dag procesenergi fortrinsvis til gartnerier, som er inkluderet i den samlede fjernvarmeproduktion i Energistyrelsens statistik.

Der leveres fortsat fjernvarme med høj temperatur til enkelte erhvervskunder, men disse leverancer vil formentlig overgå til naturgas eller el i takt med, at fjernvarmenettens temperaturniveau sænkes.

Det må forventes, at der sker en udbygning af fjernvarmemarkedet til flere nye gartnerier, da naturgasmotorer, som forsyner mange gartnerier i dag, bliver mindre økonomisk fordelagtige i takt med stigende naturgaspriser.

På den anden side vil der også udvikles mere energiokonomiske drivhuse, som vil reducere behovet pr m² opvarmet areal.

Vi antager derfor, at fjernvarmesalget til procesenergi samlet set vil være konstant.

7.2.8 Opdeling af værker i 10 grupper

For at analysere den bedst mulige udnyttelse af ressourcerne opdeles fjernvarmesektoren i Danmark i følgende 10 grupper, hvor lastfordelingen er med varighedskurver i bilag 15.

1. Storkøbenhavn, med CTR, VEKS, Vestforbrænding og Københavns Energis dampsystem.
2. Varmeplan Århus.
3. TVIS i trekantområdet (Vejle, Fredericia og Kolding mv.).
4. Aalborg med omegnsbyer.
5. De øvrige store byer med konventionelle kraftvarmeværker (Odense, Esbjerg, Kalundborg, Åbenrå).
6. Mellemstore byer med affaldskraftvarme og biomassekraftvarme.
7. Mellemstore byer med affaldskraftvarme og naturgasfyrede CC-anlæg.
8. Mellemstore byer med naturgasfyrede CC-anlæg
9. Små byer/bydele med naturgasmotorer.
10. Små byer/bydele med biomasse og anden overskudsvarme.

7.3 **Konvertering fra naturgas, elvarme og olie til fjernvarme**

Foreløbige markedsvurderinger peger på, at de eksisterende fjernvarmesystemer med stor samfundsøkonomisk fordel kan udvides væsentligt ved at tilslutte større kunder eller visse rækkehusbebyggelser, der i dag forsynes med naturgas, elvarme eller olie. Sådanne konverteringer kan kun ske i henhold til et godkendt projekt efter varmeforsyningsloven, jf. kommunernes arbejde med varmeplanlægning.

7.3.1 **Eksempler på varmeplanlægning og konvertering til fjernvarme**

Den væsentligste parameter i varmeplanlægningen, der har betydning for områdefgrænsningen, er den nødvendige investering i fjernvarmenet set i forhold til varmesalget (mio. kr./GWh/år).

I hovedstadsregionens 4 større fjernvarmesystemer med central kraftvarme, affaldsvarme og gas CC (CTR/VEKS/Vestforbrænding, Helsingør/Nordforbrænding, Hillerød/Farum/Værløse samt Holte/DTU) har Rambøll vurderet, at der er et potentiale for at konvertere op mod 1.000 GWh til fjernvarme. Investeringen i ledningsnet og stik er anslået til ca. 1 mio.kr./GWh, og den samfundsøkonomiske forrentning er anslået til ca. 12 % i gennemsnit. Samtidig spares samfundet for 100.000 tons CO₂ om året, og CO₂-regnskabet for udslip uden for kvotemarkedet reduceres med 200.000 tons/år.

Som helt konkrete eksempler på konvertering fra naturgas, el og olie til fjernvarme kan nævnes en række eksempler fra det arbejde med varmeplanlægning, der på det seneste er påbegyndt i kommuner og fjernvarmeselskaber:

Eksempel 1, Nordforbrænding

I år 2000 overtog Nordforbrænding et stort blokvarmenet (Forskningscentret i Hørsholm), hvorved et naturgasfyret LKV-anlæg blev erstattet af affaldskraftvarme fra Nordforbrænding og mere effektiv kraftvarme fra Kraftvarmeværket i Helsingør. Siden er området udbygget yderligere med fjernvarme til opvarmning og køling, og en ledning er nu under etablering til Rudersdal kommune for at tilkoble naturgasforsynede blokvarmecentraler og for at forsyne Holte-DTU systemet med overskydende affaldsvarme.

Eksempel 2, Skinderhøjskolen og Islevvænge i Rødovre

I Rødovre kommune er man ved at realisere et projekt, hvor 4.300 MWh konverteres fra naturgas mv. til fjernvarme. Den samfundsøkonomiske forrentning er 8% og den selskabsøkonomiske er 16%.

Projektet har to dele, som har særlig interesse for kommende projektforslag:

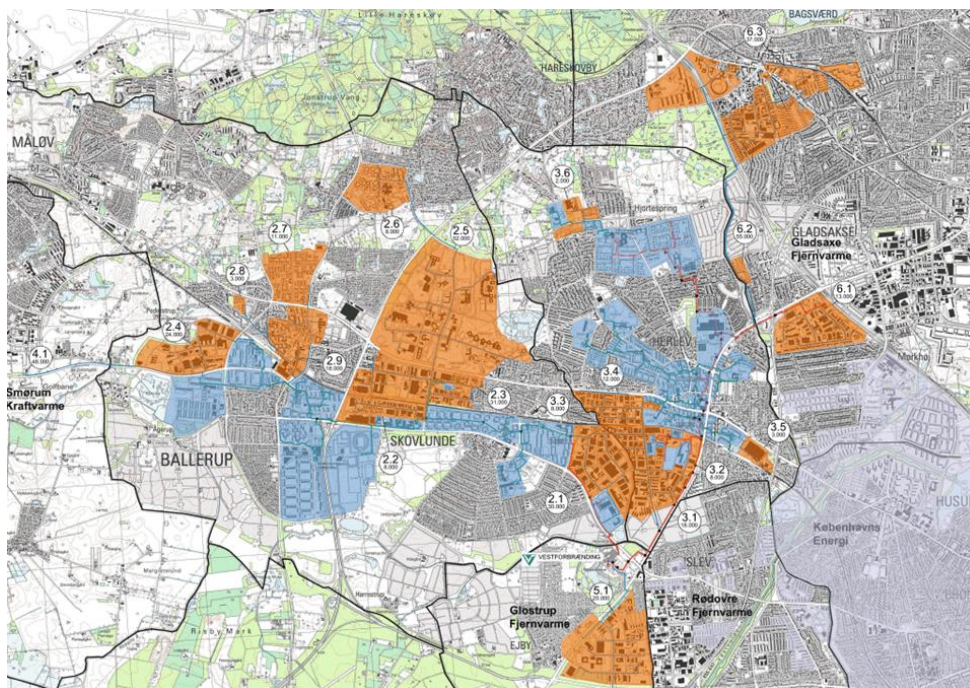
- Samlet konvertering af 193 rækkehuse fra naturgas og enkelte ovne mv. til fjernvarme i et område, der er gunstigt for fjernvarme.
- Udskiftning af et LKV-anlæg (lokalt kraftvarmeværk med lille naturgasmotor) med fjernvarmetilslutning, hvorved hele motorens naturgasforbrug bortfalder i opgørelsen over det ikke kvoteregulerede CO₂-udslip.

Eksempel 3, Vestforbrænding

Vestforbrænding har i 2005 udarbejdet en udbygningsplan, Varmeplan 2010, som viser fordelene ved at udbygge forsyningen med fjernvarme og konvertere 300.000 MWh fra naturgas til fjernvarme i primært Ballerup, Herlev og den vestlige del af Gladsaxe kommune. Investeringerne i fjernvarmenet og stik er opgjort til ca. 300 mio. kr., den samfundsøkonomiske forrentning er med dagens forudsætninger over 12 %, og den samlede selskabs- og brugerøkonomiske forrentning er over 20 %. Projektet er under etablering, og de første delområder er sat i drift med en tilslutningsgrad på over 90 %.

Varmeplanen bidrager til, at kommunerne kan få et overblik over den samlede portefølje af projektforslag og de positive virkninger på klima og økonomi.

Da der er tale om et relativt stort indhug i HNGs marked, er der indgået en aftale om, at Vestforbrænding godtgør HNG for tabet i distributionsafgift frem til 2014, som svarer til restafskrivning og driftsudgifter i naturgasnettet.



Tabel 7-4 Vestforbrændings varmeplan 2010 fra 2006

Blåt: eksisterende fjernvarme i Herlev og Ballerup kommuner

Rødt: nye områder, der med fordel kan konverteres fra naturgas til fjernvarme

Eksempel 4, Åbrinken i Lyngby kommune

I Lyngby kommune er realiseret et projekt for konvertering af en blokvarmecentral (193 rækkehus) med et samlet varmebehov på 3.600 MWh fra et LKV-

anlæg til Holte Fjernvarme, der forsynes fra det naturgasfyrede CC-kraftvarmeværk på DTU. Den samfundsøkonomiske forrentning overstiger 100 %, og hele naturgasforbruget til naturgasmotoren spares i opgørelsen over det ikke kvote-regulerede forbrug.

Projektet er særligt interessant, fordi der er tale om en kort ledning, som krydser en kommunegrænse, og at projektmuligheden i første omgang blev overset, da varmeplanlægningen har begrænset fokus på tværkommunale projektmuligheder.

Eksempel 5 Affaldsvarme i Hobro

I Hobro blev udarbejdet et projektforslag for konvertering fra naturgas til fjernvarme for at udnytte overskydende affaldsvarme fra et nyt værk. Projektet udviste god samfundsøkonomi, men blev påklaget til Energiklagenævnet. Nævnet omstødte kommunens godkendelse med henvisning til en uklarhed omkring forsyningspligt i området. Projektforslaget er nu med nogen forsinkelse ved at blive genfremsat, men for et noget større område.

7.3.2 Generel scenarieanalyse for fjernvarmeudbygning i hele landet

I bilag 2 er den potentielle udbygning vurderet for hele landet på grundlag af Energi-styrelsens Energidata, forudsætninger om investeringer i nye ledninger og generelle kriterier.

Varmebehovene i de områder, der kan tilsluttes fjernvarmen, er opdelt i forhold til den typiske produktion på fjernvarmen: central kraftvarme, decentral kraftvarme og fjernvarme med biomasse mv.

I scenario 1 udvides markedet med 4.700 GWh/år (svarende til 13 %) og koster ca. 7.700 mio. kr., svarende til ca. 1,6 mio. kr./GWh/år.

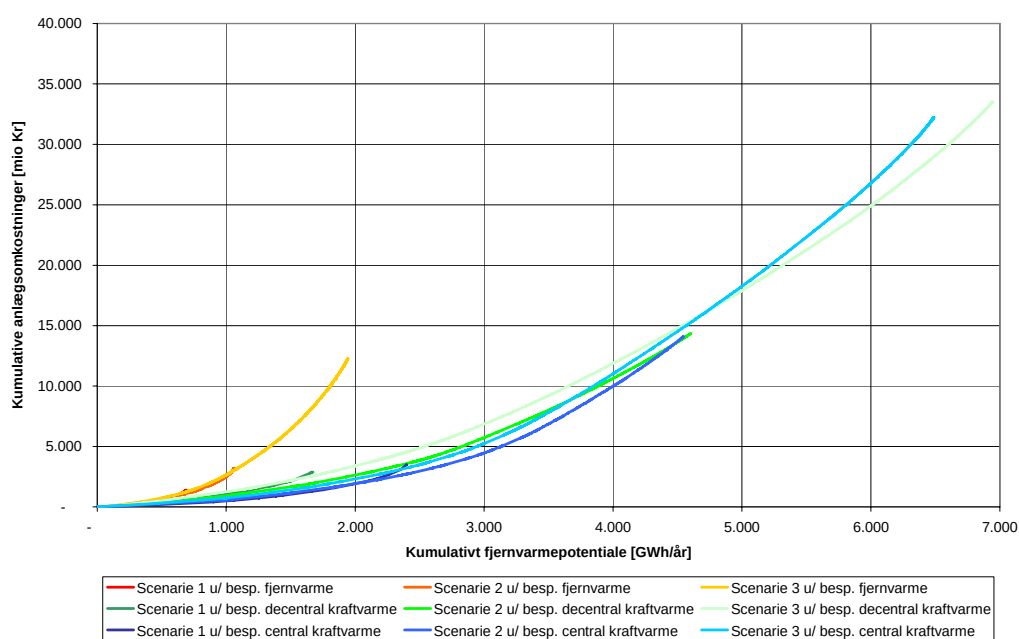
I scenario 2 udvides markedet med i alt 10.200 GWh/år (svarende til næsten 30%) og koster ca. 32.000 mio. kr., svarende til 3,1 mio.kr./GWh/år. Den marginale udvidelse fra scenario 1 til 2 koster 4,4 mio. kr./GWh/år.

I scenario 3 udvides markedet med i alt 15.400 GWh/år (svarende til næsten 50%) og koster ca. 78.000 mio. kr., svarende til 5,1 mio. kr./GWh/år. Den marginale udvidelse fra scenario 2 til 3 koster 5,2 mio. kr./GWh/år.

