

# **Energiteknologier – tekniske og økonomiske udviklingsperspektiver**

**Teknisk baggrundsrapport til Energistrategi 2025**

**Juni 2005**

# Indholdsoversigt

<b>1</b>	<b>INDLEDNING</b>	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>TEKNOLOGIUDVIKLING OG ERHVERVSPOTENTIALER</b>	<b>4</b>
2.1	Tilskud til forskning, udvikling og demonstration på energiområdet	4
2.2	Vurdering af teknologier til elproduktion og kraftvarmeproduktion	8
2.2.1	Kulfyrede anlæg	8
2.2.2	Naturgasfyrede anlæg til elproduktion	11
2.2.3	Brændselscelleteknologier	14
2.2.4	Biomasse - forbrænding og forgasning	19
2.2.5	Biogas	24
2.2.6	Affald	27
2.2.7	Vindenergi	28
2.2.8	Solceller	32
2.2.9	Bølgeenergi	36
2.2.10	Fusion	38
2.3	Vurdering af teknologier til fjernvarmeproduktion	39
2.3.1	Fjernvarmeanlæg	39
2.3.2	Varmepumpeanlæg	40
2.3.3	Geotermisk energi	44
2.3.4	Biomassefjernvarme	46
2.3.5	Aktiv solvarme	47
2.4	Andre teknologier	51
2.4.1	Brintteknologier	51
2.4.2	Superledere	56
2.4.3	CO <sub>2</sub> -udskillelse og -lagring	59
2.5	Samlet om erhvervspotentialer	63
<b>3</b>	<b>SAMFUNDSØKONOMI FOR ENERGITEKNOLOGIER</b>	<b>68</b>
3.1	Indledning	68
3.2	Generelle forudsætninger	70
3.3	Elproduktion	71
3.3.1	Nuværende forhold	71
3.3.2	Beregning af samfundsøkonomiske elproduktionsomkostninger	72
3.3.3	Usikkerhed i tilknytning til teknologiudvikling	79
3.3.4	Grundlast- og spidslastanlæg	81
3.4	Fjernvarmeproduktion	82
3.4.1	Nuværende forhold	82
3.4.2	Beregning af samfundsøkonomiske fjernvarmeproduktionsomkostninger	83
3.5	Samlet konklusion for el- og fjernvarmeproduktion	86

<b>3.6</b>	<b>Rumvarme og varmt brugsvand</b>	<b>87</b>
3.6.1	Situationen i dag	87
3.6.2	Analysegrundlag	88
3.6.3	Opvarmningsbehov for parcelhuse	90
3.6.4	Samfundsøkonomiske omkostninger til varmforsyning	96
3.6.5	Husstande med centralvarmesystem	97
3.6.6	Elovarmede husstande	102
3.6.7	Nybyggeri – nye områder	107
3.6.8	Nybyggeri – områder med eksisterende kollektiv forsyning	111
3.6.9	Konklusion	113
<b>3.7</b>	<b>Teknologier til fleksibel produktion og fleksibelt forbrug, herunder lagring</b>	<b>116</b>
3.7.1	Indledning	116
3.7.2	Lagring af el	116
3.7.3	Fleksibilitet i kombination med varmelagring	120
3.7.4	Elpatroner til fleksibelt elforbrug	122
3.7.5	Sammenfatning af beregninger vedrørende fleksibel el	124
<b>BILAG 1</b>	<b>– OMKOSTNINGER FOR ELPRODUKTIONSTEKNOLOGIER</b>	<b>125</b>
<b>BILAG 2</b>	<b>– OMKOSTNINGER FOR FJERNVARMERPRODUKTIONSTEKNOLOGIER</b>	<b>127</b>
<b>BILAG 3</b>	<b>– OPVARMNINGSTEKNOLOGIER –FORUDSÆTNINGER</b>	<b>129</b>

# 1 Indledning

I denne analyse vedrørende teknologiudvikling og erhvervspotentialer beskrives en række teknologier inden for el- og varmeforsyning, herunder VE-teknologier, lagringsteknologier og teknologier i forbindelse med anvendelse af brint som energibærer.

Formålet er en vurdering af, hvilken betydning teknologierne kan forventes at have for dansk energiforsyning i det betragtede tidsperspektiv, og der er foretaget økonomiberegninger af teknologierne baseret på deres forventede udviklingsniveau i 2025. Formålet er endvidere at give et indtryk af, hvor danske virksomheder kan få udbytte af udviklingen af disse teknologier og som underleverandører i forbindelse med teknologiernes udnyttelse.

Den forventede udvikling af teknologier på energianvendelsesområdet er behandlet i handlingsplanen for energianvendelse. Tilsvarende indgår vurderinger af ressourcespørgsmål med hensyn til fossile brændsler i en analyse om ressourcer.

De vurderinger, der indgår i det følgende, er i vid udstrækning baseret på dels det nye ”Teknologikatalog” for en række el- og varmeproduktionsteknologier<sup>1</sup>, dels strategier for forskning og udvikling for en række teknologier. Sådanne forelå i efteråret 2004 for områderne brændselsceller, solceller, vindenergi og biomasse til kraftvarmeformål.

---

<sup>1</sup> ”Technology Data for Electricity and Heat Generating Plants”, Danish Energy Authority, Elkraft System og Eltra, March 2005.

## **2 Teknologiuudvikling og erhvervspotentialer**

I dette afsnit beskrives og vurderes den tekniske udvikling af en række forsynings-teknologier frem til omkring 2025. Der er dels tale om teknologier, som anvendes i dag, og som gennem forskning og udvikling kan forbedres/effektiviseres, dels teknologier, som endnu ikke markedsføres.

Ved vurderingen af teknologierne omtales forskellige teknologispor og problemer, som knytter sig til udnyttelse af teknologien, for eksempel med hensyn til nye materialer, katalysatorer, enzymer, processer, arbejdstemperaturer mv.

Vurderingen af teknologierne er baseret på Teknologikataloget og oplysninger fra de foreliggende strategier for forskning og udvikling.

Der knytter sig usikkerhed til vurderingerne, både med hensyn til den tekniske og den økonomiske udvikling. Den fremtidige teknologiuudvikling afhænger således af en række forhold, herunder udvikling i prisniveauet for fossile brændsler og hvilke incitament, der bringes i anvendelse for at fremme udviklingen. Sådanne incitament kan blandt andet omfatte offentlige tilskud til forskning, udvikling og demonstration vedrørende energiteknologi, tilskud der kan bidrage til markedsopbygning mv.

De angivne forventninger til den fremtidige teknologiuudvikling er baseret på dagens forhold, og ændringer i priser på fossile brændsler, markante teknologispring og væsentligt ændrede incitamentsstrukturer vil påvirke disse forventninger.

Endelig redegøres for aktører på teknologiområdet med vægt på danske aktører med det sigte at pege på danske virksomheders erhvervspotentialer. Som det ser ud i dag, har danske virksomheder en god placering inden for en række områder, og dansk energiteknologiekseport er af betydelig værdi i dansk økonomi. Igen gælder det, at forventningerne til de fremtidige muligheder afhænger af såvel rammevilkårene for virksomheder, forskningsinstitutioner og universiteter herhjemme som den internationale udvikling.

### **2.1 Tilskud til forskning, udvikling og demonstration på energiområdet**

Realiseringen af målsætninger på energiområdet om en konkurrencedygtig, sikker og miljøvenlig energiforsyning og en effektiv energianvendelse forudsætter udvikling af nye energieffektive teknologier.

Udvikling af nye teknologier sker i en række lande verden over. Ved at engagere sig i udvikling af nye energiteknologier vil danske virksomheder ikke alene kunne bidrage til realiseringen af de danske energipolitiske mål, men tillige kunne få del i de væsentlige erhvervspotentialer, der er knyttet til udviklingen af nye energiteknologier.

Udvikling af nye energiteknologier forudsætter, at der udføres forskning og udvikling i virksomheder, forskningsinstitutioner og universiteter. En sådan udvikling kan fremmes herhjemme gennem rammer, der fremmer forskning og udvikling i energiteknologer af international kvalitet i danske virksomheder og forskningsinstitutioner, og som fremmer et samarbejde mellem forskningsinstitutionerne og virksomhederne. Samtidig skabes der mulighed for, at danske virksomheder kan eksportere energiteknologi og dermed bidrage til økonomisk vækst og velfærd. Et væsentligt element i sådanne rammer er offentlige tilskud til forskning, udvikling og demonstration.

Tilskud til forskning, udvikling og demonstration ydes i dag til energiteknologier, hvor der i danske virksomheder og forskningsinstitutioner er internationalt kvalificerede forskningsmiljøer til stede. I 2004 omfattede offentlige og forbrugerfinansierede midler til forskning, udvikling og demonstration på energiområdet forskellige programmer med samlede midler på ca. 240 mio. kr. mod ca. 200 mio. kr. i 2003. I 2005 stiger det samlede beløb til ca. 280 mio. kr.

Programmer øremærket til energiformål omfatter:

- Energiforskningsprogrammet (EFP) på 72 mio. kr. (heraf er 32 mio. kr. af det årlige beløb politisk aftalt for perioden 2004-08). Programmet administreres af Energistyrelsen.
- PSO-ordningen (Public Service Obligation) for miljøvenlige elproduktionsteknologier på 100 mio. kr. (er politisk aftalt forøget årligt til 130 mio. kr. i perioden 2005-08). Programmet administreres af de systemansvarlige selskaber Eltra og Elkraft System indtil 1. januar 2005, hvorefter administrationen varetages af EnergiNet Danmark.
- PSO-ordningen for effektiv anvendelse af el på 25 mio. kr. Programmet administreres af foreningen af netselskaber ELFOR.
- Videnskabsministeriets VE-pulje på 45 mio. kr. (aftalt for perioden til og med 2005) samt yderligere midler på ca. 280 mio. kr., som er aftalt for årene 2005-08). Programmet administreres af Det Strategiske Forskningsråd, som har nedsat en programkomité for miljø og energi til at varetage opgaven. Komiteen betjenes af Forskningsstyrelsen.

De anførte beløb er vist samlet i følgende oversigt.

	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>
Energiforskningsprogrammet	40,7	71,8	72
PSO-elproduktion	100	100	130
PSO-elanvendelse	25	25	25
Videnskabsministeriets VE-midler (inkl. forskningskonsortier og DSF <sup>1)</sup> )	35	45	65
<b>I alt</b>	<b>200,7</b>	<b>241,8</b>	<b>292</b>

*Tabel 2.1- Offentlige, herunder forbrugerfinansierede, midler til forskning, udvikling og demonstration på energiområdet (mio. kr.)*

1) Det Strategiske Forskningsråd

I oversigten nedenfor er vist, hvilke teknologiområder der blev ydet tilskud i 2003 og 2004, samlet fra alle fire nævnte programmer.

	<b>2003</b>	<b>2004</b>
Biomasse	64	71
Vind	20	46
Bølgekraft, vandkraft	1	1
Solceller (PV), solvarme	30	16
Brændselsceller (og kraftvarme/naturgas), brint	34	44
Energieffektivitet – mekanisk elforbrug	3	
Energieffektivitet – bygninger, lys	21	13
Energieffektivitet – industriprocesser	4	11
Energieffektivitet -adfærd	2	7
Samfundsfaglige	0	6
Systemindpasning mv.	7	3
Andet, herunder drift, adm., reserve, datareg.	7	10
Internationalt samarbejde (NEFP, IEA)	10	11
Typegodkendelse, kvalitetssikring VE		4
<b>I alt</b>	<b>202</b>	<b>243</b>

*Tabel 2.2 - Offentlige, herunder forbrugerfinansierede, projektilskud til forskning, udvikling og demonstration fordelt på teknologiområder (hele mio. kr.) i 2003 og 2004.*

I beløbene indgår genanvendelse af ikke udnyttede tilskud.

Ud over de midler, der er øremærket til en strategisk indsats på energiområdet, kommer eventuelle tilskud til energiprojekter fra Forskningsrådenes øvrige midler. Disse midler tildeles i konkurrence mellem forskellige fagområder. Statens Teknisk-Videnskabelige Forskningsråd (STVF) har inden for de seneste år ydet tilskud til områder som brintsamfund og flydende biobrændsler.

Et nyt initiativ er regeringens forslag om at etablere en Højteknologifond på i alt 16 mia. kr. over en 8-årig periode med det sigte, at afkastet af fondens midler skal anvendes til højteknologisk forskning. Der er nedsat en bestyrelse, der skal forvalte afkastet, hvilket må forventes at ske ved, at bestyrelsen videregiver beløbsstørrelser til for eksempel Det Strategiske Forskningsråd med angivelse af, hvilket område midlerne skal anvendes inden for. I Videnskabsministeriets oplæg er angivet 3 indsatsområder og 4 visioner, hvoraf én er udvikling af nye energiteknologier.



## 2.2 Vurdering af teknologier til elproduktion og kraftvarmeproduktion

### 2.2.1 Kulfyrede anlæg

#### *Beskrivelse af teknologien*

Anvendelse af kulteknologi til elproduktion har globalt stor betydning, og det forventes også at være tilfældet i 2025 på trods af, at der i en række lande i stigende omfang anvendes naturgas til elproduktion i stedet for kul.