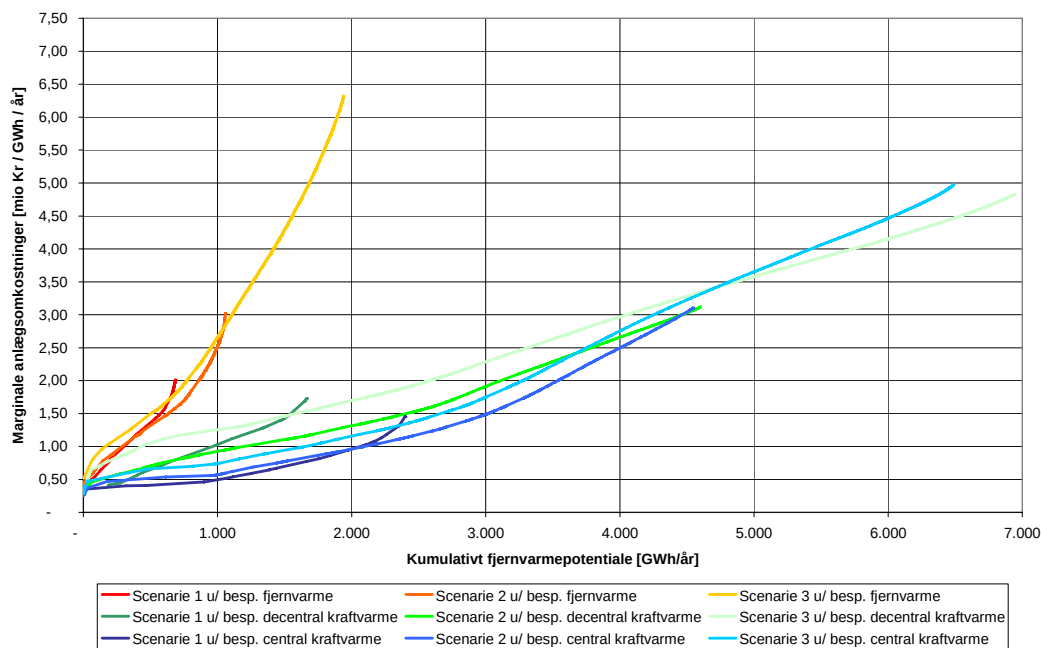
Det ses, at de marginale investeringer stiger meget, jo mere marked, der medtages. I figurerne nedenfor er nærmere redegjort for den totale og den marginale udvikling i investeringerne som funktion af det konverterede varmebehov.

	Samlet potenti- ale	Samlede omkost- ninger	Samlet potenti- ale	Samlede om- kostninger
	uden varmebesparelser		med varmebesparelser	
	[GWh / år]	[mio. kr.]	[GWh / år]	[mio. kr.]
Scenario 1	4.746	7.742	3.803	7.723
Fjernvarme	684	1.376	552	1.360
Dec. kraftvarme	1.664	2.875	1.337	2.873
Cent. kraftvarme	2.398	3.491	1.914	3.490
Scenario 2	10.205	31.670	8.198	30.833
Fjernvarme	1.058	3.196	855	3.041
Dec. kraftvarme	4.602	14.367	3.717	13.990
Cent. kraftvarme	4.545	14.107	3.626	13.802
Scenario 3	15.364	78.003	12.365	72.417
Fjernvarme	1.940	12.259	1.561	11.025
Dec. kraftvarme	6.941	33.511	5.610	31.266
Cent. kraftvarme	6.484	32.233	5.194	30.126

Tabel 7-5 Fjernvarmeudbygning



Figur 7-5 De kumulative omkostninger og det kumulative fjernvarmepotentiale



Figur 7-6 De marginale omkostninger og det kumulative fjernvarmepotentiale

Det bemærkes, at disse tal er meget usikre, da de er baseret på en generel modelberegning. I kommunernes og selskabernes arbejde med varmeplanlægning vil man gå i detaljer og optimere udbygningen, således at kun de bedste områder udbygges inden for de rammer, der fastlægges i Energistyrelsens beregningsforudsætninger.

Ud fra de praktiske erfaringer fra bl.a. varmeplanlægningen i Vestforbrændings område kan man eksempelvis forvente, at visse områder inden for scenario 3 vil være lige så fordelagtig som scenario 1 og omvendt.

7.4

Samfundsøkonomiske forudsætninger for fjernvarmeudbygning

Den optimale grænse for udbygning af fjernvarmemarkedet må fastlægges under hensyntagen til de langsigtede energipolitiske målsætninger om CO₂-reduktion og forsyningssikkerhed, hvor man sammenligner fjernvarmeudbygning med andre tiltag for CO₂-reduktion.

I den forbindelse skelner vi mellem de aktuelle forudsætninger fra Energistyrelsen, som er gældende i år 2008, og de forudsætninger, som må forventes at gælde på længere sigt, når de energipolitiske målsætninger skal realiseres.

I de følgende to diagrammer fra bilag 15 er Energistylens forudsætninger for samfundsøkonomiske analyser indenfor energiområdet fra februar 2008 anvendt til at beregne de samlede gennemsnitlige samfundsøkonomiske omkostninger udtrykt som kr./MWh for et normalhus med varmebehov på 15 MWh og et lavenergihus med et varmebehov på 5,5 MWh.

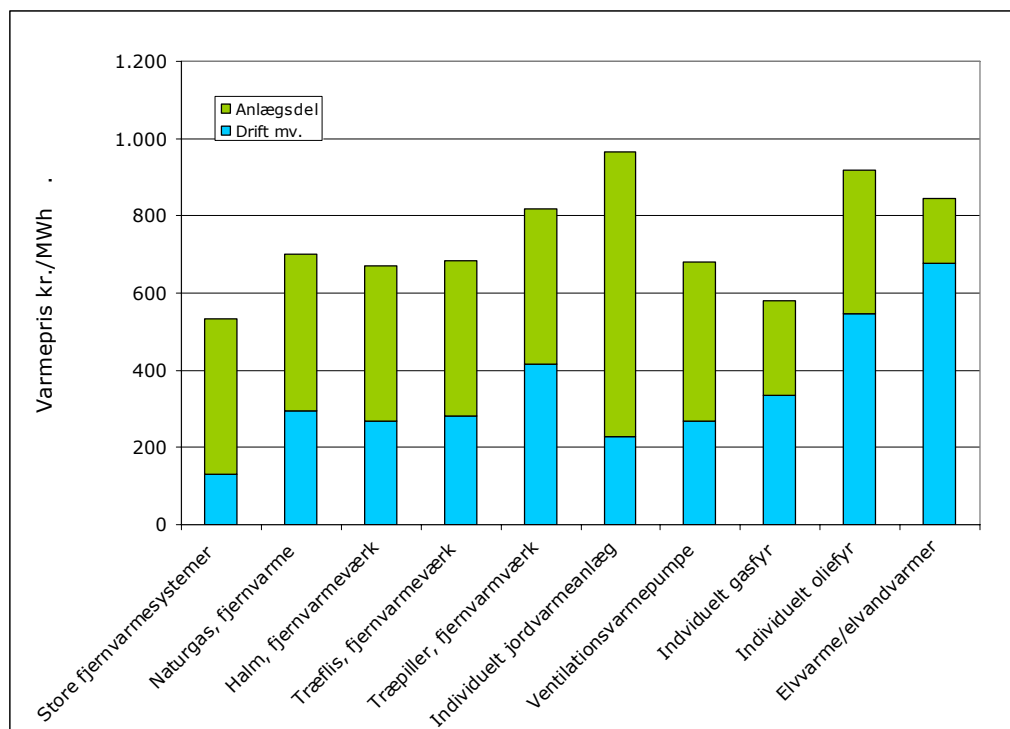
- I driftsudgifter indgår brændselspriser og miljøomkostninger mv. samt drift og vedligeholdelse.
- I anlægsudgifter indgår investeringer i brugeranlæg og i fjernvarmeledninger. For fjernvarmenettet er regnet med en gennemsnitspris, som svarer til forsyning af udbygningen fra scenario 1 til scenario 2.

Det bemærkes, at der her alene er tale om omkostninger til forsyningen, inkl. fjernvarmeunit hhv. individuelt produktionsanlæg. Omkostninger til varmeanlæg og ekstra investeringer i at opnå lavenergi status ikke er medtaget.

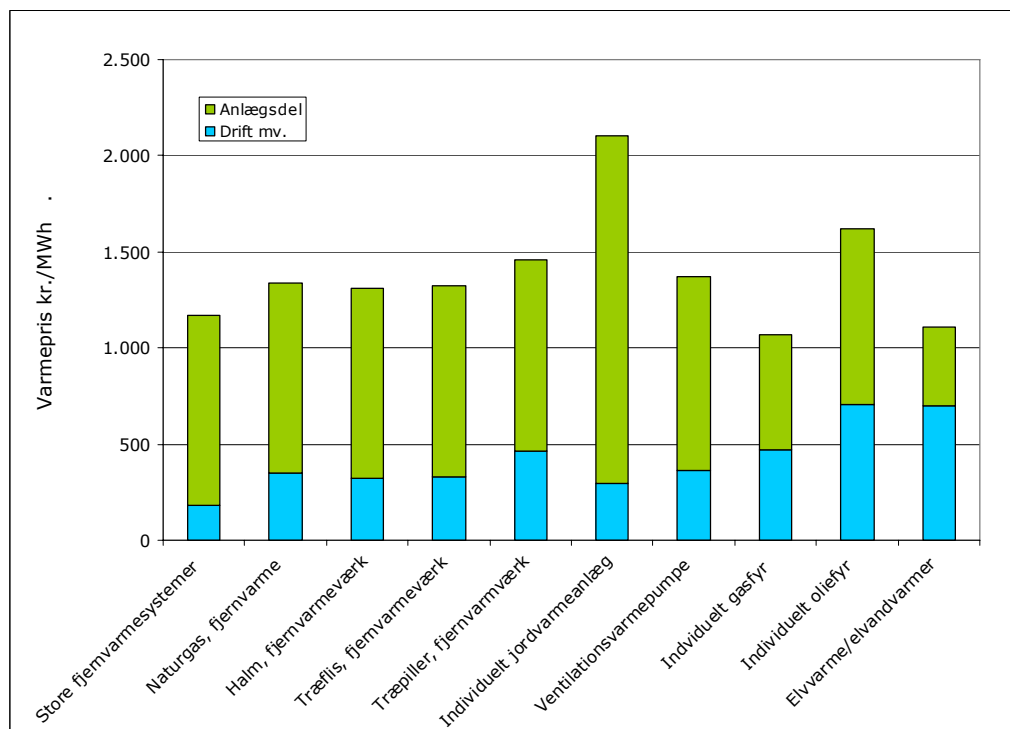
Det ses, at varmeudgiften udtrykt i kr./MWh er meget større for lavenergihuset end for normalhuset for alle forsyningsalternativer. Det skyldes at de faste investeringer og driftsudgifter for alle alternativer fordeles på et mindre varmebehov.

På grundlag af disse kurver er det realistisk at forudsætte, at fjernvarmesystemerne kan udbygges scenario 1 og til dels scenario 2 på grundlag af de nuværende forudsætninger fra Energistyrelsen, hvis disse kombineres med målsætningen om, at CO₂-fortrængning også skal tillægges en vis vægt i forhold til samfundsøkonomien.

Hvis forudsætningerne tilpasses de nye langsigtede målsætninger, eksempelvis ved at antage, at det nuværende brændselsprisniveau fastholdes og renten sænkes, så vil en udbygning frem mod scenario 3 også kunne begrundes. Disse forudsætninger er benyttet i scenarieanalyserne i kapitel 7.7.



Figur 7-7 Samfundsøkonomiske varmepreiser for et eksisterende normalhus



Figur 7-8 Samfundsøkonomiske varmepreiser for et typisk lavenergihus

7.5 Tilslutning af ny bebyggelse

Potentialet for at forsyne ny bebyggelse på den mest samfundsøkonomiske måde og med et primært brændselsforbrug, der lever op til kravene i bygningsreglementet, belyses set i forhold til en konservativ forudsætning om, at princippet i den nuværende energirammeberegning fastholdes.

Analysen gennemføres for to konkrete tilfælde med tæt lav bebyggelse og baseres på Energistyrelsens forudsætninger.

7.5.1 Samfundsøkonomisk optimal forsyning af nyt byggeri med fjernvarme

I bilag 6 er foretaget en samfundsøkonomisk analyse af forsyningen af ny bebyggelse i et fjernvarmeområde, hvor der tages hensyn til, at bygningernes klimaskærm også er en del af samfundet.

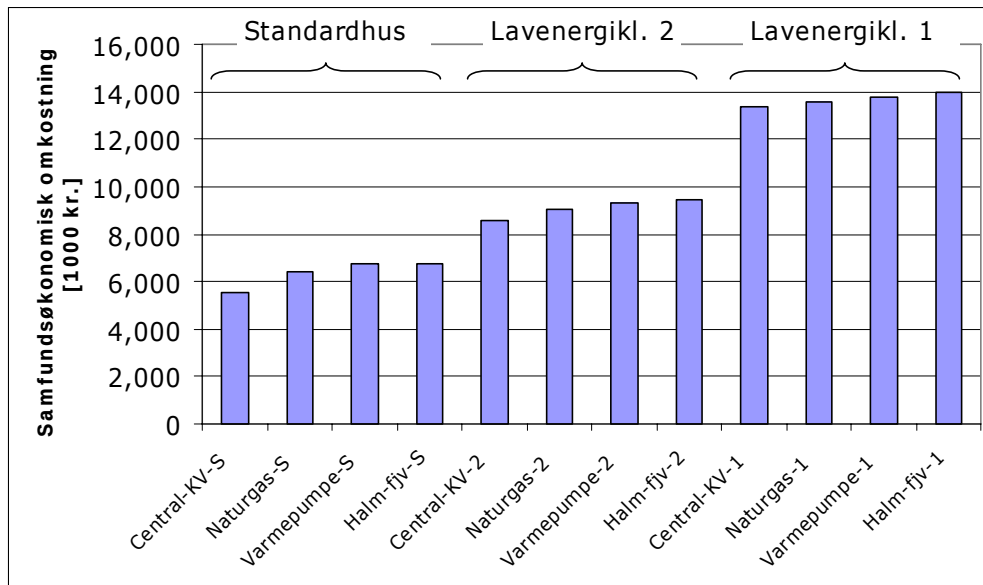
En sådan analyse er principielt nødvendig for at leve op til EU-direktivets krav om, at løsningerne skal være omkostningseffektive, og at der skal tages lokale hensyn.

Analysen har sin baggrund i et konkret tilfælde i Roskilde kommune.



Figur 7-9 Nyt boligområde ved Trekroner i Roskilde

For et nyt tæt/lavt boligområde med 80 boliger, der umiddelbart kan forsynes med fjernvarme, sammenlignes fjernvarme med individuelle løsninger med hensyn til samfundsøkonomi CO₂-fortrængning for samfundet og for Danmarks nationalregnskab.



Figur 7-10 Samfundsøkonomiske omkostninger ved de forskellige alternativer.

Betegnelserne '-S', '-2' og '-1' angiver henholdsvis Standard energiramme, lavenergiklasse 2 og lavenergiklasse 1.

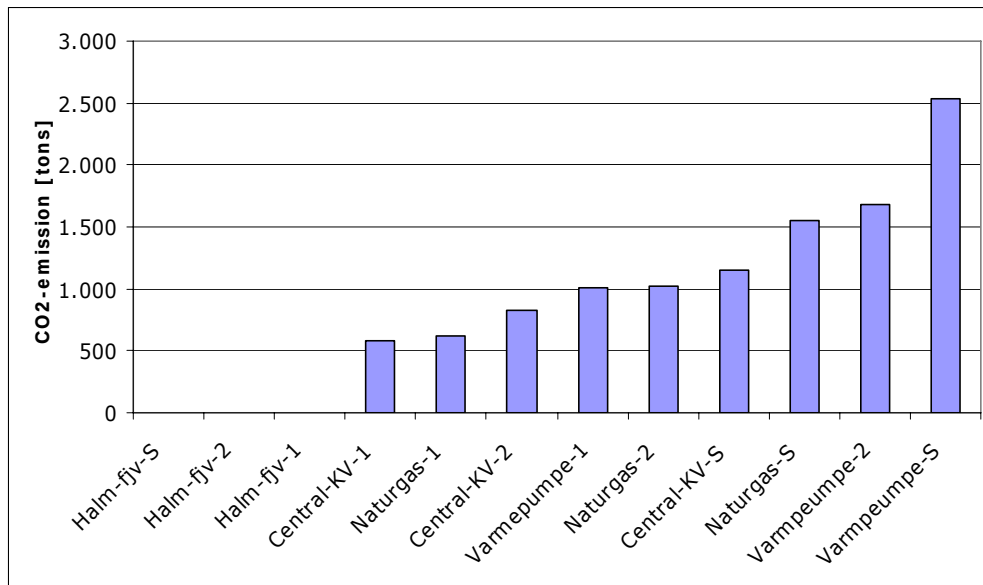
Det bemærkes, at disse samfundsøkonomiske omkostninger inkluderer de samfundsmæssige omkostninger til CO₂. Det betyder, at den samfundsmæssige CO₂-emission ikke i sig selv bør tillægges samme betydning som økonomien.

Figuren nedenfor viser CO₂-emissionen ved de forskellige alternativer. CO₂-emissionen for luft/vand-varmepumpe er beregnet på baggrund af CO₂-emission ved el an husholdning som angivet i Energistyrelsens forudsætninger, CO₂-emissionen for naturgas og central kraftvarme er ligeledes bestemt ved Energistyrelsens forudsætninger.

Det fremgår af figuren, at der er de laveste CO₂-emissioner forbundet med de to undersøgte fjernvarmeforsyningsformer.

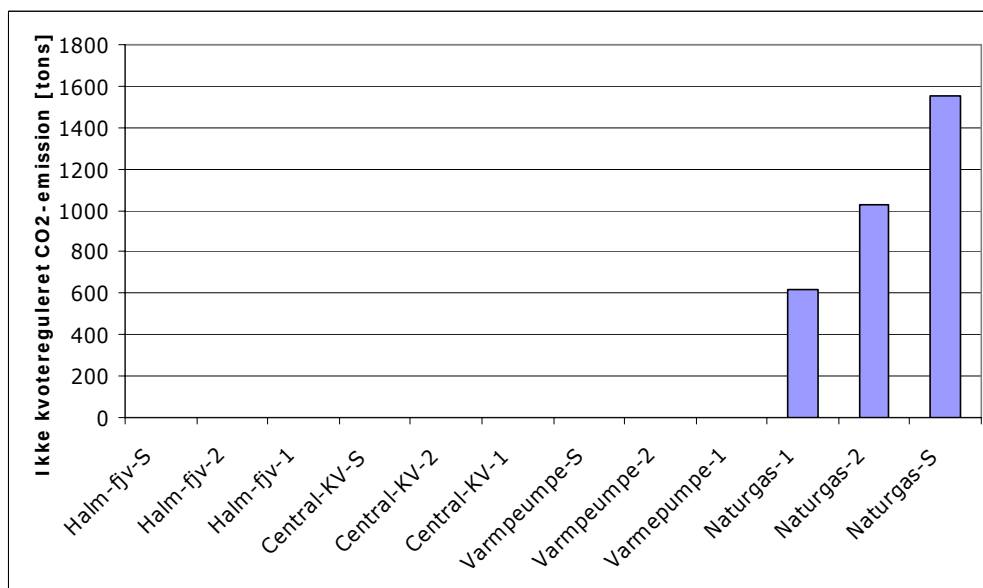
Som eksempler kan nævnes, at CO₂-emissionen ved fjernvarmeforsyning ved central kraftvarme af et standardhus udgør 45 % af CO₂-emissionen ved luft/vand varmepumpe i et standardhus samt 74 % af CO₂-emissionen ved naturgasforsyning af et standardhus.

Disse CO₂-emissioner er imidlertid inkluderet i samfundsøkonomien og bør således ikke tillægges vægt som en selvstændig beslutningsparameter.



Figur 7-11 CO₂-emission (nutidsværdi over 20 år) for de enkelte alternativer

Betegnelserne '-S', '-2' og '-1' angiver henholdsvis standard energiramme, lavenergiklasse 2 og lavenergiklasse 1.



Figur 7-12 Ikke kvotereguleret CO₂-emission

Figuren ovenfor viser tilsvarende den ikke kvoteregulerede CO₂-emission, hvor det ses, at det kun er naturgasforsyningen af de 4 alternativer, der ikke er kvotereguleret.

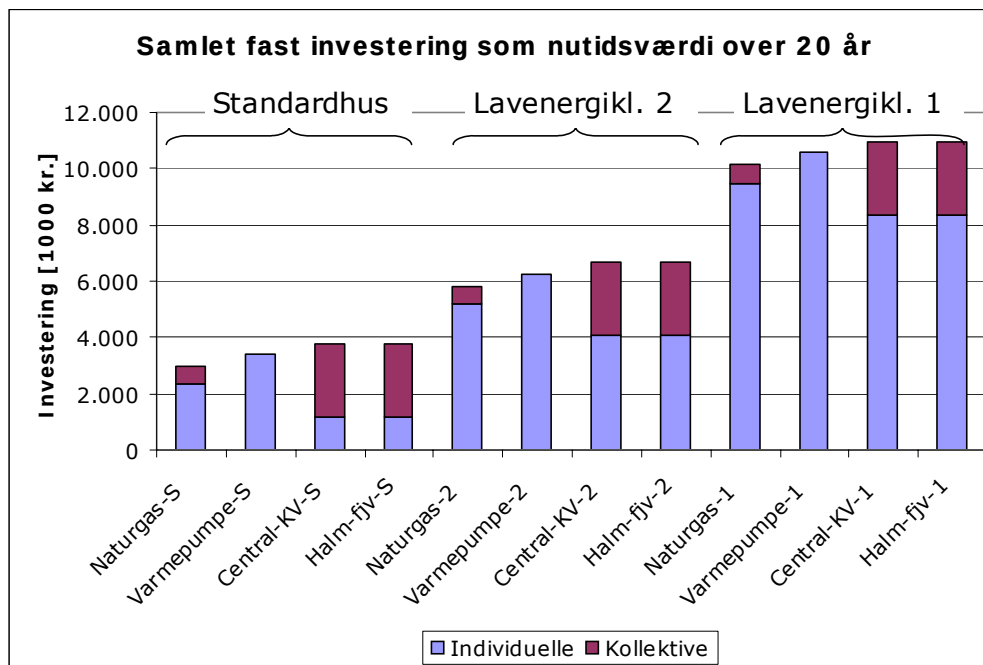
Da det er en særlig prioritet at reducere det nationale CO₂-udslip uden for det kvote-regulerede marked, kan det være relevant at medtage dette som en særskilt beslutningsparameter.

Analysen påpeger endvidere, at der opstår samfundsøkonomiske tab, hvis ikke alle boligerne tilsluttes fjernvarmen, således at fordelene ved det naturlige monopol udnyttes. Hvis bebyggelsen ikke har samme bygherre, men 80 individuelle, er der en risiko for, at en del vil fravælge fjernvarmen, hvorved der er risiko for, at fjernvarmeforsyningen ikke kan gennemføres med tilstrækkelig sikkerhed for de øvrige fjernvarmekunder.

Det ses, at fjernvarme, central såvel som decentral halmbaseret fjernvarme kombineret med en normal klimaskærm er mest fordelagtig for samfundsøkonomien og for miljøet.

Hvis bygningsreglementet korrigeres således, at fjernvarme tillægges en faktor 0,5, vil begge former for fjernvarme kunne opfylde kravet til lavenergiklasse 1 på den mest samfundsøkonomiske måde med en normal klimaskærm og uden individuelle mindre effektive produktionsanlæg.

Det fremhæves ofte, at fjernvarme binder kunderne med store faste omkostninger. Derfor er det interessant at sammenligne de samlede faste investeringer, der medgår til at reducere behovet for CO₂-udslippet i de udvalgte alternativer.



Figur 7-13 Samlet investering (nutidsværdi) for hvert af de 4 alternativer

Af sammenligningen i figuren ovenfor ses, at alternativerne med store investeringer i klimaskærm indeholder meget større investeringer og dermed faste udgifter end fjernvarmealternativerne. Forskellen er blot, at de faste udgifter til kapitalomkostninger er synlige energiomkostninger, når de er inkluderet i en fjernvarmeløsning, medens de er skjult i huslejen eller terminsbetalingen, når de er inkluderet i husets anlægsudgift.

7.5.2 **Samfundsøkonomisk optimal forsyning af nyt byggeri med blokvarme**

I bilag 7 er vist et tilsvarende eksempel for et nyt byggeri, der ikke kan forsynes med fjernvarme, men hvor blokvarme er en mulighed.

Det drejer sig om en typisk udstykning med 1.100 tæt/lav boliger i Sønderborg, som ikke kan forsynes med fjernvarme fra det eksisterende fjernvarmenet.

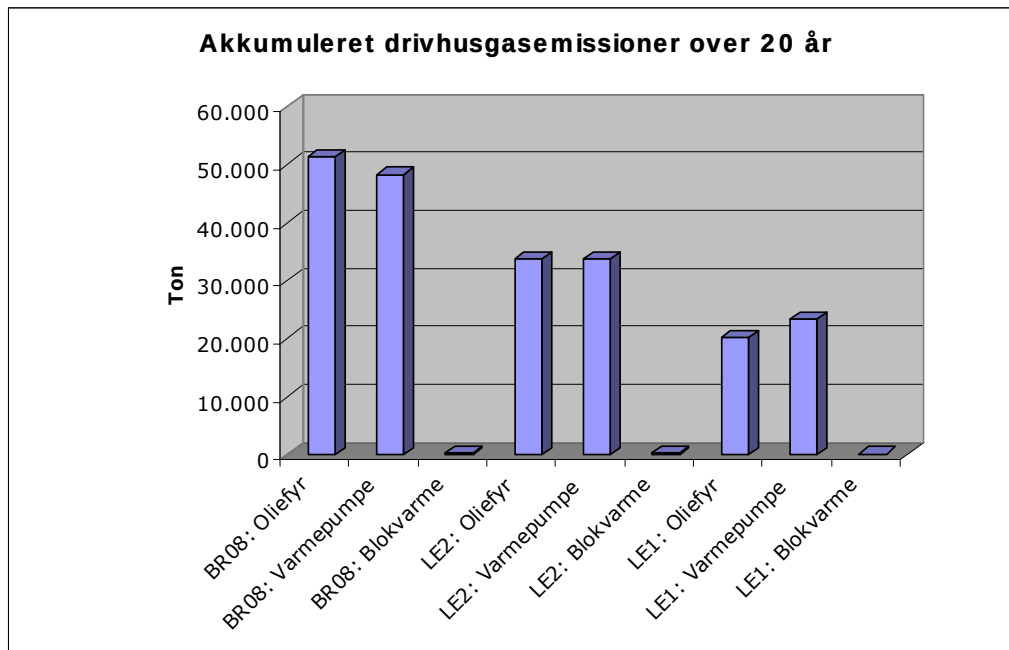
I bilag 7 er beskrevet en analyse af samfundsøkonomiske omkostninger samt drivhusgasemission ved 3 varmforsyningsformer af disse 1.100 tæt/lav boliger på 130 m².