Udviklingen i retning af et faldende kulforbrug i en række lande modvirkes af især Kinas massive udbygning med kulfyrede værker. Uanset at anvendelsen af kul reduceres yderligere i Danmark i de kommende år, vil der således internationalt være behov for kulteknologi, som har høj virkningsgrad og er miljøvenlig.

I Danmark er ca. 20 % af vort samlede energiforbrug fortsat baseret på kulanvendelse (mod ca. 40 % i 1990), men der er sket et fald i kulandelen i til el- og varme- produktion fra ca. 82 % i 1994 til ca. 45 % i 2002.

Sammen med vedvarende energiteknologier og energibesparelser har kraftvarmteknologien været højt prioriteret i Danmark, hvilket har været medvirkende til, at der gennem udnyttelsen af overskudsvarme er opnået høje totale virkningsgrader, også for kuldrevne anlæg.

I Danmark er anvendelse af kulstøvfyrede anlæg den mest almindelige måde at producere elektricitet på basis af kul. Den producerede damp driver en dampturbine, der via en generator producerer elektricitet. Danmark er fortsat i front med hensyn til udvikling af sådanne kulteknologier for kraftvarmeproduktion – såkaldte KAD anlæg (Kedel med Avancerede Dampdata). Det nyeste anlæg – Nordjyllandsværket – arbejder med virkningsgrader for el på 47 % og med mulighed for kraftvarme op til 90 %, afhængig af det aktuelle varmebehov og dermed afkøling. Dette opnås ved at anvende ”double reheat” ved temperaturer på 580°C og et tryk på 285 bar. Hertil kommer at stort set alle faste affaldsstoffer, som slagger og flyveaske, opfanges og udnyttes fuldt ud i bygningsindustrien, og at næsten alle SO<sub>2</sub>-emissioner fjernes og genanvendes i gipspladeindustrien. Samtidig reduceres udsendelsen af NO<sub>x</sub> væsentligt gennem anvendelse af lav-NO<sub>x</sub>-brændere. De uønskede udslip udgøres således hovedsageligt af udslip af CO<sub>2</sub>. Elsektorens SO<sub>2</sub>- og NO<sub>x</sub>-emission er i dag kvotebelagt, og der er indført svovlafgifter.

Danmark er i kraft af Biomasseaftalen med elværkerne helt i front med biomasse-tilsatsfyring på op til 10 % (på energibasis) på eksisterende kulfyrede blokke. Der er endnu ingen andre lande, som kan tilsatsfyre halm til kulanlæg. En begrænsning ligger i genanvendelse af restprodukterne til cementfremstilling og dermed kvalitetskrav til flyveasken. Det er i forbindelse med Biomasseaftalen besluttet fuldt ud

at omstille flere ældre kulfyrede anlæg til rene biomasseanlæg.

Internationalt er der en række andre kulteknologier under udvikling. Længst fremme i udviklingen er fluid-bed teknologien, hvor en blanding af brændsel, aske, kalk og eventuelt sand i forbrændingszonen på "bedden" gennemblæses således, at forbrændingen foregår i en turbulens ved relativt lave temperaturer (lav NO<sub>x</sub>-dannelse). "Bed"-blandingen sikrer en god varmebortledning i selve forbrændingsprocessen. Processen er interessant ved, at den kan behandle mangeartede brændsler på en gang. Processen forløber ved atmosfærisk tryk med virkningsgrader på op til 40 % og et udviklingspotentiale på op til 45 % på det kortere sigt. Der har været ydet en selvstændig dansk indsats på området, men det må i lyset af, at der ikke er bygget nye kulfyrede anlæg i nogle år anses for usandsynligt, at denne indsats videreføres. Der er kun etableret ét fluid bed-anlæg (i Grenå), som samtidig kan tilsatfyres med op til 50 % biomasse på energibasis.

Udviklingen af kulforgasningsteknologi er i de senere år forestået af store olieselskaber som Texaco og Shell. I USA er der i 2004 iværksat et omfattende forskningsprogram for udvikling af "Clean coal technology", hvilket skal ses på baggrund af, at USA's kulressourcer svarer til landets nuværende forbrug i ca. 400 år. Ud over direkte energiproduktion er det hensigten at producere flydende brændsler og industrielle råprodukter.

Efter at kullene er forgasset sendes den rensede gas til en gasturbine, mens restvarmen sendes til en damp turbine. Turbinerne producerer via generatorer elektricitet med virkningsgrader, som kan blive ret høje, og SO<sub>2</sub>- og NO<sub>x</sub>-problemer, som er beskedne. De amerikanske energimyndigheder arbejder blandt andet i forbindelse med denne teknologi på at fremstille det forureningsfrie kraftværk med elvirkningsgrader på over 60 % ved at kombinere kulforgasning med brændselsceller i kombination med CO<sub>2</sub>-binding eller -deponering.

Blandt andre kulbaserede kraftværksteknologier kan nævnes kombinationen af fluid-bed anlæg og kulforgasning, som der specielt arbejdes med i England og Tyskland. Desuden arbejdes der især i USA med direkte kulfyrede gasturbiner og især i Italien med kulfyrede magnetohydrodynamiske anlæg, hvor kulgas anvendes på plasmaform.

### ***Teknologiens perspektiver med hensyn til priser og potentiale***

De teknologiske perspektiver i Danmark, på det kortere til det mellemlange sigt, er koncentreret omkring en yderligere forøgelse af elvirkningsgraden for kulstøvfyrede anlæg. Ved øget temperatur og tryk er elvirkningsgrader på op til 50 % realiserbare på det kortere sigt og helt op til 55 % - måske 60 % - på det længere sigt. Udfordringerne er her koncentreret omkring udvikling af højtemperaturmaterialer, især i international sammenhæng, men der er også fortsat muligheder for videreudvikling

af lav-NO<sub>x</sub>-brændere og af røggasrensningsteknikker. Perspektiverne er her forøget NO<sub>x</sub>-reduktion og væsentligt lavere anlægsomkostninger ved udvikling af kompakte anlæg. Dansk forskning står endnu stærkt på disse områder.

I de senere år har dansk forskning inden for kulteknologi især været koncentreret om samfyring af kul og biomasse. Inden for dette felt er der stadig mange delområder, hvor det er muligt at optimere anlæggene, specielt vedrørende korrosion og deaktivering af røggaskatalysatorer. Ved omstilling og tilsatsfyring på eksisterende blokke til mere miljøvenlige brændsler har det været muligt at opfylde nogle af Danmarks miljømålsætninger med begrænsede investeringer til følge.

### ***Erhvervsmæssigt potentiale***

Der forventes globalt i mange år endnu være et betydeligt behov for nye kulfyrede værker, der er så effektive som muligt og med så ringe forurening som muligt. Især i Kina og Indien er der et stærkt stigende behov for produktion af el, og det vil hovedsageligt blive tilfredsstillet ved anvendelse af lokale kulforekomster.

I Kina forventes således installeret godt 30.000 MW el-kapacitet årligt frem til 2030, ifølge IEA. BW Energy har etableret et joint venture selskab ("Dragon Power"), som forventes at indgå kontrakt om levering af et anlæg på 4 gange 600 MW. Anlægget er baseret på miljøvenlig dansk kulteknologi, og der gode muligheder for lignende ordrer i fremtiden. I samarbejde med Bioener forhandles om levering af yderligere anlæg med dansk halmkraftværksteknologi, og der er indgået kontrakt om levering af det første anlæg på 24 MW<sub>el</sub>.

Danske kulfyrede værker er blandt verdens mest effektive og miljøvenlige værker. Selv om der ikke er opført nye kulværker herhjemme i de senere år, er der stadig virksomheder, der har kompetence inden for kulværksteknologi. Fra at der i 1980-90'erne var 5-8 anlægsleverandører af kulteknologi i Danmark, er der nu 2-3 tilbage. En tilsvarende udvikling ses på det internationale marked, hvor opkøb og fusioner prægede markedet i 90'erne. I dag er der i Danmark især BWE og Vølund, som begge er udenlandsk ejede.

Af forskningsinstitutioner er det især DTU og Aalborg Universitet, som har arbejdet med teknologien. På DTU er der over en lang årrække opbygget et forskningsmiljø hos CHEC gruppen, der arbejder med de fundamentale kemiske forbrændingsreaktioner.

Der er gjort en omfattende indsats med hensyn til automation og styring af anlæggene, således at mange af de mindre anlæg er bemandingsfri om natten og i week-enden.

Skal Danmark bevare en førende position inden for samfyring af miljøvenlige brændsler og kul, må forskning og udvikling inden for dette område prioriteres. En indsats kan rettes mod samfyring af miljøvenlige brændsler og kul, herunder opfølgning på de mange anlæg, som er omstillet i de senere år.

### ***Samlet***

Der er i Danmark fortsat væsentlig forskningskompetence med hensyn til kulfy-ring, ligesom der stadig er enkelte virksomheder med eksportpotentiale inden for området.

I en række lande ventes der fortsat udbygget med kulteknologi, hvilket betyder, at der inden for dette område er et eksportpotentiale. Fastholdelse af de danske kompetencer forudsætter, at der gennemføres forskning og udvikling i anvendelse af denne teknologi.

#### **2.2.2 Naturgasfyrede anlæg til elproduktion**

##### ***Beskrivelse af teknologien***

Naturgas anvendes internationalt og herhjemme i en række forskellige anlægstyper. Anvendelsen af naturgas er vundet stærkt frem i de sidste mange år, fordi naturgas er et let håndterbart brændsel, der miljømæssigt og anlægsteknisk/økonomisk har umiddelbare fordele frem for kulanvendelse.

I Combined Cycle Gas Turbines (CCGT) anlæg brændes gassen af i en gasturbine, og den varme røggas anvendes til at producere damp, der driver en dampturbine. De to turbiner driver generatorer, som producerer elektricitet. I de seneste år er der sket en voldsom udvikling inden for udviklingen af gasturbiner specielt i USA, Japan, Tyskland og England. Nyudviklede gasturbiner kan tåle meget høje temperaturer, og udviklingen fortsætter, specielt i forbindelse med anvendelse af nyudviklede avancerede materialer til turbineblade mv. Sådanne CCGT anlæg kan produceres med elvirkningsgrader på omkring 60% i dag, og elvirkningsgrader på over 60% er sandsynlige på det mellemlange til længere sigt.

I Danmark findes CCGT-anlæg udelukkende som decentrale kraftvarmeværker med størrelser fra 40-100 MW. De høje elvirkningsgrader nævnt ovenfor forudsætter bygning af større kondens- eller udtagsanlæg. Sådanne bygges eller overvejes bygget i en række lande, bl.a. Norge og Sverige. Der er ikke konkrete planer om opførelse af nye større fossile kraftværksanlæg, herunder CCGT-anlæg, i Danmark i de nærmeste år.

Ved repowering eller boostning af eksisterende dampturbinekraftværker forsynes f.eks. et kulkraftværk med en gasturbine, der indgår i kraftværkets dampkredsløb, f.eks. ved forvarmning af fødevandet til kulkedlen. Den marginale virkningsgrad af sådanne forkoblede gasturbiner kan blive på højde med virkningsgraden for CCGT-anlæg. Repowering anvendes på Avedøreværkets blok 2, om end der her er tale om forkoblede gasturbiner på et nyt kedelanlæg.

Gasmotoranlæg er særligt velegnede for mindre kraftvarmeanlæg op til 10-20 MW. I dag opnås med gnisttændingsmotorer elvirkningsgrader på omkring 40%. Med diesel- og dualfuel-motorer kan elvirkningsgrader på op til 45-50% opnås. En mindre forøgelse af elvirkningsgraden kan påregnes i de næste 10-20 år som følge af teknologiske forbedringer. Den samlede kraftvarmevirkningsgrad ligger omkring 85% til 95%. Danmark deltager i den internationale gasmotorudvikling og i videreudviklingen af den katalytiske røggasrensning.

Potentialet for gasmotoranlæg i Danmark er mere eller mindre udtømt. Imidlertid vil mange af de nuværende gasmotoranlæg, som er idriftsat i begyndelsen af halvfemserne, skulle erstattes med en eller anden form for anlæg omkring 2010.

I naturgasfyrede KAD-anlæg (Kraftværk med Avancerede Dampdata) brændes gassen i en kraftværkskedel, der producerer damp ved meget højt tryk og temperatur. Dampen driver en turbine, der igen driver en generator, som producerer elektricitet. Set i forhold til kulanlæg er anlægsomkostningerne ved sådan naturgasfyret teknologi lavere og elvirkningsgraden er ca. 2% højere. Naturgasfyrede KAD-anlæg findes i dag på Skærbækværket (blok 3) og Avedøreværket (blok 2).

Elvirkningsgraden ligger på knap 50 % i dag og vil ved fortsat udvikling formentlig nærme sig de 55% i 2020. Den samlede virkningsgrad for et naturgasfyret KAD-anlæg nærmer sig i dag de 95 % ved fuld kraftvarmeudnyttelse. Udfordringer på forsknings- og udviklingsområdet er som for kulstøvfyrede anlæg blandt andet højtemperaturmaterialer og røggasrensning. Det er områder, hvor dansk forskning står stærkt også i international sammenhæng.