De 3 relevante varmforsyningsalternativer er:

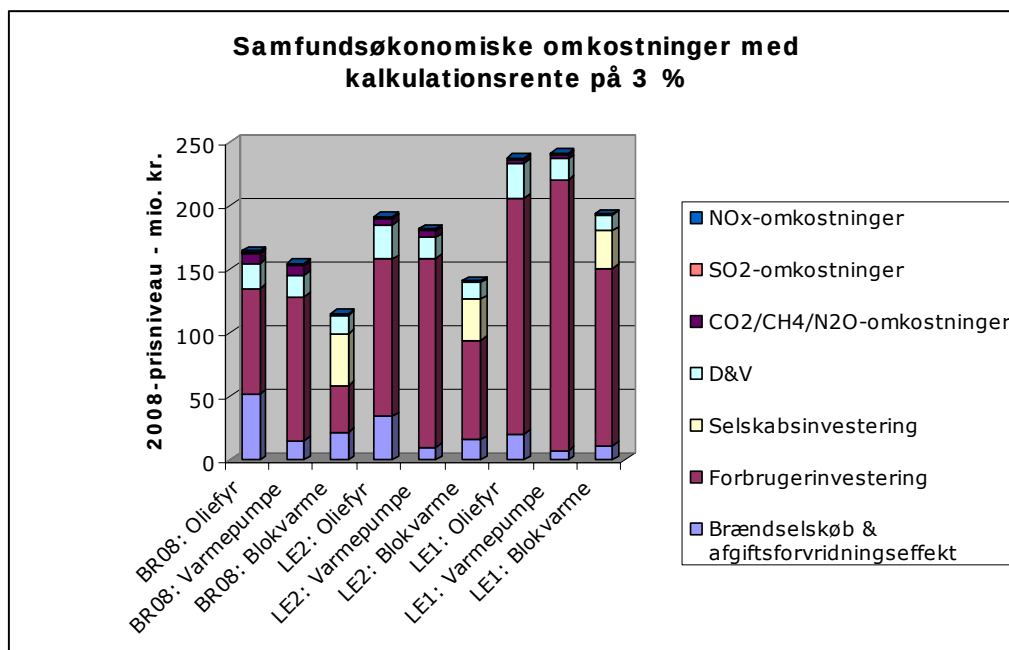
1. Individuelle oliefyr.
2. Individuelle varmepumper; jord/vand (med nedgravede jordledninger).
3. Blokvarme produceret vha. 42 % fra solvarme og 58 % fra biooliekedel.

Beregningerne er foretaget for de tilfælde, at boligerne opføres jf. Bygningsreglementet 2008 (BR08) som standardhuse, lavenergiklasse 2 huse eller lavenergiklasse 1 huse. Der er medtaget meromkostninger til klimaskærmen ved at opføre lavenergiklasse 2 og lavenergiklasse 1 frem for standard.

Beregningerne viser, at de samfundsøkonomiske omkostninger stiger, når de nye boliger opføres som lavenergiklasse 2 eller lavenergiklasse 1 i stedet for standard. Ved opførelse af henholdsvis standardhuse, lavenergiklasse 2 huse og lavenergiklasse 1 huse er det blokvarme produceret vha. 42 % fra solvarme og 58 % fra biooliekedel, der har de laveste samfundsøkonomiske omkostninger. Således er de samfundsøkonomiske omkostninger set over en 20-årig periode ca. dobbelt så store, hvis der bygges lavenergiklasse 1 huse med jord/vand varmepumper i forhold til BR08 standardhuse med blokvarme.



Figur 7-14 Udslip af CO₂ over 20 år



Figur 7-15 Samfundsøkonomiske omkostninger, nutidsværdi med 3% over 20 år

Beregningerne viser endvidere, at langt de laveste drivhusgasemissioner opnås med blokvarmealternativerne. Drivhusgasemissionerne stiger med mellem 60 og 300 gange, hvis blokvarmen udskiftes med oliefyr eller jord/vand-varmepumpe.

Denne analyse viser klart, at blokvarme baseret på sol og bioolie medfører mindre samfundsøkonomiske omkostninger og langt mindre drivhusgasemissioner end oliefyr og jord/vand varmepumpe, samt at der er større perspektiver i at udvikle effektive drivhusgas neutrale opvarmningsformer (f.eks. blokvarme baseret på sol og biomasse) end at investere i dyre klimaskærme med høj isoleringsevne.

Der foregår hele tiden forskning og udvikling inden for blokvarme og vedvarende energi, som kun vil forøge fordelene ved blokvarme/fjernvarme vha. vedvarende energi. Eksempelvis foregår der i øjeblikket et udviklingsarbejde i Nordjylland, hvor et varmegærk er ved at projektere et større solfangeranlæg (ca. 35.000 m²). Undersøgelser i forbindelse med denne projektering indikerer, at det er muligt at opføre væsentligt billigere varmelagre end tidligere i form af underjordiske damvarmelagre. Dette betyder samtidig, at man inden for en kort årrække forventer at kunne nå op på dækningsgrader på op mod 75 % fra solvarme kombineret med sådanne lagre. Denne mulighed er dog ikke inddraget i dette projekt.

7.6 **Sammenkobling af fjernvarmesystemer**

Som resultat af varmeplanlægningen blev etableret flere store fjernvarmetransmissionssystemer, som har effektiviseret fjernvarmeproduktionen i stadigt større områder.

De energipolitiske målsætninger om at spare på brændslet og dermed udnytte alle overskudsvarmekilder optimalt vil fremme samarbejdet mellem fjernvarmeselskaberne.

Det vil i flere tilfælde være fordelagtigt at sammenkoble fjernvarmesystemer i nabo-områder for at overføre overskydende varme om sommeren og for at optimere varmeproduktionen i et større varmemarked.

Man kan sige, at forbrugernes indkøbsforening for køb af varme og kapacitet udvides.



Figur 7-16 Fjernvarmetransmission over lange afstande

Nedenfor belyses nogle af de projektforslag, som allerede er i støbeskeen i dag, eksempelvis:

- Fra Nordforbrænding til Holte-DTU.
- Fra Vestforbrænding til Hillerød-Farum-Værløse samt til Smørum.
- Fra Hjørring til Hirtshals.

Rudersdal kommune har således godkendt er projektforslag for udbygning af fjernvarmen fra Nordforbrænding til at forsyne blokbebyggelser i og omkring Birkerød og

med en ekstra forbindelse på ca. 5 MW, der kan levere grundlast til det fjernvarme-transmissionssystem, der forsyner DTU og Holte Fjernvarme fra DONGs naturgasfyrede CC-anlæg på DTU. Derved udnyttes affaldsvarme om sommeren, som ellers ville gå til spilde, og der skabes endnu bedre mulighed for, at fjernvarmenettet kan udbygges til omkringliggende blokvarmecentraler. Samtidig bliver det muligt at tage det gasfyrede kraftvarmeværk ud af drift i sommermånederne, uden at der skal ind-sættes gasfyrede varmecentraler som reserve.

Vestforbrænding undersøger i samarbejde med fjernvarmeselskaberne i Hillerød, Farum og Værløse, om der er økonomi i at overføre en grundlast på 20 MW fra Vestforbrænding til de 3 selskaber. Derved vil der kunne overføres varme fra de røggas-kondenseringsanlæg på Vestforbrænding, som ellers ikke kan udnyttes om sommeren. Desuden vil det gasfyrede kraftvarmeværk i Hillerød til en vis grad kunne indgå i lastfordelingen med de kraftvarmeværker, som forsyner CTR og VEKS.

Endvidere drøfter Vestforbrænding og Smørum Kraftvarme mulighederne for at overføre 10 MW affaldsvarme til Smørum, således at det naturgasfyrede kraftvarmeværk reelt også kommer til at indgå i lastfordelingen i Hovedstadsregionen. Derved spares drift af naturgasfyrede kedler, og det naturgasfyrede kraftvarmeværk udnyttes mere effektivt til regulerkraft og til varmeproduktion i perioder med høje elpriser.

I Nordjylland overvejes tilsvarende, om der skal etableres en transmissionsledning fra Hjørring til Hirtshals, således at naturgaskedler og et mindre naturgasfyret kraftvarmeværk kan erstattes af overskydende affaldsvarme og mere effektiv gasfyret kraftvarme fra Hjørring.

Vi vurderer, at der på landsplan er økonomisk grundlag for at etablere flere transmissionsledninger af denne art, således at der overføres i størrelsesordenen grundlast og overskydende sommervarme fra de større fjernvarmesystemer til de mindre.

Den forudsatte nettovirkning fremgår af nedenstående tabel, idet et "0" i tabellen kan dække over en udveksling af grundlast.

Enhed: GWh	2006	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2050
1 Storkøbenhavn	0	52	86	108	112	118	122	128	130
2 Århus	0	52	86	108	112	118	122	128	130
3 TVIS	0	52	86	108	112	118	122	128	130
4 Aalborg	0	52	86	108	112	118	122	128	130
5 Store KV-udtag	0	52	86	108	112	118	122	128	130
6 Affald bio KV	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7 Affald + Gas CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8 Gas CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9 Gas KV	0	-260	-430	-540	-560	-590	-610	-640	-650
10 Bio og div	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabel 7-6 Overførsel af grundlast

7.7 Scenarieanalyser

Dette afsnit redegør for en række energisystemanalyser af det danske energisystem udført med fokus på at vurdere konsekvenserne af en mulig udvidelse af fjernvarmeområderne i Danmark. Analyserne, der er udført af Aalborg Universitet med EnergyPLAN-modellen, er beskrevet i bilag 14.

Der er opstillet tre scenarier for potentielle udvidelser af fjernvarmeforsyningen. For hvert af disse scenarier er 10 forskellige varmeforsyningsteknologier (individuelle såvel som kollektive) vurderet i forhold til deres indflydelse på det samlede danske energisystem mht. brændselsforbrug, el-overløb, CO₂-emission og samfundsøkonomi.

Udgangspunktet er det nuværende danske energisystem (repræsenteret ved energistatistikken for år 2006), men analysen inddrager også regeringens energipolitiske målsætning om, at Danmark på sigt skal overgå til 100 % vedvarende energi. Det sidste er inddraget ved at opstille et scenario for årene 2020, 2040 samt 2060, hvor det danske energisystem gradvist omlægges til 100 % VE i kombination med besparelser og effektiviseringer.

Det bør nævnes, at der i denne analyse ikke er fokus på om og i givet fald hvordan og hvornår Danmark bør overgå til 100 % VE. Analysen fokuserer alene på, hvordan potentielle fjernvarme-områder bedst kan varme-forsynes, **hvis** Danmark gradvist overgår til 100 % VE.

Formålet er at analysere, om de konklusioner mht. fjernvarme, der gør sig gældende i det nuværende system (primært baseret på fossile brændsler), også gælder på sigt i et 100 % VE-scenario.

7.7.1 Resumé af resultater af scenarieanalyserne

I dag forsynes 46 % af det danske nettovarmebehov med fjernvarme, svarende til at 60 % af landets boligenheder forsynes med fjernvarme. Der er regnet på at udvide fjernvarmedækningen fra 46 % til hhv.

- 53 % (gennem øget tilkobling i eksisterende fjv.-områder),
- 63 % (gennem yderligere tilkobling af nabo-områder primært forsynet med naturgas) og
- 70 % (gennem yderligere tilkobling af naturgasområder op til 1 km fra eksisterende fjv.-områder).

De analyserede områder er i dag forsynet med individuelle kedler baseret på olie, naturgas eller biomasse. I forhold til dette udgangspunkt viser analyserne, at der generelt er god brændselsøkonomi, CO₂-reduktioner og samfundsøkonomi i at omlægge disse til fjernvarme. Dette udsagn gælder såvel i det nuværende (år 2006) system som i et fremtidigt scenario frem mod et 100% VE-system i eksempelvis år 2060 eller derefter, hvor boligernes rumopvarmningsbehov generelt kunne være reduceret helt ned til 25% af det nuværende.

Der eksisterer imidlertid en række andre individuelle muligheder, som også er blevet analyseret:

- Mikro-kraftvarme med brændselsceller på brint ser ikke ud til at være et hverken brændselseffektivt, CO₂-effektivt eller samfundsøkonomisk godt alternativ, heller ikke i et langsigtet 100 % VE-perspektiv. Tabene og omkostningerne er simpelthen for store, og der er bedre og billigere måder at udnytte eventuel overskudsproduktion fra vindkraft på.
- Mikro-kraftvarme på naturgas er på kort sigt et brændselseffektivt og CO₂-mæssigt godt alternativ. Især CO₂-emissionen reduceres mærkbart, fordi der omlægges el-produktion fra kul til naturgas i det samlede system. Løsningen er imidlertid meget dyr sammenlignet med fjernvarme. På langt sigt i et 100 % VE-system kræver dette alternativ tilført biogas/syngas, og analyserne viser, at alternativet hverken i forhold til brændselsforbrug eller samfundsøkonomiske omkostninger er konkurrencedygtigt med hverken fjernvarme eller biomasse-kedler.
- Med de nuværende høje olie/naturgas-priser og lave kul og el-priser er elvarme et samfundsøkonomisk rimeligt alternativ primært pga. lave omkostninger til radiatorer mv. På kort sigt gælder dette dog ikke huse, der allerede har central-varme. Og hvad angår brændselsforbrug og CO₂-emission er elvarme et dårligt alternativ. På langt sigt i et 100 % VE system giver el-varme anledning til et højt brændselsforbrug, og samfundsøkonomien er derfor meget følsomt overfor hvilke brændselspriser, der regnes med for biogas/syngas og biomasse på langt sigt
- Individuelle varmepumper er det mest oplagte alternativ til fjernvarme. På kort sigt ligger de på samme niveau, hvad angår brændselsforbrug, CO₂-emission og samfundsøkonomi som fjernvarme. Samfundsøkonomisk er de lidt dårligere inden for og i nærheden af eksisterende fjernvarmeområder, mens de er lidt bedre når man kommer længere ud. På langt sigt i et 100 % VE-system er brændselsøkonomien god, men der kræves en højere andel af biogas/syngas end for fjernvarmealternativet. Samfundsøkonomisk er varmepumperne mere eller mindre ligeværdige med fjernvarme, men dette udsagn er dog meget følsomt over for dels brændselspriserne samt over for, hvor langt fra de eksisterende fjernvarme-områder man befinder sig.

For alle ovennævnte alternativer vil det være relevant at supplere med solvarme. Solvarme forventes imidlertid ikke at forrykke forskellen mellem scenarierne væsentligt. Af tidsmæssige årsager er solvarme derfor ikke inddraget i de efterfølgende analyser, men behandlet andetsteds i det samlede projekt.

Samlet set tegner der sig et billede af, at den fornuftige løsning vil være at kombinere en gradvis udvidelse af fjernvarmeområderne med individuelle varmepumper i de

resterende boliger. Analyserne her peger på, at den hensigtsmæssige kombination ligger et sted imellem at udvide den nuværende fjernvarmeandel fra 46% til et sted imellem 53 % og 70 %.

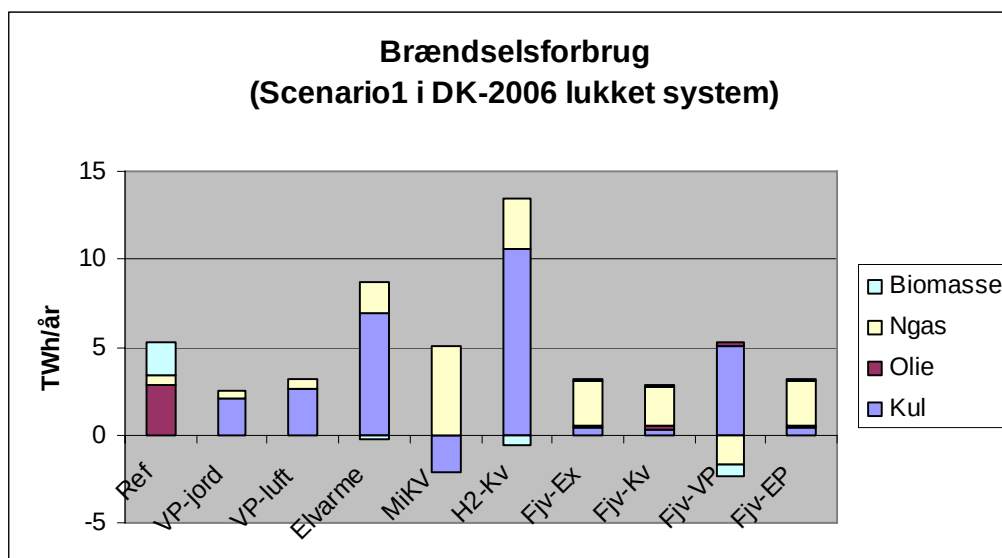
Det skal understreges, at der i analyserne er indregnet en gradvis forbedring af fjernvarmenettets effektivitet bl.a. gennem temperatursænkning i kombination med rumvarmereduktioner. Det er derfor afgørende, at fjernvarmesektoren forsat har fokus på dette område.

En udvidelse af fjernvarmeområderne vil desuden gøre det nemmere at nyttiggøre overskudsvarme fra affaldsafbrænding. Dette forhold er også medtaget i analyserne. På den anden side, skal det også fremhæves, at fjernvarmealternativet har en række fordele, som ikke er indregnet her. Det drejer sig om følgende:

- En udvidelse af fjernvarmeområderne vil gøre det nemmere at udnytte geotermi.
- En udvidelse af fjernvarmeområderne vil gøre det nemmere at opnå synergi i forhold til biogas (forsyning med varme til proces, samt effektiv udnyttelse af biogas til kraftvarme).
- En udvidelse af fjernvarmeområderne vil gøre det nemmere at udnytte halm.

7.7.2 Resultater: Forsyning af scenario 1

Indledningsvis er der foretaget en analyse af de 10 forskellige opvarmningsteknologier for scenario 1, dvs. tilkobling af potentielle boliger mv. i eksisterende fjernvarmeområder. De brændselsmæssige konsekvenser er vist i figuren herunder:



Figur 7-17 Konsekvenser for brændselsforbruget for 10 forskellige alternativer

Der er listet 10 forskellige måder at varmeforsyne scenario 1's nettovarmebehov på 3,81 TWh/år.

Figuren skal fortolkes på følgende måde:

I referencesituationen (søjle 1, Ref.) forsynes boliger mv. omfattet af scenario 1 med varme fra olie-, Ngas- og biomassefyr og har et samlet brændselsforbrug på 5,25 TWh/år.

Hvis alle boliger erstattes med el-drevne varmepumper (søjle 2 og 3, VP) vil det resulterende brændselsforbrug kunne reduceres til 2,55 hhv. 3,23 TWh/år. Som det ses, omlægges brændselsforbruget til primært kul på centrale kraft- og kraftvarmeværker. Der bliver også et mindre naturgasforbrug på de decentrale kraftvarmeværker.

Hvis alle boliger omlægges til el-varme (søjle 4, Elvarme) sker der i princippet den samme omlægning som for varmepumpen. Dog er brændselsforbruget mange gange større, idet elforbruget er større. I alt øges brændselsforbruget til 8,44 TWh/år. Der spares en lille smule biomasse. Det sidste skyldes, at kraftvarmeværkerne kører mere, og at det medfører mindre kedeldrift, hvoraf en del er biomasse.

Hvis alle boliger omlægges til naturgasbaseret mikro-kraftvarme (søjle 5, MiKV), øges naturgasforbruget. Til gengæld spares der kul (og naturgas) på kraft- og kraftvarmeværkerne øvrige steder i systemet. Netto reduceres brændselsforbruget til 2,97 TWh/år.

Hvis alle boliger omlægges til mikro-kraftvarme baseret på brint (søjle 6, H₂-Kv), sker der en kombination af omlægningen til elvarme og naturgasbaseret mikro-kraftvarme. Det dominerende element er imidlertid elforbrug til elektrolysen, og i alt øges brændselsforbruget til 12,87 TWh/år.

Bemærk, at mikro-kraftvarme på naturgas og brint forudsætter gasnet, hvilket stort set ikke er opfyldt i scenario 1 (tilkobling af boliger inden for eksisterende fjv.-områder).

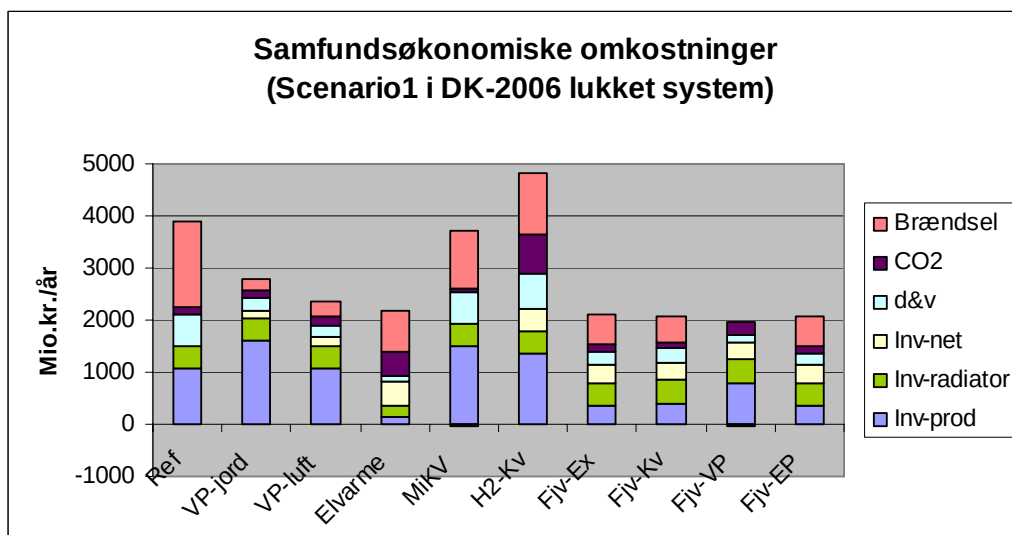
Hvis alle boliger tilkobles fjernvarme i de respektive områder (fjernvarme uden k/v samt hhv. decentral og central kraftvarme) er det generelle billede, at brændselsforbruget mindskes. Generelt er det et udtryk for, at mulighederne for kraftvarme samproduktion øges mere, end nettabet ved fjernvarme trækker ned. Hvis man ikke investerer yderligere i anlæg på værkerne (bortset fra spidslastkedler), bliver brændselsforbruget 3,20 TWh/år (søjle 7, Fjv-ex). Hvis man i de decentrale og centrale områder investerer i yderligere k/v-kapacitet svarende til forøgelse af fjernvarmebehovet (400 MWe), kan brændselsforbruget reduceres til 2,86 TWh/år (søjle 8, Fjv-kv). Hvis man i stedet investerer i varmepumper (400 MWe) kan brændselsforbruget reduceres til 2,93 TWh/år (søjle 9, Fjv-vp). I denne situation vil varmepum-

perne spare naturgas på de decentrale værker og i stedet øge kulforbruget på de centrale kraftværker. Dette skyldes de lave kulpriser og høje naturgaspriser.

Hvis der i stedet investeres i el-patroner (søjle 10, Fjv-ep) med henblik på at udnytte el-overløb i varmeproduktionen, bliver brændselsforbruget stort set det samme, som hvis der investeres i kedler. Dette skyldes, at der ikke er noget el-overløb af betydning i det nuværende system. Hvis el-patronerne anvendes ligesom varmepumperne, når elpriserne er lave nok, vil der ske det samme som for varmepumperne, dog vil brændselsforbruget øges markant.

I den efterfølgende figur er vist de samfundsøkonomiske omkostninger.

Det skal bemærkes, at de anvendte samfundsøkonomiske naturgaspriser indeholder et omkostningselement til forrentning af naturgasnettet, som er 11,8 kr./GJ højere for individuelle kunder end fjernvarmekunder. For referencens vedkommende udgør det ca. 25 mio. kr./år, og for MiKV udgør det ca. 200 mio. kr./år.



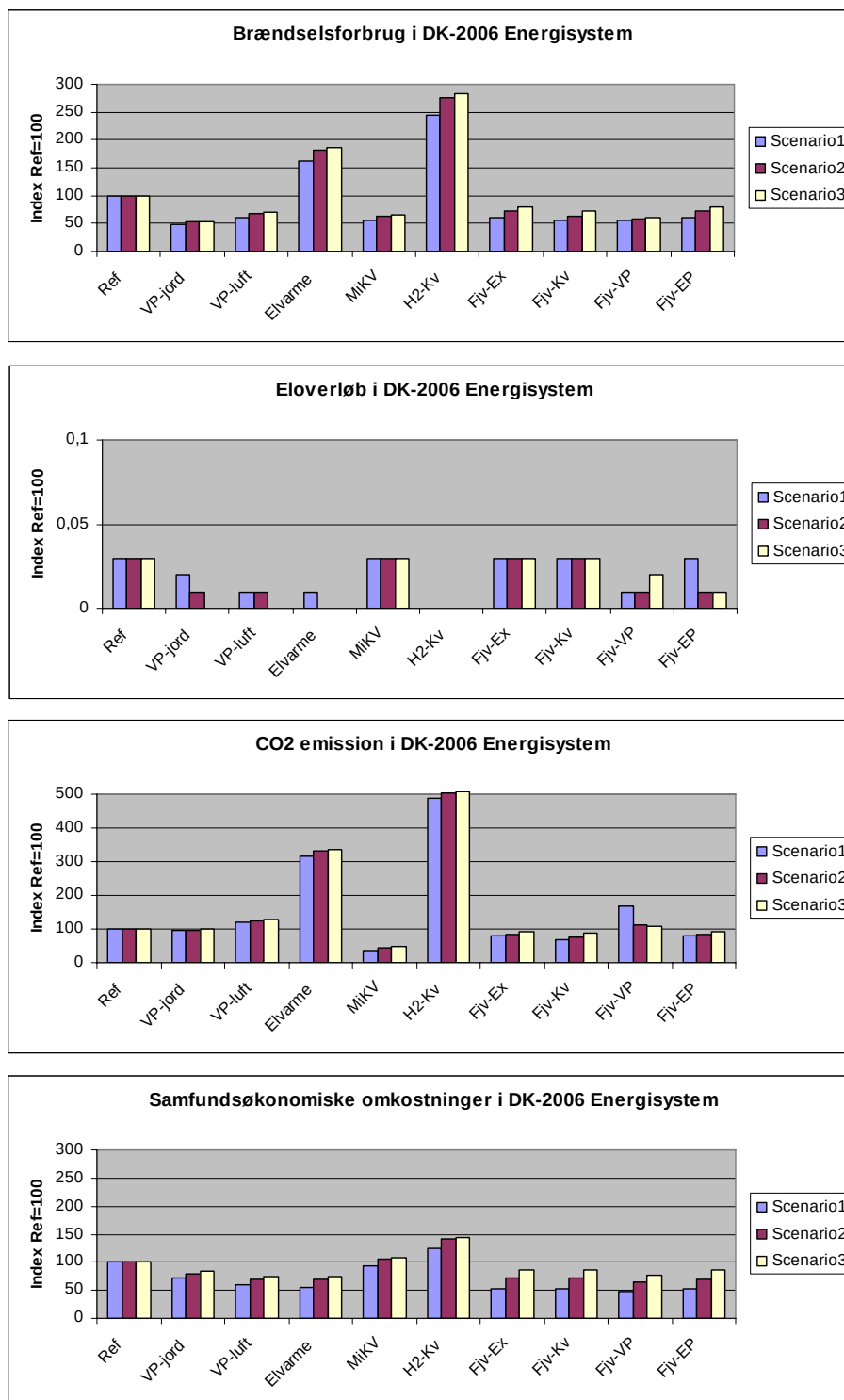
Figur 7-18 Konsekvenser for samfundsøkonomi

Beregningsen viser konsekvensen for samfundsøkonomien for 10 forskellige måder at varmeformylne scenario 1's nettovarmebehov på 3,81 TWh/år.