Single cycle gasturbiner finder kun begrænset anvendelse i forbindelse med naturgas. Enkelte kraftvarmeanlæg er opført i Danmark, men den relativt lave elvirkningsgrad har medført, at de fleste gasturbiner findes som nødstartsanlæg, oftest baseret på olie. Gasturbiner er relativt billige i investeringer, og den forøgede virkningsgrad i de senere år (jf. under CCGT) kan muligvis medføre en vis øget interesse for single-cycle gasturbiner fremover.

Mikro-kraftvarmeanlæg er en relativt ny type anlæg, som forsyner et enkelt hus eller en enkelt bygning med naturgas-kraftvarme fra en lille gasmotor eller gasturbine med en eleffekt af størrelsesordenen 1 kW. Sådanne anlæg bygger på kendt teknologi, men først i de seneste år er det blevet muligt at få anlæggene til en rime-

lig pris i en størrelse, der passer til et enfamiliehus. Hvis mikrokraftvarme skal blive konkurrencedygtig med andre opvarmningsformer skal omkostningerne dog reduceres yderligere.

Potentialet for mikrokraftvarme er umiddelbart stort. Gasdrevne anlæg kan installeres i bygninger, der i dag er forsynet med individuel naturgas, mens biomasse eller diesel kan anvendes uden for kollektiv forsyning.

### ***Teknologiens perspektiver med hensyn til priser og potentiale***

Naturgas har fundet stigende anvendelse til elproduktion i en række år og udgør i dag omkring en fjerdedel af energiforbruget til elproduktion herhjemme.

I en stærkt udbygget kraftvarmenation som Danmark vil den videre udvikling naturgasteknologier være af stor interesse. Særlig interessant er materialeteknologier for høje temperaturer og røggasrensning (NO<sub>x</sub> mv.) på udvikling af KAD anlæg. Endvidere er udvikling af NO<sub>x</sub>-reducerende muligheder ved efterforbrænding med naturgas interessante herhjemme.

Mere specifikt kan der nævnes behov inden for områderne forbrændingsprocesser generelt og dual fuel-undersøgelser (biogas og gasolie) samt røggaskøling, rekupe-  
ring. Der er også muligheder med hensyn til en videre udnyttelse af anden forbrændingsluft til drivning på turbiner, f.eks. i forbindelse med forskellige former for affaldsforbrænding (kød og benmel, fiskemel, renseanlæg mv.)

Der er ikke tvivl om, at naturgasbaserede teknologier vil spille en væsentlig rolle i elforsyningen frem til 2025. Hvor stor en rolle afhænger af udviklingen i gas/olieprisen, størrelsen af og prisen på CO<sub>2</sub>-kvoter, adgangen til naturgas på længere sigt m.m.

Som det fremgår af beskrivelsen af de naturgasfyrede anlæg forventes der for de fleste typer forbedrede virkningsgrader frem mod 2025 - for flere af teknologierne i væsentlig grad, hvilket vil medvirke til at forbedre anlæggenes konkurrenceevne.

### ***Erhvervsmæssigt potentiale***

Ekspertise på området findes typisk hos elværker, kraftvarmeproducenter og DONG A/S i samarbejde forskningsinstitutioner som DTU, Aalborg Universitet, Risø og DGC samt enkelte øvrige firmaer. Det erhvervsmæssige potentiale inden for naturgasteknologi er formentlig af begrænset omfang, idet den erfaring og ekspertise, der foreligger herhjemme inden for dette felt, i vid udstrækning foreligger hos forskningsinstitutioner og brugere mv., mens omfanget af virksomheder, der fremstiller udstyr, må anses for begrænset.

## ***Samlet***

Anvendelse af naturgas i perioden frem til 2025 forventes at stige internationalt, og naturgas forventes også at være et væsentligt element i dansk energiforsyning i 2025. Det forventes, at de aktuelle teknologier vil opnå forbedrede virkningsgrader i løbet af perioden. Erhvervspotentialer er formentlig begrænsede.

### 2.2.3 Brændselscelleteknologier

#### ***Beskrivelse af teknologien***

Brændselsceller omdanner kemisk energi til elektricitet og varme uden brug af damp-turbiner eller el-generatorer. Det teknologiske stade for brændselscelleanlæg er i dag, at principperne er kendte, og at det er muligt at bygge komplette anlæg baseret på flere forskellige brændselscelletyper. Ingen af disse typer har imidlertid endnu nået et stade, som prismæssigt, levetidsmæssigt og virkningsgradsmæssigt bringer dem op på et niveau, hvor de er konkurrencedygtige i forhold til alternative elproduktionsanlæg.

Flere brændselscelletyper har imidlertid potentiale til at blive samfundsmæssigt interessante ud fra miljømæssige, økonomiske, energimæssige og systemmæssige betragtninger, men det vil kræve en F&U- indsats af betydeligt omfang. Hvis forventningerne til effektivitet og økonomi bliver opfyldt, kan anvendelse af brændselscellesystemer potentielt give et væsentligt bidrag til reduktion af CO<sub>2</sub>-udledning og blandt andet udledning af NO<sub>x</sub>.

En brændselscelle består af en ionledende elektrolyt, som på siderne er omgivet af henholdsvis en porøs elektronledende katode og en anode, som forsynes med henholdsvis iltholdig gas (luft) og brintholdig gas (brændstof). I brændselscellen omdannes brændslet elektrokemisk direkte til elektricitet (jævnstrøm). Herved undgås de energitab, der er forbundet med at gå omvejen over damp til elproduktion. Hvis brændselscellen forsynes med ren ilt og ren brint, produceres kun elektricitet, varme og vand.

De enkelte celler, der kan opnå en celledspænding på ca. 1 volt, stables serieforbundne i stakke. Herved kan opnås spændinger, som er hensigtsmæssige at arbejde med til de fleste formål. Cellens aktive fladeareal er bestemmende for den strømstyrke, som stakken kan levere. Cellen belastes under drift normalt til en celledspænding på 0,5-0,7 volt, idet den elektriske virkningsgrad vil falde jo mere belastningen øges.

Den direkte omsætning af kemisk energi til elektrisk energi giver mulighed for at opnå høje såvel elektriske som totale (kraftvarme) virkningsgrader selv for mindre brændselscelleanlæg med en kapacitet på nogle få kW el. Højeste virkningsgrad

opnås med ren brint som brændstof, medens benyttelse af andre brændstoffer (f.eks. naturgas) giver en lavere el-virkningsgrad på grund af, at der forbruges energi til brændstoffilberedning. Hvis brændstoffet indeholder kulstof, som f.eks. naturgas, vil udledningen fra brændselscelleanlægget indeholde en vis mængde CO<sub>2</sub>, svarende til indholdet af kulstof i det anvendte brændstof og den virkningsgrad, hvormed dette omsættes. CO<sub>2</sub>-udledningen er ikke blandet op med luftens kvælstof, hvilket er en fordel, hvis lagring af CO<sub>2</sub> kommer på tale. Andre former for forurening (SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>) vil være forsvindende, og brændselscelleanlæg vil have et lavt støjniveau i det væsentlige hidrørende fra hjælpeudstyr.

Udviklingen har især været koncentreret om 4 typer af brændselsceller, som benævnes efter det materiale, der benyttes som elektrolyt. I Danmark er indsatsen i dag koncentreret om to af disse, PEM-cellen (Proton Exchange Membrane Fuel Cell) og fastoxidcellen (SOFC, Solid Oxide Fuel Cell), der har en keramisk iltionleder som elektrolyt.

De forskellige typer brændselsceller inddeles ofte efter deres arbejdstemperatur. PEM hører med en arbejdstemperatur på 80–200 °C til lavtemperatur-brændselscellerne. PEM udvikles i 2 versioner, hvor den ene opererer ved temperaturer under 100 °C, medens den anden kan gå op til 200 °C.

Med en arbejdstemperatur på 650-1000 °C hører SOFC til højtemperatur-brændselscellerne. Der arbejdes intenst på at bringe arbejdstemperaturen for SOFC ned mod et niveau omkring 500-600 °C.

Brændselscelleanlæg forventes anvendt som stationære anlæg (kraftvarme -, nødstrømsanlæg), til transportformål og til en række andre maskiner og apparater, som kræver energi). Brændselsceller er velegnede til decentral kraftvarmeproduktion med høj elvirkningsgrad selv for små anlæg, og anlæggene har kort opførelsestid. PEM brændselsceller kan udover ren brint som brændstof også direkte omsætte metanol (DMFC). Virkningsgraden for disse celletyper er dog noget lavere end for PEM-celler med ren brint som brændstof. Den højere arbejdstemperatur for SOFC-celler betyder, at disse vil kunne arbejde med flere forskellige brinholdige brændstoffer.

Til anvendelse af brændselsceller knytter sig visse hjelpeanlæg, som afhænger af anvendelsesformålet og af hvilket brændstof, der skal anvendes. For eksempel vil de brændselscelleanlæg, der påtænkes anvendt til transportformål og forsynet med brint være ret enkle og dermed relativt billige brændselscelleanlæg. For et brændselscelleanlæg baseret på naturgas til kraftvarmeforsyning hører flere hjelpeanlæg, bl.a. til brændstoffilberedning, pumpeanlæg for luft og kølemiddel, styrings- og reguleringssystem, samt en vekselretter, som konverterer den producerede jævnstrøm til vekselstrøm for tilslutning til elnettet.



Virkningsgraden for brændselscelleanlæg vil være afhængig af typen af brændstof, der anvendes og belastningen af brændselscellesystemet (størst ved lavlast). Endvidere afhænger virkningsgraden af de nødvendige hjælpesystemer, som også har væsentlig indflydelse på anlæggets dynamik, pris og levetid. Brændstoftilberedning, som især er påkrævet ved lavtemperaturanlæg, kan reducere virkningsgraden med omkring 10 – 15 % point, medens reduktion af elvirkningsgraden ved omsætning til vekselstrøm er væsentlig mindre, typisk 2-5 % point.

SOFC-cellen tænkes primært anvendt i stationære anlæg til elproduktion. Brændselscellen vil, afhængig af design, operere ved driftstemperaturer på ca. 600-1000 C°, og den vil derfor også være egnet til kraftvarmeanlæg, herunder til produktion af procesvarme. El-virkningsgraden for SOFC- anlæg baseret på naturgas som brændstof vil i dag være op til 50 %, men forventes for disse anlæg at kunne komme op på knap 60 % for rene brændselscelleanlæg og over 70 % ved kombination med naturgasturbiner.

PEM-brændselscelleanlæg, vil have størst virkningsgrad med ren brint som brændstof. Bruges naturgas som brændstof er el-virkningsgraden lavere i det væsentlige på grund af energiforbruget til reformering af brændstoffet. Med dagens teknologi vil kunne opnås en el-virkningsgrader omkring 30 – 40 % med naturgas som brændstof. Også for PEM-brændselsceller arbejdes på at øge virkningsgrader i fremtidige anlæg.

### ***Teknologiens perspektiver med hensyn til priser og potentiale***

De største forventninger er der til SOFC-brændselscellerne og PEM-brændselscellerne, som også er de to typer, der satses på i den danske forskningsstrategi. Begge skønnes at kunne nå et kommercielt stade inden for en tidshorisont på en halv snes år – måske endda lidt kortere for PEM, men formentlig længere for SOFC. Hvis udviklingsbestrebelseerne lykkes, er der betydelige markedspotentialer for brændselscelleteknologi set i et længere tidsperspektiv.

De to typer brændselsceller vil formentlig kunne finde deres marked på lidt forskellige dele af kraftvarmemarkedet. SOFC-teknologien vil være mest velegnet til lidt større anlæg med høj, uafbrudt benyttelsestid, medens PEM-teknologien især vil blive benyttet til mindre anlæg, hvor anlægsprisen vejer tungere i forhold til virkningsgraden. Endvidere forventes, at brændselscelleanlæg vil kunne levere hurtige reguleringsydelse til elnettet.

Det er især PEM-teknologien, der satses på ved anvendelse af brændselsceller på transportområdet. En udbredt anvendelse vil formentlig kræve etablering af en brint-infrastruktur. Der er også en vis interesse for at benytte SOFC-baserede brændselscelleanlæg til visse mobile anvendelser, i første omgang til hjælpekraftanlæg (Auxiliary Power Units, APU'er)

I dag er brændselscelleanlæg ikke konkurrencedygtige i forhold til traditionelle forsyningsanlæg, og der eksisterer ikke egentlige markedspriser for brændselscelleanlæg. Fremtidige anlægspriser og dermed den markedsmæssige udbredelse af teknologien afhænger dels af resultaterne af den betydelige forsknings- og udviklingsindsats, der gennemføres i Europa, Japan og USA og dels af den industrielle udvikling og masseproduktion af brændselscelleprodukter, som skal følge op på forsknings- og udviklingsindsatsen.

Der vil – når teknologien har fået sit gennembrud – formentlig foreligge forskellige typer af brændselscelleanlæg. Krav til sådanne systemer og dermed deres udformning vil afhænge af den konkrete anvendelse. Eksempelvis vil et stationært kraftvarmeanlæg, der skal kunne anvende naturgas og skal kunne levere strøm til elnettet, kræve en høj driftslevetid og være forsynet med en række hjælpeanlæg, medens et anlæg, der skal anvende brint som brændstof og levere jævnstrøm til fremdrift af en bil, ikke stiller samme krav til levetid og hjælpeanlæg. Et meget groft skøn er, at prisen for kraftvarmesystemer pr. kW kan blive omkring det dobbelte af prisen for det enklere brændselscelleanlæg til transportformål.

Der er opstillet flere forskellige målsætninger og forventninger om anlægspriser på længere sigt for brændselscelleanlæg. Med baggrund heri er valgt at regne med, at der i 2025-30 – hvis udviklingen forløber planmæssigt - kan opnås anlægspriser af størrelsen 3000 kr./kW el for stationære, naturgasfyrede brændselscellesystemer og en levetid for disse på mindst 40.000 driftstimer. For brintforsynede anlæg til transportformål, som ikke stiller de samme høje krav til antal driftstimer og hjælpeanlæg skønnes anlægsprisen per kW i samme tidsperspektiv at blive markant lavere, jf. omtalen under brint.

To forhold af betydning for PEM-cellerne anvendelse til transportformål er, at cellerne kun tåler et forsvindende indhold af CO i den anvendte brint, og at brint – selv om det opbevares under tryk - har en væsentlig ringere energitæthed end benzin.

Der forventes en væsentlig højere virkningsgrad ved anvendelse af brændselscellesystemer som bilmotor, hvilket vil reducere energibehovet til transport med skønsmæssigt med op til 50 %. Uanset dette vil anvendelse af brint til transportformål dog kræve lagringsteknikker for anvendelse af brint i køretøjer, som kan sikre en højere brint-energitæthed og en acceptabel aktionsradius for køretøjerne.

Samtidig vil der være behov for at etablere en ny infrastruktur til fordeling af brint. Det mest sandsynlige løsning, hvis brint skal anvendes i transportsektoren, er, at brint til transport primært skal fremstilles ved elektrolyse og lagres på fyldestationer, hvor tankning af køretøjer og andre transportmaskiner kan foregå. Der bliver næppe tale om at anvende reformering af f.eks. naturgas i køretøjer, idet flere bilproducerende lande har opgivet forskning og udvikling i reformering til anvendelse i køretøjer.

De forventede høje virkningsgrader, gode miljøegenskaber, anlægsstørrelsen, økonomien samt et marked inden for såvel transport som el- og varmeproduktion medfører, at potentialet for anvendelse af brændselscelleteknologi er meget stort. Samtidig knytter der sig mange usikkerheder til teknologien i form af spørgsmål, der kræver yderligere forskning.

### ***Erhvervsmæssigt potentiale***

Internationalt er forskning og udvikling på brændselscelleområdet primært foregået i USA og Japan. Herudover er der gennemført relativt store programmer i blandt andet Canada, Tyskland, Italien, Holland og Danmark. I de seneste år er lande som England, Frankrig og Schweiz blevet forholdsvis aktive på området. EU har via sine forsknings- og udviklingsprogrammer over de sidste godt 10 år aktivt støttet udviklingen af brændselsceller og i det 6. rammeprogram gjort brændselsceller til et hovedindsatsområde.

Der er på SOFC området og på PEM området etableret forsknings- og udviklingsmæssige kompetencer i Danmark, som er internationalt anerkendte og som har betydelig industriel og erhvervsmæssig interesse. Energistyrelsen og de systemansvarlige, Elkraft System og Eltra, udarbejdede i 2003 en dansk strategi om forskning og udvikling af brændselscelleteknologi i samarbejde med aktørerne på området. Formålet var blandt andet at sikre øget samordning af den offentlige og industrielle indsats og sikre øget effektivitet gennem en målrettet indsats på området.

Den danske forskningsindsats har især været koncentreret omkring udviklingen af SOFC i et samarbejde mellem Risø, Haldor Topsøe A/S og med deltagelse af IRD Fuel Cells, Danmarks Tekniske Universitet og Odense Universitet. I en årrække har især IRD Fuel Cells desuden ydet en indsats vedrørende forskning og udvikling af PEM-teknologi, i de senere år i samarbejde med den danske afdeling af det amerikanske ejede APC, som på verdensplan er storleverandør af nødstrømsanlæg (UPS-anlæg). Herudover forestår Kemisk Institut ved DTU forskning og udvikling i såkaldt højtemperatur PEM- teknologi. Udover brændselscelleudvikling foregår i danske virksomheder også udviklingsarbejde af hjælpeanlæg til brændselscelleanlæg og udformning af brændselscellesystemer (systemintegration).

De danske aktører arbejder endvidere forskningsmæssigt og industriel sammen med andre europæiske virksomheder, og deltager herunder blandt andet i forskningsprojekter støttet af EU's forskningsprogram.

Gennem den forskningsindsats, der gøres i Danmark, sker der uddannelse af forskere på højt niveau inden for området. Målet er at sikre, at dansk forskning og udvikling kan gøre sig gældende på internationalt topniveau, således at dansk brændselscelleteknologi kan være blandt den førende på verdensplan.

Hvad angår produktion af kommercielle anlæg forventes fremstillingen af kernekomponenterne, dvs. celler og cellestakke, at ske i Danmark, ligesom en række danske leverandører vil komme på tale som leverandører af det udstyr, som udgør hjælpeanlæg (Balance of Plant). Produkter, der opfylder de målsatte forventninger, vil kunne anvendes og markedsføres i Danmark, men vil også kunne sigte på et langt større, internationalt marked.

### ***Samlet***

Brændselscelleteknologi er endnu ikke konkurrencedygtig med etablerede teknologier, men der er forventning om, at både PEM- og SOFC-cellerne kan nå et kommercielt stade i løbet af en halv snes år – måske endda lidt kortere for PEM, men formentlig længere for SOFC. Der er fortsat behov for en betydelig indsats i forskning, udvikling og demonstration med henblik på at forbedre virkningsgrader, levetider og reducere anlægsomkostninger. Der knytter sig mange usikkerheder til udnyttelse af brændselscelleteknologien, herunder udviklingen af brintteknologi, hvilket gør det vanskeligt at give et bud den fremtidige udnyttelse af teknologien.

Der er i Danmark både inden for SOFC-brændselsceller og inden for PEM-brændselsceller en betydelig kompetence og stor interesse både i virksomheder og forskningsinstitutioner.

#### **2.2.4 Biomasse - forbrænding og forgasning**

##### ***Biomasse generelt***

Anvendelse af biomasse til energiformål er den ældste og globalt mest udbredte form for vedvarende energi. Den strækker fra simpel forbrænding til komplekse procesanlæg i multi-MW skala. Området er komplekst. Det omfatter hele kæden fra biomassens dyrkning eller anden primær oprindelse, fremskaffelse, håndtering, omsætning til eventuelle flydende eller faste forædlede brændsler eller andre mellemprodukter og endelig den egentlige energiomsætning og bortskaffelse eller anvendelse af restprodukter fra omsætningen. Teknologierne *biogas* (bakteriel) og *affald* behandles i særskilte afsnit – se henholdsvis afsnit 2.2.5 og 2.2.6 – mens *flydende biobrændstoffer* vil blive behandlet andetsteds i forbindelse med transportforhold.

Denne omsætningskæde fra biomasse som input til energi i form af varme, el eller flydende biobrændstoffer samt restprodukter som output har samtidig i de forskellige led relationer til eller konsekvenser for miljø, land og skovbrug, industrielle produktioner af anden art mv.

I takt med den øgede internationalisering og liberalisering af bioenergimarkedet – herunder ejerskab af entreprenør- og produktionsselskaber – spiller de internationa-

le perspektiver for anvendelse af biomasse en stigende rolle for de danske aktører inden for forskning og udvikling, herunder erhvervsvirksomheder.

Centralt i den danske forsknings- og udviklingsindsats står således selve energiom-sætningen. Hovedformålet er her især at øge effektivitet, fleksibilitet, proces- og råvareintegration og miljøvenlighed i de processer, der har betydning for el- og varmeproduktionen.

Internationalt er der i stigende grad fokus på bæredygtigheden i biomasseoprindelsen, det vil sige hvilke krav der skal stilles til primærproduktionen, så denne ikke fører til udmagring af den globale kulstofpulje eller reduktion af frugtbarhed i skov og landbrug.

På grund af den omtalte kompleksitet og områdets omfang, vil de efterfølgende beskrivelser af delteknologier ikke komme ind på alle relevante teknologier eller udviklingsaspekter. Fokus er her især rettet mod de områder, hvor der særligt er behov for en dansk forsknings- og udviklingsindsats.

### ***Beskrivelse af teknologien***

I dette afsnit gennemgås kort udvalgte teknologier og andre indsatsområder, som især har betydning for udbredelse af bioenergi i Danmark, og hvor der er et væsentligt forsknings- og udviklingspotentiale, også for fortsat dansk medvirken i den internationale udvikling på området. Der fokuseres således her udelukkende på de *termiske processer til direkte produktion af varme og elektricitet (kraftvarme)*, mens tilvejebringelse af råvarer og logistik og bortskaffelse af restprodukter af pladshensyn udelades. Det bemærkes, at tilvejebringelsen, råvareintensiteten og den samlede logistik (billiggørelse/effektivisering af transport og lagring) på området er af meget stor betydning for økonomien for de forskellige teknologier, ligesom udviklingen af standardiseringsredskaber har stor betydning for et øget kommercielt marked for biomasse. Ligeledes spiller de miljømæssige forhold og omkostninger vedrørende restprodukter en stor rolle.

Der er to grundlæggende principper for udnyttelse af biomasse til varme og elektricitet. Det ene er direkte *forbrænding*, det andet er *omsætningen af biomassen til gas*, som så enten brændes eller benyttes som drivstof til en motorgenerator. Inden for hvert af disse områder findes der igen forskellige udformninger og principper. Specielt hvad angår forgasning er der indgående sammenhæng mellem forgasningsprincippet og gassens sammensætning, hvilket spiller stor rolle for anvendelsen.

Inden for *de mindre decentrale kraftvarme-anlæg* er der følgende hovedkoncepter:

I de dampproducerende anlæg baseret på forgasning af biomasse, hvor der sker en omsætning af biomassen til forgasningsgas i stedet for direkte fyring, udnyttes en række fordele i forhold til direkte forbrænding. Disse er blandt andet brændselsfleksibilitet, optimal forbrænding, energieffektivitet og miljøforhold. Der er tale om delvis kendt og afprøvet teknologi.

Mindre anlæg til motorbaseret kraftvarme baseret på naturgas er en kendt og udbredt teknologi i Danmark og har en høj elvirkningsgrad i relation til anlægsstørrelsen. Motorer baseret på "gengas" - små enkle forgassere fyret med trækloster - er kendt fra årene omkring anden verdenskrig - og kendt for deres ringe virkningsgrad og ringe driftssikkerhed. Udfordringen inden for de moderne motorgenerator-anlæg drevet af forgasningsgas har derfor været at udvikle mindre forgasningsbaserede anlæg (under 10 MW el) med væsentlig højere elvirkningsgrad, investeringskrav og effektiv driftstid end de tilsvarende dampanlæg. Der er tale om anlægsstørrelser, som matcher de fjernvarmeværker, der kan omstilles til kraftvarme. Teknologiuudviklingen har derfor i høj grad dansk interesse. Dette har medført en betydelig dansk forsknings- og udviklingsindsats både i offentligt og privat regi.

Stirlingmotoren er en gammel opfindelse, der bygger på princippet om at drive et stempel ved hjælp af luft, der skiftevis opvarmes og afkøles. Derimod er det nyt at udvikle princippet til et el-effektivt, brændselsfleksibelt og fjernkontrollerbart system. Dette mål er ved at blive nået nu for et koncept udviklet på DTU i en maskine, der i stedet for luft anvender helium som gasmedie.

Stirlingmotorer er bygget i størrelser, der går fra drift af biler til drift af Ubåde. Den danske udvikling har fokus anlæg i forskellig størrelse. Dette indebærer i praksis, at mange forskellige typer af biomasse både via forbrænding og forgasning kan anvendes som brændsler til Stirling-maskiner.

Inden for *de store centrale kraftvarmeanlæg* er der qua gennemførelsen af den omfattende biomasseaftale sket en markant udvikling af teknologien i løbet af de seneste 10 år. Et væsentligt mål for den teknologiske udvikling har været at opnå en høj virkningsgrad gennem en tilsvarende høj kedeltemperatur. Der er anvendt *forskellige koncepter*, herunder principper til dampoverhedning. Nogle er baseret på direkte indfyring, andre på samfyring og andre igen på separate kedler.

Danmarks og formentlig verdens hidtil største biomasseforsynede værk - kombinationen Avedøre 2 og pelletproduktionen på Junckers Fabrikker – er nu taget i drift. Denne enestående kraftværksudbygning er dog ikke sluttet hermed i den forstand, at det er sandsynligt, at der stadig vil opstå adskillige uforudsete driftsudfordringer, som vil kræve en betydelig forsknings- og udviklingsindsats i en række år endnu.