Det overordnede billede er, at fjernvarmeløsningerne generelt er samfundsøkonomisk konkurrencedygtige med de individuelle løsninger. Som det ses, er investeringen i nye fjernvarmenet ikke dominerende (vist med lys gul). Det billigste alternativ er umiddelbart fjernvarme i kombination med varmepumper, men der er ikke stor forskel på de forskellige fjernvarmeløsninger.

7.7.3 Resultater: Forsyning af alle 3 scenarier

I bilag 14 er der foretaget en samlet analyse af alle de tre scenarier for stigende tilslutning til fjernvarme og dermed også stigende investering pr tilsluttet varmebehov.



Figur 7-19 Sammenligning af konsekvenser for de tre scenarier

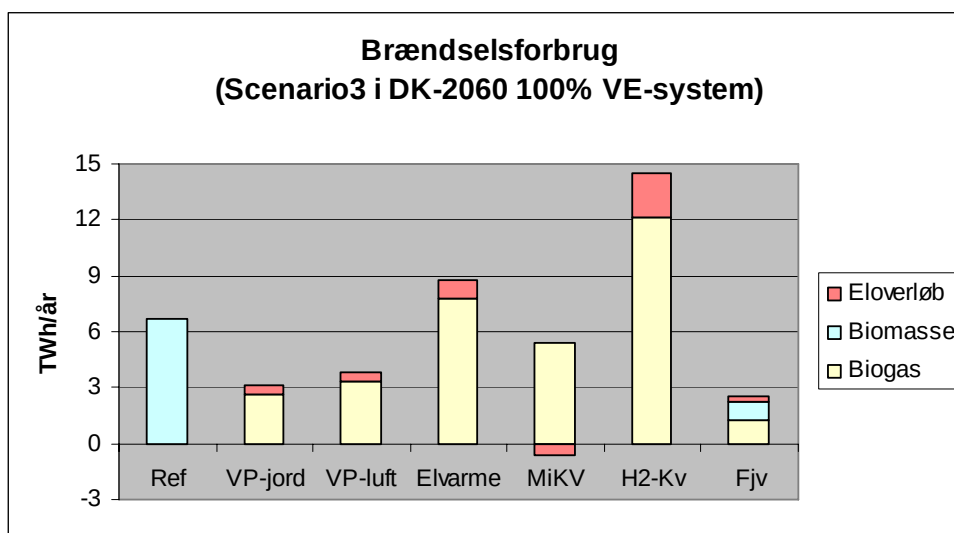
Konsekvenserne er vist relativt i forhold til referencen, som er sat lig index 100. Som det kan ses ændres det generelle billede ikke væsentligt fra det ene scenario til det næste. Dog forringes brændsels- og CO₂-besparelsen gradvist for fjernvarmeløsningerne. Det skyldes blandt andet, at investering og nettab i forhold til varmebehov er højere i scenario 2 og 3 end i scenario 1. Tilsvarende forringes de individuelle løsninger gradvist. For varmepumpe, elvarme og brint skyldes det, at elproduktionen gradvist foregår på ringere enheder, og for kraftvarme skyldes det, at mikro-værkets el-produktion gradvist fortrænger kraftvarme andre steder i systemet.

I det danske energisystem anno 2006 er der ikke el-overløb af betydning. Derfor har denne problemstilling kun mindre indflydelse på analyserne i figuren nedenfor.

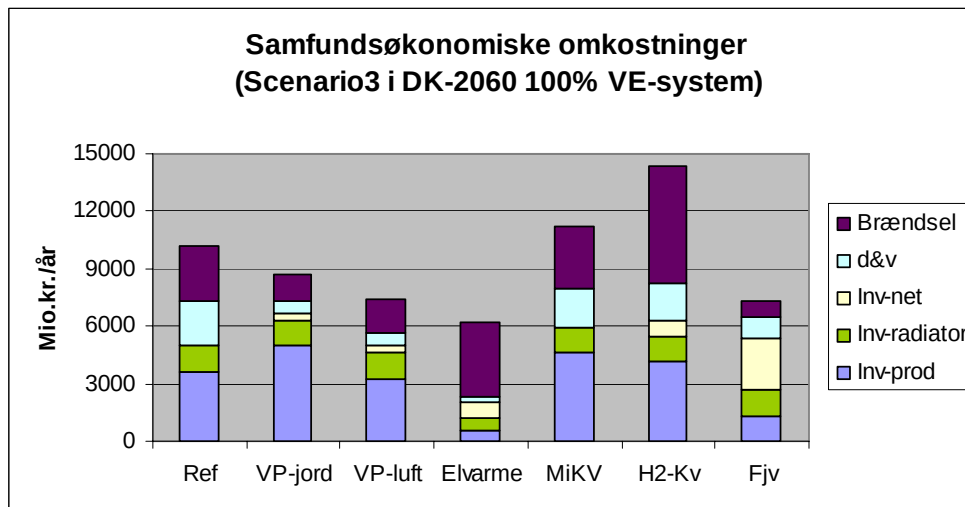
7.7.4 Resultater: 100 % VE-energisystem anno 2060

Nedenfor er belyst en tilsvarende scenarieanalyse for alle 3 scenarier for fjernvarmeudbygningen og med antagelse om 75% besparelser i varmekonsumet i et 100% VE-system, eksempelvis implementeret i år 2060. Der er redegjort for de nærmere forudsætninger bag analysen i bilag 13.

Resultatet er vist i de to figurer. Hvor analyserne vedrørende år 2006 systemet omfattede tre forskellige investeringsalternativer i hhv. kedler, kraftvarmeanheder eller varmepumper, er det i analyserne af de fremtidige systemer forudsat, at der allerede er etableret en hensigtsmæssig balance mellem disse produktionsenheder. Således omfatter analyserne kun et fjernvarmealternativ, hvor der udbygges forholds-mæssigt med alle tre typer af produktionsenheder.



Figur 7-20 Brændselsforbrug for 7 alternativer for at forsyne scenario 3



Figur 7-21 Brændselsforbrug og samfundsøkonomi for 7 alternativer

Beregningerne viser 7 forskellige måder at varmeforsyne scenario 3's nettovarmebehov på 5,31 TWh/år i 100% VE-system anno 2060.

I dette system er der i udgangspunktet et el-overløb på 3,2 TWh. Dele af dette el-overløb finder anvendelse i nogle af alternativerne som markeret i figuren ovenfor. Herudover er der kun tale om brændslerne biogas/syngas samt fast biomasse.

I 100% VE-systemet med 75% besparelse på rumvarmen er nettovarmebehovet i scenario 3 reduceret fra 14,67 til 5,32 TWh/år. Som reference er disse opvarmet med biomassekedler.

I 100% VE-systemet skifter billedet i forhold til det nuværende system i retning af, at el-forbrugende løsninger (elvarme og varmepumper) forbedres, mens el-producerende løsninger (kraftvarme) forringes. Dette skyldes el-overløbet.

Det skal bemærkes, at brintløsningens evne til at nyttiggøre el-overløb er meget afhængig af størrelsen på brintlageret. Her er der regnet med et elektrolyseanlæg på 3.200 MW i kombination med et lager på 200 GWh svarende til ca. 14 dages produktion.

Elvarme har en relativ god samfundsøkonomi pga. de lave investeringsomkostninger, men et meget højt brændselsforbrug. Løsningen er således meget følsom over for brændselspris-niveauet.

Umiddelbart samler interessen sig om individuelle varmepumper og fjernvarme, mens de individuelle kraftvarmeløsninger hverken brændsels- eller penge-økonomisk virker attraktive.

7.7.5 Resultater: Fremtidigt år 2020 energisystem

Endelig er der foretaget en række analyser af et fremtidigt år 2020 energisystem med **25 % rumvarmebesparelser, 33 % vindkraft** (ift. nuværende elforbrug), 10% el-besparelser og med 10% af transporten omlagt til el og lidt bedre kraftværker. Desuden er affaldsressourcer øget fra 10.130 GWh i 2006 til 12.141 GWh i 2020 jf. bilag 8.

På samme måde som for analyserne af 100% VE-systemet er det forudsat, at der i de eksisterende kraftvarmesystemer er etableret en passende balance mellem kraftvarmeanheder, varmepumper og kedler.

Dette system er her regnet igennem under forudsætning af dels et lukket el-system (hvor der ikke er udveksling med udlandet) og dels et åbent system, hvor der handles el. I det lukkede system viser analyserne, at der alt andet lige vil opstå et el-overløb på 0,48 TWh/år, og den resulterende markedspris på el vil variere mellem 0 og 401 DKK/MWh med et gennemsnit på 289 DKK/MWh.

I det åbne system kommer modellen frem til, at der med de beskrevne forudsætninger og et brændselsprinsniveau svarende til 95 USD/tønde (kurs 4,80 DKK/USD) vil være en eksport på 6,19 TWh/år og en import på 3,18 TWh/år. I forhold til det lukkede system tjener det danske samfund netto 272 mio. DKK ved denne handel fordelt på sparet brændsel, nettokøb af el samt i mindre omfang flaskehalsindtægter.

Det skal fremhæves, at el-handlen i sagens natur er meget afhængig af på den ene side brændselsprinsniveauet og på den anden side elpriserne på NordPool. Der er foretaget en følsomhedsanalyse med et brændselsprinsniveau svarende til en oliepris på hhv. 60 og 130 USD/tønde. I begge situationer er der taget udgangspunkt i en Nordpool systempris på gennemsnitligt 350 DKK/MWh. Med lave brændselspriser mindskes importen til 1,00 TWh, og eksporten øges til 10,47 TWh. Med høje brændselspriser øges importen til 5,16 TWh, mens eksporten mindskes til 3,56 TWh. I alle tilfælde tjener det danske samfund imidlertid penge på handlen, hhv. 317 mio. DKK for lave brændselspriser og 451 mio. DKK for høje priser.

I IDA energiplan 2030 er der foretaget en omfattende analyse, hvor også elpriser er varieret efter en sandsynlig fordeling af tør-år og våd-år. Desuden omfatter analysen ændrede CO₂-omkostninger. Billedet er det samme som antydnet ovenfor: I alle situationer tjener det danske samfund penge på udvekslingen med el, men der er stor forskel på, hvor meget der importeres hhv. eksporteres, alt efter hvilke brændselspriser, elpriser samt CO₂-betaling, der er forudsat.

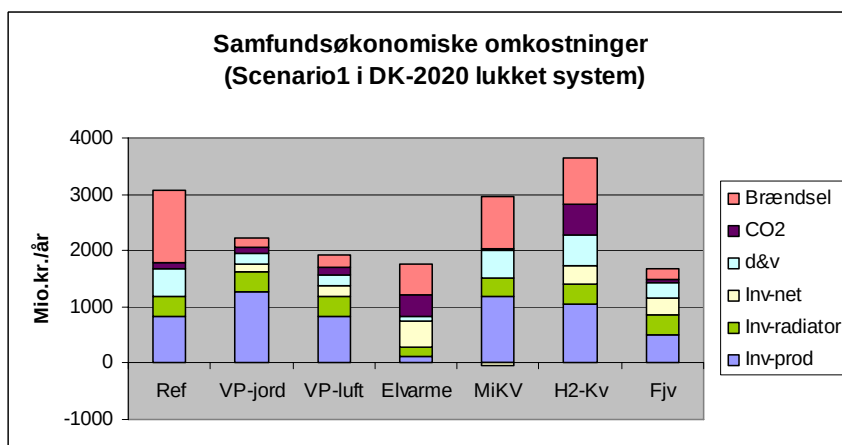
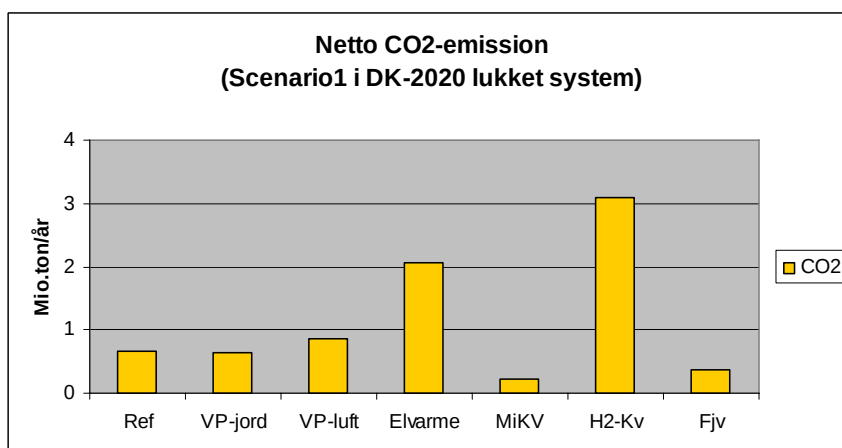
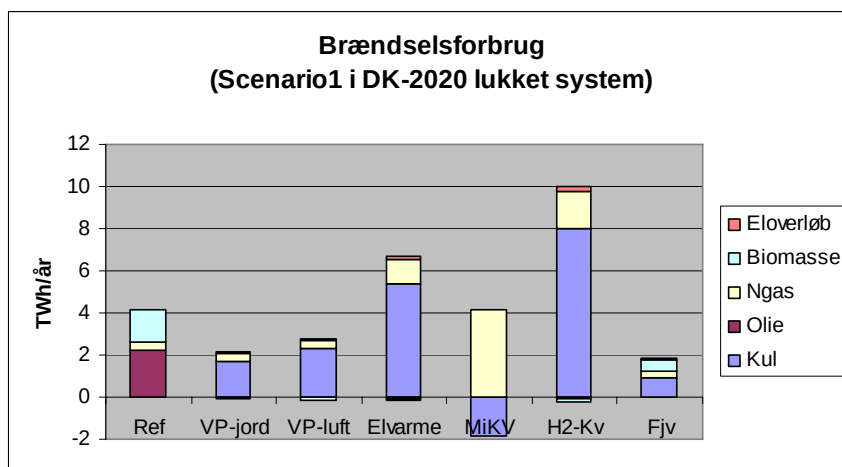
I det følgende er der først foretaget en analyse af udvidet fjernvarme kontra diverse individuelle løsninger i et lukket system og derefter i et åbent system med udgangspunkt i NordPool-priser på gennemsnitligt 350 DKK/MWh samt brændselspriser svarende til 95 USD/tønde.