På alle de nævnte teknologiområder er der tale om allerede implementeret teknologi eller teknologi, som er demonstreret i større eller mindre skala, men ikke er im-

plementeret i større omfang. Økonomien spiller i så henseende en vigtig rolle, og ingen af de nævnte teknologier kan klare sig under almindelige økonomiske forhold. Økonomien er dels betinget af selve brændselsprisen og dels af anlægsomkostningerne, omsætningseffektiviteten og effektiv driftstid. Udviklingsindsatsen er derfor i høj grad rettet mod forbedringer på de nævnte områder.

### ***Teknologiens perspektiver med hensyn til priser og potentiale***

Anvendelsen af biomasse til energiformål er steget markant i de to seneste årtier. Biomasse ekskl. affald og biogas dækker i dag ca. 8 % af bruttoenergiforbruget i Danmark og 6 % af elforbruget. Der anvendes 1,5 mio. tons træ og op imod 1 mio. tons halm årligt i kraftværker, fjernvarmeværker (mere end 100 stk.), industri, landbrug og private huse. Desuden findes der yderligere et antal mindre decentrale kraftvarmeværker baseret på biomasse.

Lovgivning, økonomisk støtte og afgifter på fossilt brændsel har banet vejen for udviklingen af biomasse som et alternativ til fossile brændsler. I dag anvendes biomasse til varmeproduktion (alene) og til elproduktion (kraftvarme). Danmark er globalt førende inden for anvendelse af det meget vanskelige brændsel halm til energi. De nyeste danske anlæg angiver state-of-the-art worldwide inden for anvendelse af biomasse til elproduktion.

Som landbrugsland har Danmark en række biomasseressourcer, herunder halm, træ, biomasse-delen af affald fra husholdninger og industri samt husdyrgødning. Biomasseressourcerne til energiformål kan ikke opgøres entydigt på lang sigt. De varierer til stadighed med arealanvendelse, klimatiske forhold, som for eksempel påvirker høststørrelse, og omfanget af ikke-energimæssige anvendelser samt endvidere lovgivning, prismæssige relationer mv.

Samlet set er de danske træressourcer til energiformål i dag udnyttet, mens der for halm er et vist yderligere potentiale. Siden 1989 har det været forbudt at afbrænde overskudshalm på markerne.

Der er et betydeligt, men ikke konkurrencedygtigt på markedsvilkår, potentiale for anvendelse af egentlige energiafgrøder - i praksis er udnyttelsen således stærkt afhængig af EU's landbrugspolitik. På samme måde er der et betydeligt potentiale i en bedre og mere integreret udnyttelse af især landbrugsafgrøder og affaldsfraktioner.

Om der er indenlandske ressourcer til stede eller om energiafgrøder er kommercielle bliver mindre afgørende i takt med, at der er stigende muligheder for import af specielt billige træbrændsler fra udlandet.

Bioenergiens fremtidige rolle i forhold til CO<sub>2</sub>-reduktion og sikring af forsynings-

sikkerhed mv. er høj grad afhængig af effektiv logistik, høj udnyttelsesgrad, omsætningseffektivitet samt procesintegration, således at bioenergi kan være konkurrencedygtig både i forhold til fossile energiprocesser og til andre alternative energiformer. Rigtigt anvendt er biomasse brugt til energiformål stort set CO<sub>2</sub>-neutral.

### ***Erhvervsmæssigt potentiale***

Danmark er et af de lande i den industrialiserede verden, der siden 1980'erne med succes har prioriteret anvendelse af biomasse til energiproduktion. Der er opbygget meget betydelige erfaringer med forsknings-, udviklings- og driftsopgaver i energiselskaberne mv. og en udbygget infrastruktur til håndtering af fast biomasse i et stort antal anlæg og værker. Den offentlige og private forskningskapacitet er konsolideret og i verdensklasse. Biomasseteknologi udgør således en af Danmarks absolutte styrkepositioner på energiområdet. Den videnopbygning er et godt grundlag for eksport af både dansk know-how og udstyr.

Danmark er et af de lande, der er længst fremme med praktisk drift og demonstration af teknologier på forbrændings- og forgasningsområdet. Inden for anvendelse af græsagtige brændsler som halm ved forbrænding er Danmark globalt set ene i front, og inden for anvendelse af biomasse i ristefyrede anlæg er Danmark blandt de førende. Forgasningsteknologien er ikke så moden som forbrændingsteknologierne – også her er Danmark med i front internationalt.

### ***Samlet***

Biomasseteknologi udgør en af Danmarks absolutte styrkepositioner på energiområdet, og der er inden for de seneste 10 år investeret milliardbeløb i forskning og udvikling og i opførelsen af nye værker, som skal være i drift mange år frem i tiden. For at sikre fuldt udbytte af denne samfundsinvestering er der i de kommende år behov for at fokusere den offentlige og private forsknings- og udviklingsindsats på videreudviklingen af de løsninger, der allerede nu er i drift eller i pilot- og demonstrationsfasen. Der er endvidere behov for nærmere at analysere udviklingsmulighederne med hensyn til eksport på baggrund af andre landes planer mht. biomasse, herunder planerne på EU-niveau.

Et fortsat samarbejde mellem det offentlige og de private sponsorer er vigtigt for at fastholde udviklingen som afsæt for eksport af dansk bæredygtig kraftværksteknologi.

Med afsæt i de danske styrkepositioner er der grundlag for at satse på udviklingen af nye biomassekoncepter med internationalt perspektiv og med en længere tidshorisont for færdig-udvikling.



## 2.2.5 Biogas

### ***Beskrivelse af teknologien***

Et biogasanlæg er grundlæggende et ret enkelt procesanlæg. Råmaterialet er organisk stof, typisk husdyrgødning og organisk affald i blanding, som pumpes ind i anlæggets gastætte rådnetanke, hvor den mikrobiologiske omdannelse foregår under iltfri forhold. Processen udføres af en kultur af naturligt forekommende bakterier. Biogas er deres nedbrydningsprodukt sammen med mineraler (gødningsstoffer) fra det ”fordøjede” organiske stof. Mens biogas udskilles som gas, forbliver gødningsstofferne i væsken. Herved bevares gødningsværdien i det flydende produkt, normalt kaldet afgasset gylle. I modsætning til komposteringsanlæg, hvor energien frigøres som varme, dannes der stort set ikke varme under biogasprocessen, hvor energien i stedet frigøres som brændbar gas. Af samme grund, og fordi processen forløber hurtigst ved 35-55°, opvarmes biogasanlæggene. Hertil bruges en mindre del af gasproduktionen.

De *gyllebaserede biogasanlæg* står aktuelt for lidt over halvdelen af biogasproduktionen. Resten kommer fra *kommunale og industrielle renseanlæg* og fra indvinding af biogas på en række *lossepladser*. Udbygningen med nye biogasanlæg vil altovervejende ske som gylleanlæg, idet det uudnyttede potentiale hovedsageligt ligger her.

### ***Teknologiens perspektiver med hensyn til priser og potentiale***

Biogas er i dag en etableret om end lille del af energiforsyningen. Med 3-4 PJ/år dækker biogassektoren aktuelt knap ½ % af energiforbruget.

Landbrugets biogasanlæg er integrerede løsninger i den forstand, at de på én gang løser flere opgaver angående energi, miljø og landbrug.

Energisiden omfatter naturligvis den producerede biogas, som er CO<sub>2</sub>-neutral og velegnet til lokal anvendelse i decentrale og industrielle varme- og kraftvarmeanlæg i stedet for naturgas og olie. De gyllebaserede anlæg medvirker samtidig til nedsat udledning af de andre drivhusgasser fra landbruget, primært metan.

Parallelt hermed fungerer biogasanlæggene som behandlingsanlæg og bindeled for genanvendelse af ”rent” organisk affald til både energi- og gødningsudnyttelse. Det er miljømæssigt en tilnærmelsesvist optimal metode, som samtidig er langt billigere end de traditionelle bortskaffelsesmetoder for organisk affald.

Den tredje miljøeffekt består i bedre gødningsudnyttelse, når den afgassede gylle efterfølgende anvendes som gødning i landbruget. Forbedringen er en følge af den biokemiske nedbrydning af det organiske stof i biogasanlægget kombineret med den gødningsmæssige deklareret og bedre efterfølgende omfordeling blandt landbrugene, som biogasselskaberne sørger for. Bedre gødningsudnyttelse medfører mindre forurening af vandmiljøerne fra udvaskede næringsstoffer. I tillæg er biogasanlæg en effektiv metode til reduktion af lugtgenerne fra udbringning af gylle.

De landbrugsmæssige fordele er til dels sammenfaldende med de miljømæssige, idet biogasanlæg kan hjælpe landmændene med at opfylde miljøkravene. Biogasselskaberne, som oftest er landmandsejede andelsselskaber, bistår landmændene med lagring, håndtering, deklareret og omfordeling af gylle på en mere økonomisk måde, end de enkelte landmænd kan gøre det individuelt. I tillæg kan de tilknyttede landmænd som regel opnå nogle besparelser med hensyn til gødningsindkøb.

Anlæggene opdeles som regel i to kategorier, fællesanlæg og gårdanlæg. *Gårdanlæg* etableres på gårdene og ejes af de pågældende gårdejere, mens *fællesanlæg* etableres af andelsselskaber, aktieselskaber m.fl. Gårdanlæggene varierer i størrelse fra 5-50 tons gylle og organisk affald pr. dag, mens fællesanlæggene varierer i størrelse fra 50-600 tons pr. dag, svarende til gyllen fra 10-100 bedrifter. For både gård- og fællesanlæg går tendensen mod større anlæg på grund af de økonomiske fordele herved.

Det gælder for både gård- og fællesanlæg, at der gennem tiden har været en hel del ikke-succesfulde projekter. Det medførte tidligere en betydelig skepsis overfor teknologien. Via de statsstøttede udviklingsprogrammer er det i dag dokumenteret, at en lang række fælles- og gårdanlæg er teknisk og økonomisk velfungerende.

Enhed: PJ	Produktion	Produktion
	År 2001	År 2002
Husdyrgødning	0,61	0,70
Spildevandsslam	0,86	0,87
Industriaffald, dansk	0,59	0,67
Industriaffald, importeret	0,40	0,45
Kød- og benmelsmateriale	0,00	0,00
Husholdningsaffald	0,03	0,05
Have- og parkaffald	0,00	0,00
Lossepladsgas	0,56	0,62
<b>I alt</b>	<b>3,05</b>	<b>3,36</b>

Tabel 2.3 - Aktuell produktion af biogas

I regeringens oplæg til klimastrategi er det vurderet, at CO<sub>2</sub>-skyggeprisen for biogasfællesanlæg er forholdsvis lav, ca. 40 kr./ton. Biogasanlæg er således en attraktiv mulighed set i forhold til de fleste andre virkemidler, i det omfang anlæggene kan opføres med den i beregningerne forudsatte effektivitet.

Biogasanlæggene producerer og sælger typisk gassen til en pris af ca. 3 kr. pr. m<sup>3</sup> metan. Det svarer energimæssigt til 3 kr. pr. liter olie eller 80-85 kr./GJ. Støtten finansieres på to måder. Den del af biogassen, der omsættes til el, støttes direkte via elforbrugernes afregning. Den del, der omsættes til varme, opnår indirekte støtte via fritagelse for energi- og CO<sub>2</sub>-afgifter. Støtten til biogasbaseret elproduktion blev senest afklaret i den brede politiske aftale af 29. marts 2004.

Der indgår forholdsvis mange betydende variable i biogasanlæggenes driftsøkonomi. De vigtigste ”ydre” forhold vedrører anlægsstørrelse, til rådighed værende biomasse (både gylle og organisk affald) og gaspotentialet heri, omfanget af modtagebetaling for tilført organisk affald, samt de lokale energiforsætningsmuligheder både mængde- og prismæssigt. Hertil kommer, at der forekommer en betydelig variation i kvalitet og pris for nye anlæg. Kvaliteten kan især måles på de omkostninger, der er knyttet til driften af anlæggene.

Forsknings- og udviklingsindsatsen har til formål at opnå yderligere forbedringer af biogasanlæggenes teknisk-økonomiske formåen. Sådanne yderligere forbedringer er nødvendige, hvis en betydelig videre udbygning skal finde sted. Udfordringen er, at biogassektoren i fremtiden skal kunne klare sig med lavere afregningspriser for energien, jf. de politiske beslutninger herom, samtidig med at råvaregrundlaget må forventes at blive gradvist mindre attraktivt, i takt med at ressourcerne af organisk affald opbruges.

Den danske energisektor kan siges at være godt forberedt på en videre udbygning med biogasanlæg. De decentrale kraftvarmeværker, som i dag er naturgasfyrede, kan teknisk set ret let omstilles helt eller delvist til at bruge biogas.