Resultaterne for det lukkede system er vist i den efterfølgende figur. Figuren viser øverst brændselsforbruget. Desuden er vist den del af el-overløbet i det lukkede system, som nyttiggøres. Som det ses, ændres der ikke på billedet fra analyserne i det nuværende (anno 2006) energisystem. Der vil med de opstillede forudsætninger ikke være el-overløb i år 2020-systemet, som ændrer billedet væsentligt.

Grundlæggende er billedet det samme i det åbne system dog med den generelle ændring, at hvor ændringer i el-efterspørgslen i det lukkede system primært resulterer i ændret kraftværksproduktion, er konsekvensen i det åbne system generelt ændret import/eksport.

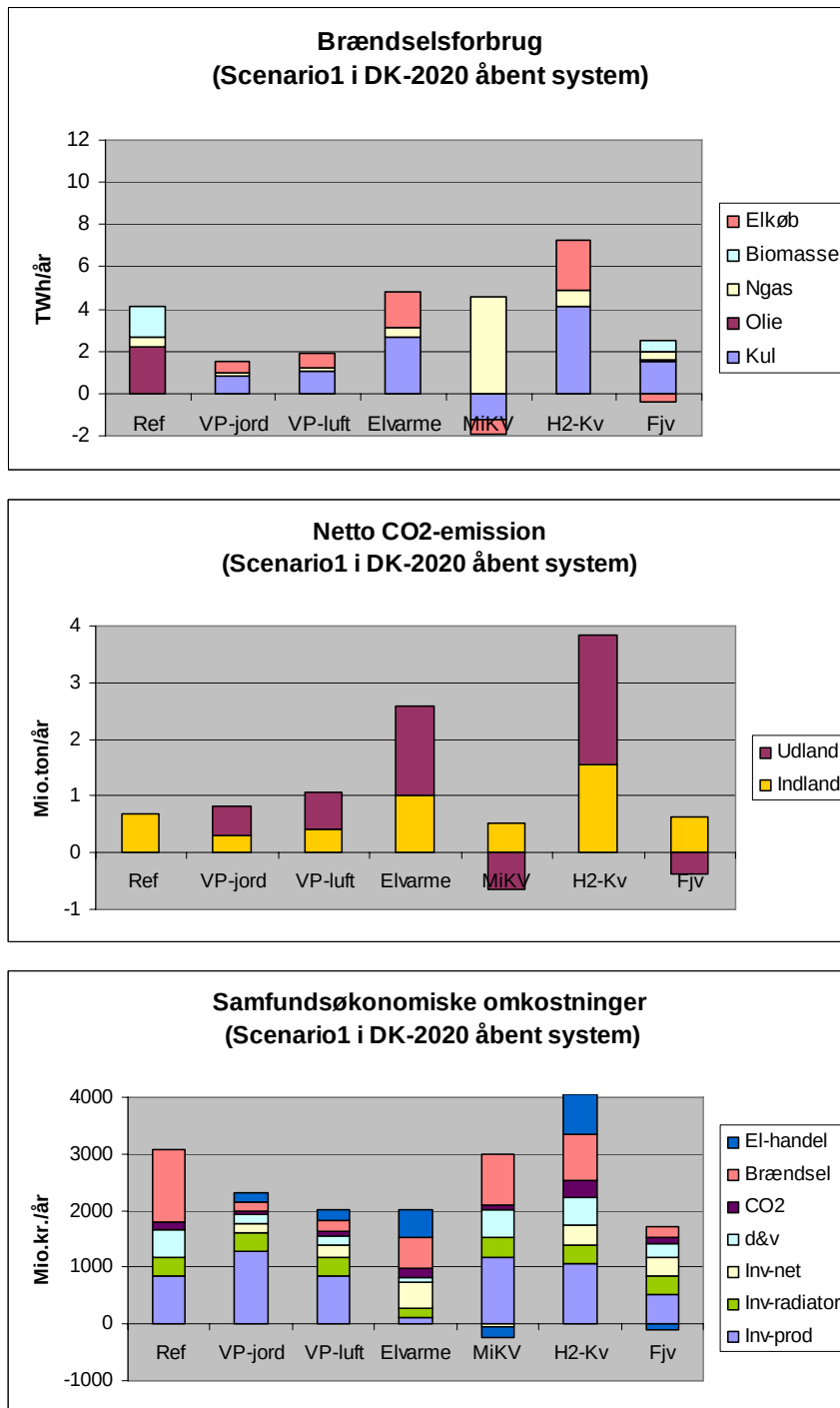
For el-forbrugende alternativer (varmepumper, elvarme og brint-k/v) øges nettoimporten af el, mens eksporten øges for mikrokraftvarme. Tilsvarende ændres det indenlandske brændselsforbrug og CO₂-emission. Til gengæld modsvares dette af en CO₂-emission i udlandet. Analyserne omfatter ikke, hvor og hvor meget CO₂-emissionen ændres uden for Danmark. Størrelsen er blot markeret i figuren og svarer til el-importen omregnet til CO₂-emissionen på den marginale el-produktion på et kulfyret kraftværk i Danmark.

De samfundsøkonomiske omkostninger ændres ikke markant. Dog øges de for elvarme og brintalternativet. Dette skyldes, at det øgede elforbrug på disse enheder i mindre omfang hindrer alternative, gode el-handler. For fjernvarme- og mikrokraftvarmealternativerne mindskes nettoomkostningerne en smule.



Figur 7-22 Analyser i år 2020 energisystem med eloverløb og uden el-handel

I den næste figur er vist de tilsvarende resultater i et åbent el-system med el-handel.



Figur 7-23 Analyser i år 2020 energisystem med el-overløb og uden el-handel.

8. Varmeplan Danmark modellen

I dette afsnit belyses udviklingen i opvarmningssektoren frem til 2050 i et forløb A, med maksimal fjernvarme (scenario 3) og med 25 % rumopvarmningsbesparelser. Der er redegjort nærmere herfor i bilag 15.

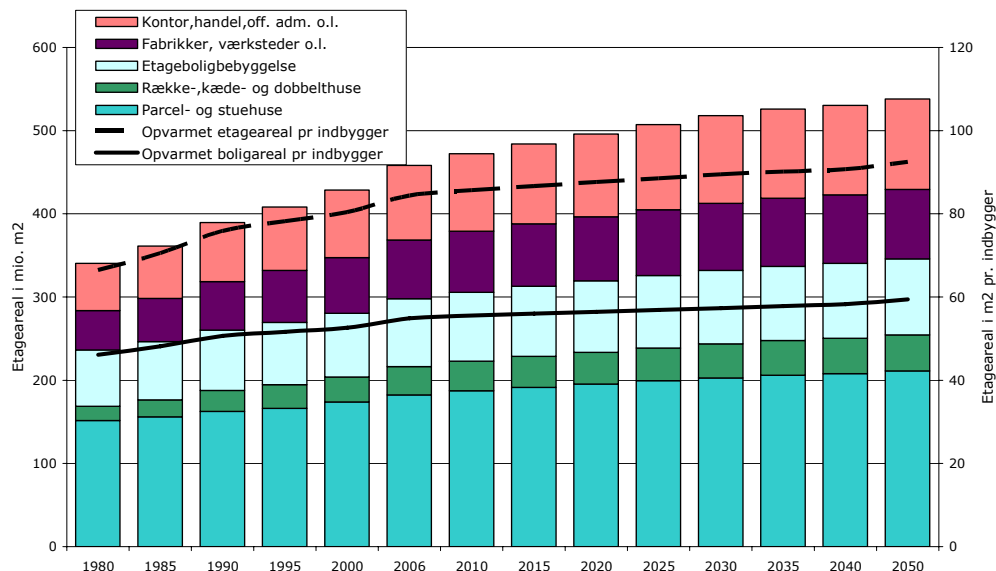
Formålet er at vise, hvordan konklusionerne fra de øvrige kapitler eksempelvis kan udmøntes i et forslag til aktionsplan. Der er tale om et eksempel, der illustrerer de store linier. De konkrete enkeltelementer bør i sagens natur vurderes og justeres løbende.

Udviklingen belyses fra 1980 til 2006 og videre til 2050 med det formål at give et bedre overblik over udviklingen. Samtidig belyses omfanget af den effektivisering, som allerede har fundet sted siden varmeforsyningsloven blev vedtaget som følge af Danmarks først Energiplan 1976.

Indledningsvis er angivet en prognose for udviklingen i opvarmet etageareal på grundlag af Danmarks Statistik's prognose.

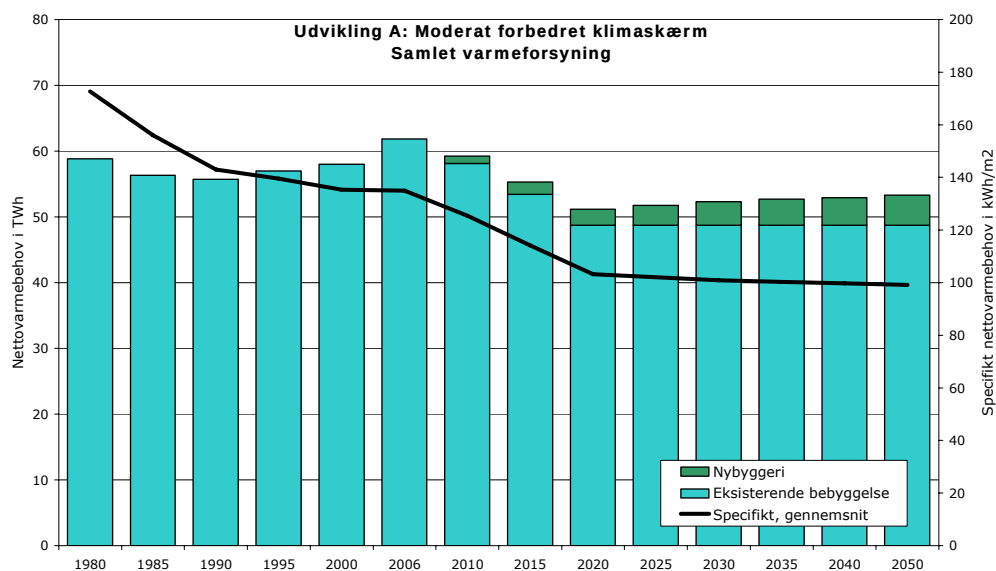
Dernæst angives en prognose for det samlede varmebehov til eksisterende og ny bebyggelse, idet det antages, at varmebehovet til opvarmning i den eksisterende boligmasse reduceres 25 % frem til 2020, hvorefter det i forløb A antages konstant.

Det bemærkes, at denne antagelse om et konstant enhedsvarmebehov kan dække over, at store moderate varmebesparelser modsvares af øgede komfortkrav og bortfald af tilskudsvarme som følge af store elbesparelser.

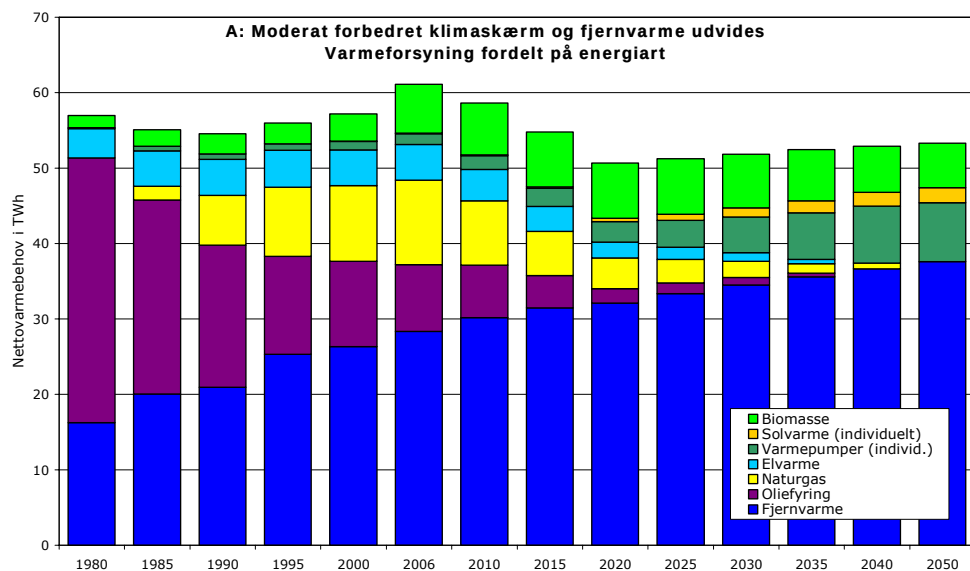


Figur 8-1 Prognose for bygningsmassens udvikling fordelt på sektorer.