### ***Erhvervsmæssigt potentiale***

Danske biogasanlæg er blandt de bedste i verden. Denne kvalitet gælder både ”snævre” forhold vedrørende anlægspriser og driftsøkonomi, men også den måde hvorpå anlæggene er samfundsmæssigt integrerede, dvs. indpassede i energiforsyningen, i genanvendelsen af organisk affald og i landbrugets organisering af gødningsanvendelsen.

Den danske biogasbranche står derfor med relativt gode kort på hånden i den internationale konkurrence. Biogasområdet er imidlertid ikke nogen hurtigt ekspanderende sektor, hverken i Danmark eller internationalt. Det er typisk meget tidskrævende at forberede nye projekter, og biogasanlæg kræver altid en hel del entrepre-

nørarbejde på stedet. Det er derfor ikke sandsynligt, at biogasanlæg kan standardiseres og industrialiseres på samme måde eller i samme omfang, som det f.eks. er sket med vindmøller. På den anden side må det potentielle fremtidige marked i Europa og globalt karakteriseres som stort. De løsninger, som i dag er demonstreret i Danmark, vurderes der at komme stigende efterspørgsel efter i både den gamle og den nye industrialiserede verden.

### ***Samlet***

Biogas dækker knap ½ % af energiforbruget i Danmark, og der er ressourcer herhjemme til en 10-dobling, måske mere. Teknologien er ikke konkurrencedygtig på markedsvilkår i dag, men der er både herhjemme og internationalt et væsentligt potentiale for yderligere anvendelse med biogas på længere sigt. Da danske anlæg beskrives som værende blandt de bedste, internationalt set, foreligger der et væsentligt langsigtet eksportpotentiale.

#### 2.2.6 Affald

##### ***Beskrivelse af teknologien***

Ikke-genanvendeligt, brændbart og ”ufarligt” affald fra husholdninger, industri mv. (MSW) bortskaffes på forbrændingsanlæg, som producerer energi. Energiproduktionen udgør ca. 4 % af det samlede energiforbrug i Danmark. Elproduktionen fra affald udgør ligeledes ca. 4 % af det samlede elforbrug. Selvom samfundets 1. prioritet er genanvendelse, er der en svag stigning i den mængde affald, som kræver brænding.

##### ***Teknologiens perspektiver med hensyn til priser og potentiale***

Det antages normalt, at 80 % af affaldet er bionedbrydeligt, dvs. af biomasseoprindelse, og dermed er denne fraktion et CO<sub>2</sub>-neutralt brændsel. 20 % af affaldet (plastic mv.) er af fossil oprindelse.

Grundet de stærkt korrosive røggasser kan de elproducerende anlæg (kraftvarme) ikke gå særligt højt op i temperatur, hvilket medfører ret lave elvirkningsgrader på omkring 20 – 25 %.

Hovedformålet med anlæggene er da også at bortskaffe affaldet, mens energiproduktionen kan betragtes som et brugbart biprodukt. Dette afspejles også i, at affaldet har en negativ pris, idet der skal betales affaldsafgift ved aflevering af affald til anlæggene.

Anlæggene skal være forsynet med en meget omfattende røgrensning, da ulempen ved denne affaldsbehandling er de stærkt forurenende og sundhedsskadelige røggasser. Bortskaffelsen af restprodukterne fra forbrændingen (aske, slagge) kræver ligeledes, at der tages vidtgående miljømæssige hensyn. Anlæggenes og deres drift er således omkostningstunge, hvilket forudsætter den negative pris på affaldet. Anlæggene kører efter et økonomisk "hvile-i-sig-selv"-princip.

### 2.2.7 Vindenergi

#### ***Beskrivelse af teknologien***

I Danmark har vindmøller været udnyttet som kraftkilde siden midt i 1200-tallet. Vindmøller blev gennem århundreder brugt til at male korn og som trækraft for nogle af landbrugets maskiner. Mange typer har præget det danske landskab fra stubmøllerne, over et par tusinde af de store hollandske møller, til mellem 20.000 og 30.000 møller ved danske landbrugsejendomme i første halvdel af 1900-tallet.

I 1891 begyndte fysikeren Poul la Cour på Askov Højskole, at eksperimentere med vindkraft til produktion af elektrisk strøm. La Cours forsøgsmølle producerede jævnstrøm til højskolen og Askov by og inspireret af la Cour blev der i de kommende år opført små landsby-elværker med vindmøller. Under 1. verdenskrig var der omkring 250 elproducerende vindmøller i Danmark, men efter 2. verdenskrig blev de sidste efterhånden udkonkurreret af større elværker, der fyrede med billig olie og kul.

I begyndelsen af 1970'erne voksede en ny interesse for vindmøller til elproduktion frem i Danmark. Udviklingen blev i starten drevet af ønsket om at gøre sig uafhængig af olie, som med 70'ernes energikriser medførte høje priser og en efterfølgende erkendelse af, at kul og olie er begrænsede. De første små elproducerende vindmøller begyndte at levere strøm til forsyningsnettet i 1976.

Senere satte en voksende miljøbevidsthed yderligere gang i udviklingen af vindmøllerne og de andre vedvarende energiforsyningsformer til lokal energiforsyning, og den enkelte vindmølle er i dag vokset fra at være en lille lokal producerende vindmølle på under 100 kW til store anlæg på 2-3 MW opstillet både på land og i store parker på havet. Forsøgsmøller på 4-5 MW rejses i dag.

Den moderne vindmølle er baseret på en teknologi, der udnytter vindens energiindhold ved at vinden bremses af en rotor (vindmøllervingerne), der via en aksel driver en generator, der kan producere elektricitet direkte eller indirekte til elnettet.

De vigtigste teknologiske emneområder er følgende:

- vinden og øvrige klimaparametre

- vindmøllens konstruktion og samspil med klimaparametre
- omsætningen af vindmøllens mekaniske energi til el
- styring og regulering af vindmøllen
- integration af den leverede el til elnettet.

Fremstillingsprocesser, materialeteknologi og andre tværfaglige områder spiller også en rolle for vindkraftteknologiens udvikling i det omfang, de knytter an til de specifikke vindkraftteknologiske problemstillinger.

### ***Teknologiens perspektiver med hensyn til priser og potentiale***

Udbygningen med vindkraft verden over er fortsat hovedsagelig politisk bestemt, idet vindkraft trods faldende omkostninger endnu ikke er fuldt konkurrencedygtig med el produceret på fossile brændsler.

Økonomien i vindkraft har udviklet sig gunstigt over de seneste 20 år. Den opnåede omkostningsreduktion skyldes især designoptimering, bedre viden om vindforhold og serieproduktion af mange møller af samme type. Udviklingen siden 1990 har endvidere understreget, at de hurtigste omkostningsreduktioner hentes ved at gøre møllerne større. Risø har beregnet udviklingen i kWh-prisen for vindproduceret el, baseret på erfaringer fra 1981 frem til 1998 med det resultat, at prisen er reduceret fra ca. 1,20 kr./kWh til ca. 0,30 kr./kWh i perioden.

Ifølge BTM Consult ApS er der sket en prisreduktion fra 1998 til 2004 på 14-15 %. Det skønnes, at ca. halvdelen af prisreduktionen stammer fra masseproduktion og halvdelen fra teknologiudviklingen.

Der er blandt forskere og fabrikanter enighed om, at der er potentiale for yderligere prisreduktion. Hvor meget prisen kan komme ned, og hvor lang tid der går, er mere spekulativt. En meget vigtig faktor for yderligere omkostningsreduktioner er markedsudviklingen. Men også udviklingen af nye materialer og komponenter og ny viden om lastgrundlag og metoder til optimering af konstruktionerne vil medvirke til at reducere prisen på vindkraftproduceret el.

Medio 2004 var der i Danmark en samlet vindkraftkapacitet på ca. 3100 MW fordelt på i alt ca. 5400 møller. De fleste blev opstillet på land i perioden 1996 til 2002. I 2002 og 2003 blev de første storskala-anlæg hver på 160 MW opstillet på havet ved Horns Rev og syd for Nysted på Lolland. Omkring 20 % af Danmarks nuværende elforbrug vil på årsbasis kunne dækkes med denne vindkraftkapacitet i normal år.

De bedste nye pladser for udnyttelse af vindkraft på land er ved at være opbrugt, og

en fremtidig udbygning i Danmark forventes at ske på havet. Der er stadig et potentiale i at udskifte mindre eller ineffektive vindmøller med større og/eller mere effektive. Den gennemsnitlige størrelse af de møller, der blev opstillet i Danmark i 2003 var på 2 MW, mens de i 1996 var på lidt over 500 kW.

Verdens samlede vindkraftkapacitet udgjorde ved udgangen 2003 ca. 40.000 MW. Heraf udgjorde tilvæksten i 2003 ca. 8.000 MW (118 MW i DK). De lande, der har opstillet mest vindkraft er Tyskland, Spanien, USA, Danmark og Indien. Den danske vindmølleindustri er verdens førende, og næsten halvdelen af verdens vindmøller er dansk producerede. De danske fabrikanter har forsat godt 40 % af verdensmarkedet - en position de har haft igennem nogle år.

Den europæiske vindkraftorganisation EWEA har i 2004 i rapporten "Wind Energy – The Facts" på basis af den hidtidige udvikling skønnet, at der vil være 75.000 MW i år 2010 og 180.000 MW i 2020 i EU. I rapporten "Wind Force 12" fra 2004 har EWEA sammen med Greenpeace opstillet et scenario på 12 % vindkraft af elektricitetsbehovet på verdensplan i 2020. Dette svarer til en installeret kapacitet på i alt 1.245 GW. For at nå denne kapacitet skal den årlige tilvækst øges fra de ca. 10.000 MW, der opstilles i dag til mere en 150.000 MW pr. år i 2020.

Andre analyser peger på lidt lavere vækst. Blandt andet forventer BTM Consult ApS i sin rapport "World Market Outlook" at verdens samlede tilvækst i perioden fra 2004 til 2008 vil stige fra godt 8.000 MW til ca. 14.000 MW.

Indpasning af møllerne på elnettet udgør imidlertid en udfordring, og behovet for løsninger i form af lagringsmuligheder vil øges i takt med udbygningen af kapaciteten.

Europa vurderes at forblive hovedmarkedet de nærmeste 5 år. USA er forsat det største enkeltmarked uden for Europa, men flere andre lande er begyndt at komme med f.eks. Kina. De største europæiske markeder i perioden forventes at blive Tyskland (> 3000 MW/år) og Storbritannien med over 2000 MW, blandt andet på grund af en stor udbygning på havet. Syv europæiske lande har konkrete offshore projekter under forberedelse.

### ***Erhvervsmæssigt potentiale***

Den samlede salgsværdi af den danske produktion af vindmøller vurderes at være omkring 20 mia. kr. om året, og langt den største del går til eksport. Beskæftigelsen i Danmark, baseret på tidligere nøgletal fra Vindmølleindustrien, vurderes at være på omkring 20.000 ansatte. Hvis dansk industri kan fastholde en markedsandel på godt 40 % i perioden, vil det være ensbetydende med en stigende dansk eksport.

Aktørerne inden for vindkraft omfatter vindmølleproducenter med underleverandø-

rer, aftagere af vindmøllerne, entreprenører, rådgivere og forsikringsselskaber samt institutioner, der arbejder med forskning og udvikling af vindkraftteknologi. Endvidere spiller politiske beslutninger og de offentlige myndigheder en stor rolle - dels i forbindelse med fastlæggelse rammerne for indførelse af vindkraft som en del af energipolitikken, dels til sikring af, at opstillede anlæg opfylder kvalitetsmæssige, sikkerhedsmæssige og miljømæssige krav.

Den danske vindmølleindustri er førende i verden, og hver af de fire store vindmøllefabrikker Vestas Wind Systems A/S, Bonus Energy A/S, Nordex A/S samt vinge-fabrikken LM Glasfiber A/S kan finansiere egen produktudvikling. Den førerposition, som danske fabrikker har opnået, kan blandt andet tilskrives gode rammebetingelser og et godt samspil mellem den offentligt støttede forskning og industriens udviklingsafdelinger.

Produktionen fra udenlandske selskaber, som i øvrigt baserer sig på danske vindmøllekoncepter, begynder at gøre sig gældende. Det mest markante eksempel er det spanske selskab Gamesa Eolica og det amerikanske GE. Det tyske selskab Enercons koncept adskiller sig ved at anvende en anden generatortype.

Både det teoretiske og praktiske vidensniveau er meget højt i Danmark sammenlignet med andre lande, hvor man beskæftiger sig med vindmøllekonstruktion. Risø vindenergiafdeling må betegnes som et af verdens førende videns- og forskningscentre inden for vindenergi. Herudover har Risø en række kompetenceområder, som vindenergiområdet også nyder godt af, bl.a. materialeforskning og systemanalyse. En medvirkende årsag til danske vindmøllers gode kvalitet har desuden været, at Energistyrelsen allerede i 1992 indførte en teknisk godkendelsesordning, som stiller krav til både sikkerhed og kvalitet af de møller, der opstilles i Danmark.

Risø indgår desuden strategiske samarbejdsaftaler med universiteterne om forskning inden for nærmere definerede områder, for eksempel med AAU inden for forskning i elektriske anlæg, styring og regulering og med DTU inden for blandt andet aeroelasticitet og aerodynamik. Desuden søges der etableret videncentre i samarbejde med blandt andet de godkendte teknologiske serviceinstitutter og rådgivende ingeniørfirmaer med særlige kompetencer inden for vindkraft offshore. Af andre institutter og rådgivere, som har særlige kompetencer inden for vindkraft, kan nævnes Energi- & Miljødata, Tripod Wind Energy ApS samt elselskabernes egne rådgivende ingeniørvirksomhed, blandt andet Elsam Engineering og SEAS.

I udlandet foregår den mest markante forsknings- og udviklingsindsats i Holland (ECN/Delft Universitet og KEMA), Tyskland (DEWI/Germ. Lloyd) og i USA ved NREL (National Renewable Energy Laboratory). I sammenligning med den danske indsats er der ingen af de øvrige lande, som har større indsats i "human resources" - om end nogle har sammenlignelige budgetter. IEA laver med mellemrum statistik over offentlig forskning på VE området blandt medlemslandene.



Risø har været med til at etablere en prøvestation i Ægypten (Hurgada) og lignende institutioner er eller har været under forberedelse i Rusland og i Indien.

### ***Samlet***

Vindkraftteknologien nærmer sig konkurrencedygtighed med fossile brændsler, og der er internationalt forventning om væsentlig udbygning i de kommende år. Med danske vindmølleproducenter blandt verdens førende og en aktuell markedsandel omkring de 40 % er der et meget betydeligt erhvervspotentiale.

#### 2.2.8 Solceller

##### ***Beskrivelse af teknologien***

Solceller omsætter en del af lysets energiindhold direkte til elektricitet uden nogen form for miljøpåvirkning, støj eller bevægelige dele. Elektriciteten produceres både fra direkte og fra diffust sollys. Et solcellepanels ydelse er afhængig af dets orientering og af lysets intensitet. Skygedannelser kan påvirke et solcellepanels ydelse i væsentlig grad. Med dagens solcelleteknologi kan godt 10 % af lysets energiindhold omsættes til el, d.v.s. én kvadratmeter optimalt orienteret solcellepanel vil under danske forhold typisk producere 80-90 kWh/år til levering til forbrug eller til elnettet.

Solceller kan fremstilles af forskellige materialer. Mest udbredt i dag er de såkaldte første generations solceller baseret på *mono- og poly-krystallinsk silicium*. Disse typer af solceller dækker i dag 80 % af markedet, heraf udgør de poly-krystallinske typer 50 %. Også i de kommende år forventes krystallinsk silicium at udgøre grundlaget for solcelleindustrien, om end markedsandelen ventes at falde til ca. 60 % i 2010. En barriere for fortsat vækst i krystallinske solceller kan blive mangel på ”feedstock”, det vil sige egnet silicium. I 2001 var produktionskapaciteten for silicium dog 26.000 tons, men der blev kun produceret 14.000 tons, heraf 4.000 tons til solceller

En anden type solceller er de såkaldte anden generations *solceller baseret på tyndfilm* af f.eks. amorft silicium, cadmium-tellur og kobber-indium-selen. Disse typer har været i begrænset produktion gennem adskillige år og har været betragtet som fremtidens ”løsning” på grund af ringe materialeforbrug og egnethed for stor-skalaproduktion. Det har vist sig langt sværere end forventet at produktmodne disse tyndfilmsteknologier, som stadig betragtes som lovende - nu med et forventet gennembrud omkring 2010-15. Det kan tilføjes, at BP Solar – en af verdens ledende solcelleproducenter – i 2002 opgav videre produktion af tyndfilmssolceller med henvisning til utilfredsstillende salg.

Endelig arbejdes der med en gruppe af solceller, der betegnes tredje generations

solceller. Det nærmere indhold af denne gruppe solceller er stadig under diskussion. Denne type solceller omfatter *høj-effektive tyndfilms teknologier*, med flere solceller ”stakket” oven på hinanden, således at hver udnytter en del af lysets spektrum med resulterende effektivitet i området 30-60 %. En speciel gruppe solceller udgøres af de *foto-elektrokemiske (PEC)* eller organiske solceller, som indtil videre udviser ringe effektivitet og begrænset levetid, men indebærer en potentiel meget lav fremstillingspris. PEC typer er lige kommet på markedet med modul effektivitet på 5-7 %. Endelig udvikles *polymere celler* (plastbaserede celler), der kan omfatte både tyndfilms- og PEC teknologi. Denne udvikling er langsigtet med en tids-horisont for kommercielle produkter på mere end 20 år.

### ***Teknologiens perspektiver med hensyn til priser og potentiale***

Solcellemoduler har en levetid på mere end 25 år og en energitilbagebetalingstid på 1-3 år.

Solcelleproduceret el er i dag normalt ikke konkurrencedygtig sammenlignet med konventionel el, men antallet og omfanget af nicheanvendelser er kraftigt voksende. Omkostningerne til elproduktion fra solceller er i USA vurderet til 1,4-2 kr./kWh i 2003 for anlæg med lav anlægspris og placering i områder med mange soltimer (høj benyttelsestid, ca. 2000 timer pr. år.). Elproduktionsomkostningerne vurderes til omkring det dobbelte (3-4 kr./kWh) ved et årligt solindfald som i Danmark, hvor benyttelsestiden ved en gunstig placering er ca. 1000 timer pr. år.

Teknologiens ”learning curve” viser faldende priser og denne tendens ventes at fortsætte med et stedse voksende marked som følge. Ifølge en IEA publikation (Wene, 2000) skal den årlige produktion af solcellemoduler med udgangspunkt i år 2000 øges med en faktor 100 for at opnå et tilstrækkeligt prisfald til, at el produceret på solceller under optimale forhold er fuldt konkurrencedygtigt med el produceret på fossile brændsler. Med den gennemsnitlige årlige markedsvækst i de seneste 5 år på godt 30 % vil dette vare op mod 20 år.

Som nævnt er de geografisk bestemte forhold for solceller ikke så optimale i DK som Afrika, Sydeuropa og Japan. Solindstrålingen i DK er dog i gennemsnit kun ca. 10 % ringere end i Tyskland, hvor der i øjeblikket med begunstigede eltariffer gennemføres store solcelleprojekter som afløser til det netop gennemførte 100.000-tag-program. Med en typisk dansk solindstråling på godt 1000 kWh/m<sup>2</sup>/år fås med dagens teknik en effektivitet på godt 10 %, svarende til en elproduktion efter tab i forbindelse med omdannelse til vekselstrøm m.m. på omkring 80-90 kWh/m<sup>2</sup>/år. Disse tal forudsætter optimal placering med hensyn til verdenshjørne, hældning og skyggevirksomheder. Målingerne fra SOL 300 projektet viser en gennemsnitlig produktion ind på elnettet på ca. 80 kWh pr m<sup>2</sup> pr. år for krystallinske siliciumceller.

Den internationale prisudvikling er i Danmark kommet til udtryk som et betydeligt

fald fra ca. 120 kr./Wp i 1992 til ca. 37 kr./Wp i 2002. Den danske prisudvikling skal ses som en følge af en kombination af faktorer som prisudviklingen på verdensmarkedet, stigende anlægsmængde, et begyndende dansk marked samt indhøstede erfaringer fra roof-top programmerne SOL 300 og SOL 1000. Den hidtidige udvikling viser ca. en halvering af prisen hvert 7. år. Forudsat at denne udvikling fortsætter i de kommende år vil prisen på el produceret med solceller omkring 2010 være på niveau med dagens priser på el inkl. afgifter, dvs. 6-7 gange højere end den rene produktionspris.

På længere sigt – ud over 2025 – kan solceller forventes at bidrage i det fremtidige danske elforsyningssystem, jf. EU's forventninger til solcelleteknologien på europæisk plan.

Det rent tekniske potentiale for anvendelsen af solceller i Danmark kan belyses som følger: En elproduktion svarende til Danmarks nuværende årlige el-forbrug på 33-35 TWh kan med dagens solcelleteknologi i løbet af et år produceres af et solcelle-bruttoareal på godt 250 km<sup>2</sup> svarende til ca. 0,6 % af Danmarks areal.

Med stigende anvendelse af solcelleproduceret el vil der være et stigende misforhold mellem produktions- og forbrugstidspunkter på året. Produktion af solcellestøm er dog størst i el-højlast perioden, og solceller har derfor indpasningsfordele i elsystemet i relation til døgnsvingninger i elforbruget.

Da teknologien er modulær forventes der i en overskuelig fremtid kun anlæg, som hver har meget ringe - hvis overhovedet nogen - indvirkning på elnettet. Undersøgelser i Sol 300 projektet indikerer, at solcelleanlæggene har en stabiliserende indvirkning på elnettet. Yderligere producerer solcellerne statistisk mest, når vinden blæser mindst.

### ***Erhvervsmæssigt potentiale***

Internationalt satses der på udviklingen af solceller især i Japan, USA og EU med Japan i lederrollen. To japanske firmaer er verdens største solcelleproducenter med markedsandele i 2001 på 19 % henholdsvis 13 %. Verdensmarkedet for solcelleteknologi var i 2003 omkring 750 MW repræsenterende en værdi på ca. 5 milliarder €, og markedet har i de senere år udvist en vækstrate på 30-40 % per år, en udvikling som forventes at fortsætte i de nærmeste år. Heraf tegnede europæisk industri sig for ca. 25 % af leverancerne af solcelleanlæg, medens Japan og USA tegnede sig for ca. 70 %. Den samlede installerede kapacitet ved udgangen af 2003 udgjorde globalt omkring 2 GW, mens den i Danmark var 1,9 MW.

Danske virksomheder er engageret i solcelleteknologi og dens anvendelse inden for flere felter i teknologiens værdikæde, herunder bl.a. fremstilling af silicium til solcelleproduktion, solcellemoduler, bygningskomponenter med solceller, vekselrette-

re til solcelleanlæg og montagesystemer for solcelleanlæg. Der kan eksempelvis nævnes virksomheder som Topsil, PowerLynx, Grundfos, Velux og Dansk Eternit. De fleste af disse områder har et betydeligt eksportpotentiale. Specielt koblingen mellem solceller og bygninger kan indebære, at traditionelle danske styrkepositioner som design og systemudformning vil kunne skabe synergier ved udvikling af fremtidige bygningskomponenter og -systemer.

Inden for ”feed-stock” (grundmateriale) udvikler og fremstiller Topsil i Frederikssund krystallinsk silicium primært til halvlederproduktion, men senest også til solceller. Topsil samarbejder med og leverer til udenlandske producenter af silicium solceller og cellemoduler.

Inden for første og anden generations solcelle- og modul fremstilling har Danmark en svag position; mange andre lande har gennem de seneste 2-3 årtier opbygget forskningsmiljøer, ekspertise og industri.

For tredje generations solceller, PEC (PhotoElectroChemical) solceller og polymer solceller findes danske nichemuligheder. Der gennemføres p.t. forskning og udvikling i forskellige sammenhænge med deltagelse af aktørerne Teknologisk Institut, RUC, DTU, AAU og Risø. Dette F&U-område rummer mulighed for – på længere sigt - at give væsentlige bidrag til forbedring af pris/ydelsesforholdet for solceller.

”Balance of System” (BoS) er alt hjælpeudstyr, der sammen med solcellemodulerne udgør et solcelleanlæg. Her har Danmark, som nævnt ovenfor, gode muligheder for at bidrage med regulerings- og effektelektronik (vekselrettere mv.), og der findes både stærke udviklingsmiljøer og industrikapacitet, bl.a. virksomheden PowerLynx.

Danske virksomheder er i dag med i udviklingen af nye produkter og systemer, hvor solceller indgår eksempelvis som bygningsintegrerede solceller. Der ses blandt arkitekter en stigende interesse for arkitektonisk tilfredsstillende solcelleløsninger som et nyt arbejdsfelt.

Med udgangspunkt i dagens situation vurderes der at være et fortsat erhvervspotentiale for en dansk indsats på solcelleområdet.

### ***Samlet***

Solcelle-el er i dag ikke konkurrencedygtig bortset fra visse nicheanvendelser, og teknologien forventes ikke at kunne bidrage af betydning til dansk energiforsyning omkring 2025 på markedsvilkår. Internationalt kræves der fortsat betydelige investeringer i forskning og udvikling, industriel produktion, udbredelse og markedsdannelse samt information, før solcelleanlæg bliver et væsentligt element i elforsyningen.

I dag er et par danske virksomheder godt med i udvikling og produktion af materiale til fremstilling af solceller samt støtteteknologier, og der er således et fortsat erhvervspotentiale til stede.