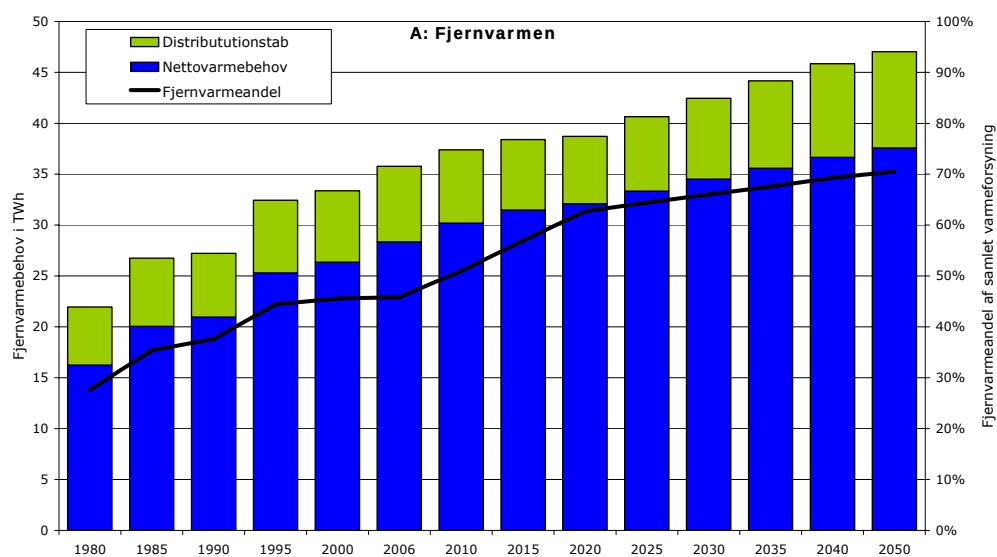
Endelig opdeles varmebehovet på opvarmningsformerne: fjernvarme, oliefyr, naturgasfyr, elvarme/varmepumper og vedvarende energi. Dernæst ses på udviklingen i det samlede produktionsbehov til fjernvarmenettene samt lastfordelingen.



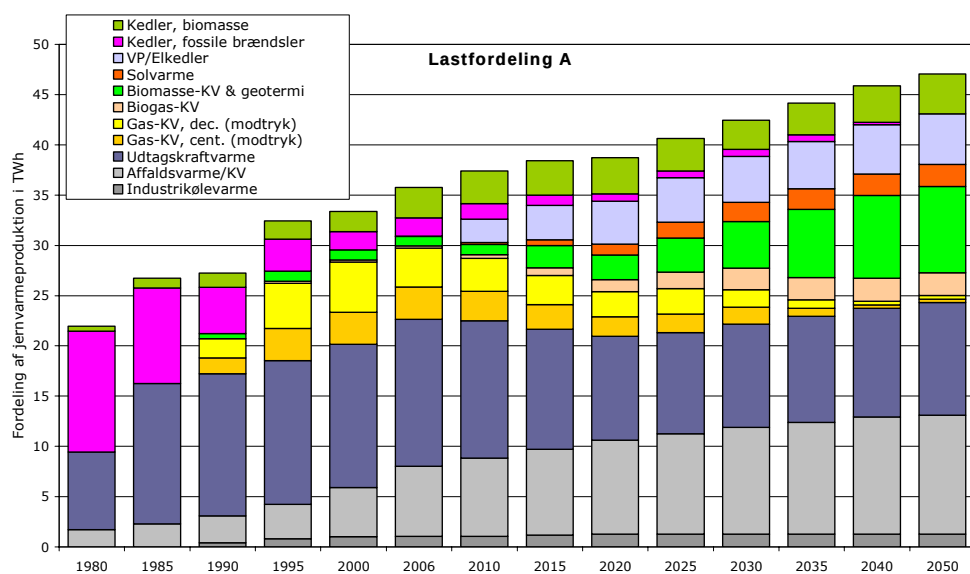
Figur 8-2 Det samlede varmebehov ved 25 % rumvarmebesparelser (år 2020-)



Figur 8-3 Varmeforsyningens fordeling på energiart ved udviklingsforløb A



Figur 8-4 Fjernvarmemarkeds udvikling ved udviklingsforløb A

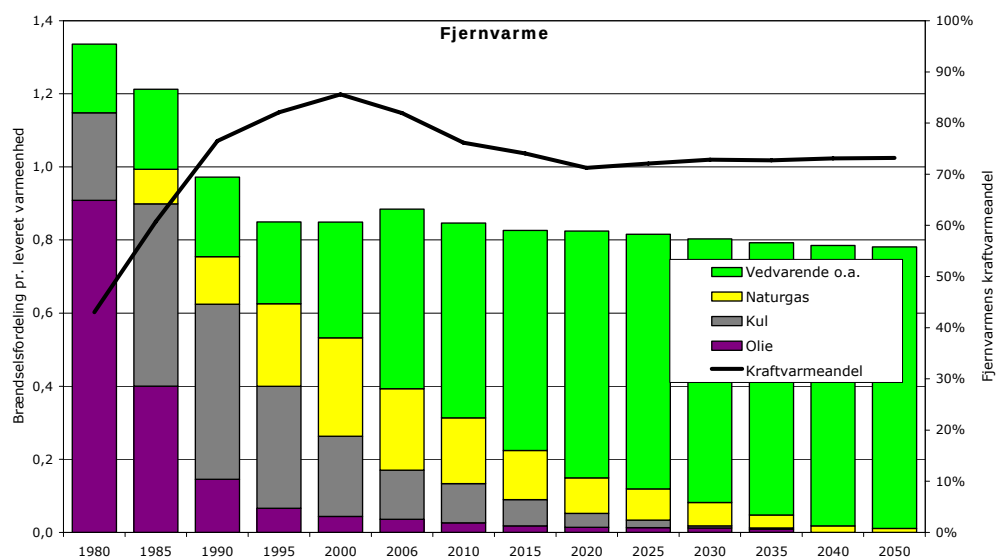


Figur 8-5 Fjernvarmens lastfordeling ved udviklingsforløb A

Det ses tydelige, hvordan fjernvarmen får flere og flere "strenger at spille på", som øger effektiviteten og mindsker afhængigheden af fossile brændsler.

I bilag 15 er lastfordelingen illustreret på varighedskurver for de 10 sammensatte fjernvarmeområder.

I den efterfølgende figur og tabel er der redegjort for det fossile brændselsforbrug og forbruget af øvrige ressourcer i de 3 udviklingsforløb.



Figur 8-6 Fordelingen af fjernvarmens primærenergi pr leveret varmeeenhed

Enhed: GWh	2006	2010	2020	2030	2040	2050
Udviklingsforløb A - Sum	17.019	15.488	12.862	11.922	11.503	11.855
Olie	1.305	1.029	532	423	0	0
Kul	4.270	3.642	1.378	246	0	0
Naturgas	6.691	5.748	3.272	2.273	687	442
Biogas	133	196	662	1.183	1.253	1.253
Biomasse + geotermi	4.620	4.874	7.018	7.797	9.562	10.160
Udviklingsforløb B - Sum	17.019	15.488	12.862	9.868	7.613	7.803
Olie	1.305	1.029	532	413	0	0
Kul	4.270	3.642	1.378	158	0	0
Naturgas	6.691	5.748	3.272	1.609	375	129
Biogas	133	196	662	1.183	1.253	1.253
Biomasse + geotermi	4.620	4.874	7.018	6.505	5.985	6.420
Udviklingsforløb C - Sum	17.019	15.488	12.862	10.787	9.173	9.185
Olie	1.305	1.029	532	420	0	0
Kul	4.270	3.642	1.378	220	0	0
Naturgas	6.691	5.748	3.272	1.869	375	129
Biogas	133	196	662	1.183	1.253	1.253
Biomasse + geotermi	4.620	4.874	7.018	7.095	7.546	7.803

Tabel 8-1 Ressourceforbrug af fossile brændsler og biomasse.

Blandt fjernvarmens primærenergikilder er industrikølevarme, affaldskraftvarme, solvarme samt vindmølle-el til varmepumper og elkedler 'overskudsenergi' og CO₂-neutral energi, der stilles til rådighed for fjernvarmen, mens det egentlige ressourceforbrug omfatter fossile brændsler (kul, olie og naturgas) samt biomasse.

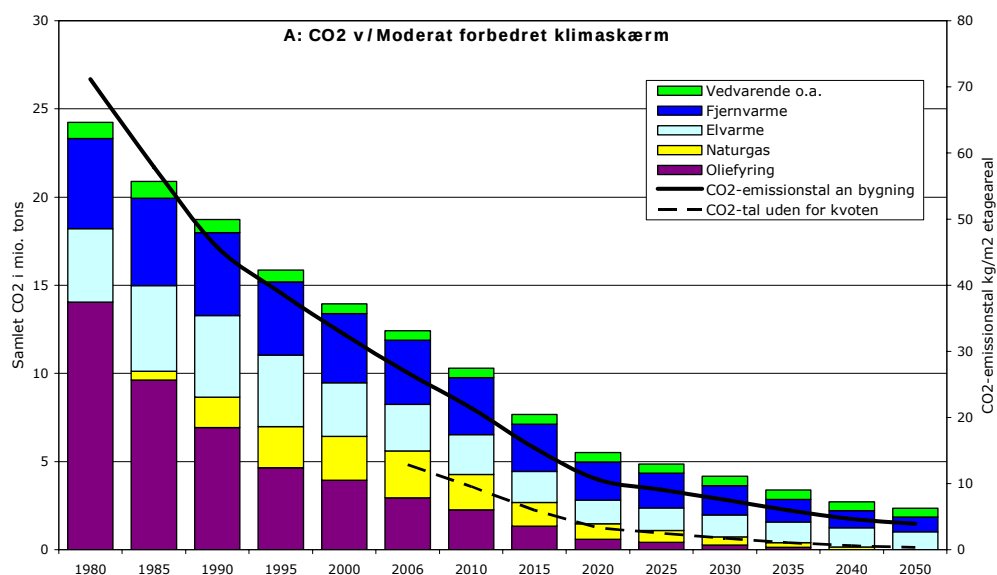
I den efterfølgende tabel er opgjort CO₂-emissionen ved de 3 udviklingsforløb:

Enhed kg CO ₂ /GJ	2006	2010	2020	2030	2040	2050
Udviklingsforløb A						
Fjernvarme	35	28	15	9	3	2
Anden forsyning	60	56	39	29	17	15
I alt	48	42	24	16	7	6
Udviklingsforløb B						
Fjernvarme	35	28	15	8	2	2
Anden forsyning	60	56	39	29	17	15
I alt	48	42	24	15	7	5
Udviklingsforløb C						
Fjernvarme	35	28	15	8	2	1
Anden forsyning	60	56	39	32	25	24
I alt	48	42	24	17	10	10

Tabel 8-2 CO₂-emission for de 3 udviklingsforløb

Det bemærkes, at CO₂-emission fra affaldsvarme/kraftvarme i opgørelsen er sat til 0, svarende til, at udnyttelse af overskudsvarme fra affaldskraftvarme ikke øger CO₂ emissionen. Indregnes et bidrag på 17,6 kg CO₂ pr indfyret GJ affald i henhold til Energistyrelsens vejledning, stiger fjernvarmens CO₂-emissionstal med ca. 3 kg/GJ og det samlede CO₂-emissionstal med ca. 2 kg/GJ i forhold til tabellens tal.

I den sidste figur er angivet den samlede CO₂-emission for fjernvarme og individuel forsyning for udviklingsforløb A.



Figur 8-7 Den samlede CO₂-emission ved udviklingsforløb A

I tabellen nedenfor er angivet PRF i henhold til en metode fra EuroHeat, som udtrykker graden af CO₂ neutralitet for de 3 udviklingsforløb. Faktor bliver negativ, da bio-massen, som tilgår de decentrale kraftvarmeværker vægtes med faktoren 0 medens elproduktionen fra værket vægtes med faktoren 2,5.

Enhed: GWh/GWh	2006	2010	2020	2030	2040	2050
Udvikling A	0,16	0,15	-0,07	-0,25	-0,41	-0,42
Udvikling B	0,16	0,15	-0,07	-0,29	-0,52	-0,52
Udvikling C	0,16	0,15	-0,07	-0,26	-0,45	-0,46

Tabel 8-3 PRF faktor inkl. elproduktion fra lokale biomassekraftvarmeværker

9. Referenceliste

1	Lovbekendtgørelse nr. 347 af 17. maj 2005, lov om varmeforsyning.
2	Bekendtgørelse nr. 1295 af 13. december 2005 om godkendelse af projekter for kollektive varmeforsyningsanlæg (Projektbekendtgørelsen).
3	Bekendtgørelse nr. 31 af 29. januar 2008 om tilslutning mv. til kollektive varmeforsyningsanlæg (Tilslutningsbekendtgørelsen).
4	Vejledning i samfundsøkonomiske analyser på energiområdet, Energistyrelsen, april 2005.
5	Appendiks til vejledning i samfundsøkonomiske analyser på energiområdet: "Forudsætninger for samfundsøkonomiske analyser på energiområdet, Energistyrelsen, februar 2008".
6	Kommunal varmeplanlægning i retlig belysning, Jurist- og Økonomiforbundets Forlag, 2007.
7	Fremtidens boligopvarmning i relation til nye energibestemmelser 2006, BYG-DTU SR-05-03 2005.
8	Varmeforsyning af nye boligområder – konsekvenser af de nye energikrav til nyt byggeri. Energistyrelsen-EFP-2006, Rambøll Danmark.
9	Optimal isolering af klimaskærmen i relation til nye skærpede energibestemmelser, BYG-DTU SR-05-02 2005.
10	Samfundsøkonomisk vurdering af fjernvarmeprojekter. Dansk fjernvarmes F&U konto.
11	Vurdering af mængden af forbrændingsegnet affald i Danmark, Affald Danmark, januar 2008.
12	District heating distribution in areas with low heat density, IEA DHC/CHP 2008.
13	Jorden - en knap ressource. Fødevareministeriets rapport om samspillet mellem fødevarer, foder og bioenergi, Fødevareministeriet, januar 2008.
14	Systemplan 2007, Energinet.dk.
15	ECOHEATCOOL, EuroHeat.
16	Vurdering af restlevetid af præisolerede fjernvarmerør, april 2004. Rambøll, Dansk Fjernvarme F&U-kontoen.