### 2.2.9 Bølgeenergi

#### ***Beskrivelse af teknologien***

Et bølgeenergianlæg er en konstruktion, der via et Power Take-off system omsætter bølgeinducerede kræfter til en energibærer - typisk el. Et anlæg kan bestå af et enkelt eller flere forbundne anlæg. Der findes flere grundlæggende typer af principper for omformningen af bølgekræfterne:

- OWC-anlæg (Oscillating Water Column), hvor bølgenes energi omsættes via fremkaldelsen af en svingende vandsøjle indesluttet i en kanal. Vandsøjlen driver en luftstrøm, som omsættes til el via en luftturbine. Denne anlægstype er typisk kystnær - eller ligefrem onshore.
- Opskylningsanlæg, hvor bølgerne skyller ind over én eller flere niveauforskudte ramper til et reservoir, hvis overflade er beliggende over havets overflade. Herfra ledes vandet gennem en elproducerende vandturbine tilbage til havet. Denne anlægstype kan være sprængt ind i klippekyster eller have form af store forankrede konstruktioner på havet.
- Point absorbere eller flyder/pumpe-systemer (og varianter heraf), der er flydere, som bevæges af bølgerne, og som aktiverer pumper, der driver turbiner eller hydraulikmotorer. Denne anlægstype er beregnet til dybere vand, og et samlet bølgekraftanlæg vil typisk bestå af et større antal forbundne enkeltanlæg (klynger).
- Turbine/mølle-systemer er kendetegnet ved, at de bølgeskabte vandbevægelser sætter vingeprofiler i rotation om en akse, som via et gear driver en generator.

Power Take-off-systemerne kan således være pneumatiske, hydrauliske eller mekaniske i kombination med en generator.

Der har siden energikrisen i 1973 været udviklingsinitiativer og programmer for bølgekraft i en række lande som Japan, USA, Indien, Portugal, Storbritannien, Norge, Danmark og Sverige, samt i forbindelse med EU's forsknings- og udviklingsprogrammer. Ingen af disse programmer har hidtil ført til et gennembrud for bølgekraft-teknologien.

I forbindelse med finanslovsaftalen for 1997 blev der iværksat et 4-årigt dansk ud-

viklingsprogram for bølgekraft, hvor der blev anvendt godt 36 mio. i tilskud til F&U-projekter. Programmets formål var at fremme en bred udvikling af en række mulige forskellige typer af anlæg med henblik på at udskille den eller de mest perspektivrige koncepter samt at understøtte opbygningen af et fagligt miljø på området. Der er blevet støttet modelforsøg til belysning af mere basale faktorer som styrke og overlevelse af konstruktionen samt mulig virkningsgrad for konceptet. Desuden er der støttet en række mere generelle projekter (beregningværktøjer, forsøgsmetodik m.v.) Sidst i programmet er der ydet støtte til egentlige pilotanlæg på havet. Udviklingsarbejdet inden for de mest lovende af de koncepter, som blev identificeret under Bølgekraftprogrammet, fortsætter nu under de PSO- og EFP-programmerne samt under EU's rammeprogram.

Udviklingen af bølgeenergianlæg befinder sig således i dag internationalt på et udpræget udviklings- og prækommercielt stadium. Der er p.t. kun installeret ganske få elproducerende prototype-anlæg verden over. Det største og nyeste er på 750 kW installeret effekt (Pelamis, UK). I Danmark afprøves pt. opskylningsanlægget Wave Dragon i Nissum Bredning i skala 1:4,5, og med et budget på godt 25 mio. kr.

### ***Teknologiens perspektiver med hensyn til priser og potentiale***

Havet dækker 70 % af kloden, så bølgeenergi er en global ressource. Langt størstedelen af det danske potentiale ligger i Nordsøen. Et regneeksempel svarende til strækningen på ca. 150 km fra farvandsgrænsen i syd (ved Danfeltet) til grænsen mod Norge i nord kan belyse størrelsesordenen af de udnyttelige danske ressourcer. Tilstrækkeligt langt fra kysten kan man benytte en årlig middelværdi for effekten i bølgerne på ca. 16 kW pr. meter bølgefront (til sammenligning op til 75 kW pr. meter bølgefront i de britiske farvande). En strækning på 150 km ude i havet vil da gennemstrømmes af en årlig bølgeenergi på 21 TWh. Iflg. analyser og forsøg udført i Storbritannien forventes forskellige typer af bølgekraftmaskiner at kunne omforme den fysiske bølgeenergi til el med en virkningsgrad på mellem 15 og 40 %. Antages der at kunne opnå en gennemsnitlig virkningsgrad på 25 % vil der fra den 150 km lange danske strækning kunne produceres ca. 5 TWh.

Afhængig af hvor stort et havområde, der tænkes udnyttet – også set i forhold til ”skyggeeffekterne” mellem de enkelte anlæg - og af hvilken virkningsgrad, der kan opnås, kan det groft estimeres, at potentialet i den danske del af Nordsøen i princippet er 5 – 15 TWh svarende til ca. 15 – 45 % af det nuværende elforbrug.

Der er p.t. ikke grundlag for at vurdere prisen pr. kWh el produceret fra bølgekraftanlæg under danske forhold. Udenlandske pilot-anlæg har tegnet kontrakt med en elafregningspris på ca. 70 øre/kWh.

Det videre udviklingsarbejde koncentrerer sig om at udvikle forbedrede anlægskoncepter og om at afprøve lovende principper i større skala på havet. Endvidere

arbejdes der i Danmark på at klarlægge de mulige synergieffekter med offshore vindmølleparker. Bølgerne fortsætter efter at vinden har lagt sig og ”lagrer” dermed vindenergien i en vis tid, hvilket taler for et godt systemsamspil mellem de to teknologier. Endvidere er synergimuligheder med hensyn til infrastruktur, konstruktion og vedligeholdelse mv.

### ***Erhvervsmæssigt potentiale***

Danmark er blandt de førende lande inden for udvikling af bølgekraft. En række innovative udviklingsvirksomheder har med underleverancer fra den mere ”traditionelle” komponentindustri formået at skabe en relativt hurtig udviklingshastighed i de seneste 5 år. Der er behov for en udviklingsindsats. Stærke private investorer mangler dog stadig.

Det globale potentiale for afsætning af færdigudviklet kommerciel bølgekraftteknologi er meget betydeligt.

Selve produktionen af bølgekraftanlæg passer godt til blandt andet den danske værfts- og offshoreindustri, og med hensyn til rådgivningsvirksomhed står Danmark stærkt på disse områder og inden for store infrastrukturarbejder.

### ***Samlet***

Bølgekraft er en potentielt perspektivrig teknologi, som i dag befinder sig på et udviklings- og prækommercielt stadium. Det vurderes i såvel Danmark som i en række andre førende bølgekraftlande, at udviklingen foregår stærkere end på noget tidligere tidspunkt.

Der er danske virksomheder, som vil kunne gå i udviklingen af denne teknologi, og der er rådgivervirksomheder, der besidder kompetence inden for teknologien. Der er behov for en udviklingsindsats.

Om det tekniske og erhvervsmæssige potentiale kan udnyttes, afhænger blandt andet af om det lykkes at udvikle anlæg, som ud fra en omkostningsvurdering kan konkurrere eller kombineres med off-shore-vindkraft.

#### **2.2.10 Fusion**

### ***Beskrivelse af teknologien***

Ved fusion af atomkerner frigives energi. Teknologien er et potentielt alternativ til produktion af el og varme. Fusion omtales kun kort, da teknologiens perspektiver under alle omstændigheder ligger efter 2025.

### ***Teknologiens perspektiver med hensyn til priser og potentiale***

På lang sigt forventes der at være mulighed for, at fusionsenergi vil kunne yde et væsentligt bidrag til energiforsyningen. Med de nuværende planer forventes det, at der vil være mulighed for kommerciel energiproduktion ved fusion omkring år 2040. Der planlægges for tiden bygning af et stort forsøgsanlæg, ITER, med henblik på gennemførelse af en række af de yderligere forsøg, som er nødvendige før bygning af et demonstrationsanlæg for energiproduktion. Udover forsøgene på ITER vil der blandt andet blive behov for forsøg med henblik på bedst muligt valg af materialer til en kommende fusionsreaktor. Dersom de nævnte materialeforsøg udføres parallelt med forsøgene på ITER, vil der være mulighed for at fremskynde udviklingen betydeligt. Der er imidlertid ikke udsigt til, at fusionsenergi vil kunne bidrage af nogen betydning til energiforsyningen inden år 2025.

### ***Danske erhvervspotentialer***

Forskning og udvikling på dette område foregår i dag i et internationalt samarbejde med deltagelse af EU, USA, Japan, Kina, Korea og Rusland. Fra dansk side deltager Risø i fusionsforskningen med støtte fra EU's forskningsprogram. Det skønnes, at der i begrænset omfang vil være mulighed for leverancer fra danske højteknologiske virksomheder i forbindelse med bygningen af ITER og eventuelt andre forsøgsanlæg.

## **2.3 Vurdering af teknologier til fjernvarmeproduktion**

### **2.3.1 Fjernvarmeanlæg**

#### ***Beskrivelse af teknologien***

Fjernvarme inkluderer udnyttelse af rest- eller spildvarme fra elproduktion. Teknologien er miljøvenlig, idet man opnår en betydelig stigning i den totale virkningsgrad af det benyttede brændsel. Teknologiområdet omfatter de rørsystemer, der er anlagt til fordeling af varme samt de anlæg, som er installeret i den forbindelse.

### ***Teknologiens perspektiver med hensyn til priser og potentiale***

Anlæg af fjernvarmesystemer er en langsigtet investering, hvilket kan medføre, at indpasning af nye teknologier vanskeliggøres. Fjernvarmeteknologien må i dag betragtes som en moden teknologi, hvor de forskningsmæssige udfordringer inden for en del af området (rørsystemerne) ikke er markante, men da teknologien er meget udbredt, vil forbedringer af f.eks. u hensigtsmæssige energitab kunne få markante virkninger på det samlede energiregnskab. Mulige forbedringer kan vedrøre bedre isolering af fjernvarmerørene eller nedsættelse af friktionen i rørene.



### ***Erhvervsmæssigt potentiale***

Eksporten af udstyr i forbindelse med fjern- og kraftvarme var i 2002 omkring 2,5 mia. kr. Blandt virksomheder, der gør sig gældende inden for området, er Grundfos og Danfoss med levering af pumper og ventiler. Herudover er der blandt aktørerne en række store og små fjernvarmeselskaber, store og små rørleverandører samt andre industrier og entreprenører, hvortil kommer rådgivere med fjernvarme som speciale. Endvidere er der kompetence inden for forskning og udvikling på DTU og de teknologiske service institutioner, herunder Teknologisk Institut.

### ***Samlet***

Der er tale om en moden teknologi med stor udbredelse. Der er danske virksomheder, som står stærkt internationalt, inden for de forskellige dele af området.

#### 2.3.2 Varmepumpeanlæg

##### ***Beskrivelse af teknologien***

Varmepumpeanlæg er baseret på samme teknologi som køleanlæg. I varmepumper udnyttes varmeenergi fra omgivelserne (varmekilden) via en termodynamisk kredsløbsproces og et egnet kølemiddel. Kølemidlet cirkulerer i et lukket kredsløb ved et lavt temperaturniveau og omsætter, under tilførsel af mekanisk energi, varmeenergien til et højere temperaturniveau. Varmeenergien kan herefter direkte anvendes til opvarmningsformål. Input er således varmeenergi fra en lavere-temperaturvarmekilde samt drivenergi i form af el, gas eller lign. Output er varmeenergi ved et normalt direkte anvendeligt temperaturniveau. Kompressorvarmepumper anvender el som drivenergi, mens absorptionsvarmepumper bruger brændstof.

Teorien for den termodynamiske kredsløbsproces (Carnot-kredsløbsprocessen) er grundlag for nutidens køle- og varmepumpeteknologi. Teknologisk er der en tæt sammenhæng mellem køle- og varmepumpeindustrien, og varmepumpeteknologien er i dag lige så kendt og gennemprøvet som køleteknologien.

Varmepumper leveres som standard i lille skala i intervallet 1 til 25 kW og fra 25 kW til 3-5 MW eller i stor skala op fra 50 til 100 MW.

Varmepumper anvendes i dag til industrielle formål (varmegenvinding), individuel opvarmning og fjernvarmeforsyning. Drivenergien er normalt el. På det danske marked findes der ca. 20 producenter af anlæg. Afhængig af temperaturniveau på varmekilden og ønsket temperaturniveau på den leverede varme, kan årsnytttevirkningen for et varmepumpeanlæg i dag være 2-5, dvs. at den leverede varmemængde er 2-5 gange så stor som den tilførte drivenergi. Ved udnyttelse af højtemperatur-

varmekilder som industriel procesvarme eller geotermisk varme kan nyttevirkningen blive højere.

I Danmark er varmekilden i dag oftest vedvarende energi i form af primært akkumuleret solvarme i udeluft eller i det øverste jordlag. Solenergien udnyttes på denne måde til rumopvarmning og til varmt brugsvand. I industri og landbrug udnyttes varmepumper endvidere til varmegenvinding fra lavtemperaturoverskudsvarme, som stammer fra blandt andet anvendelse af fossilt brændstof eller fra spildvarme fra dyrehold eller processer.

Eldrevne varmepumpers miljøvenlighed er med hensyn til drivenergi snævert knyttet til den overordnede elproduktions sammensætning. I et elsystem som er baseret på store mængder vedvarende energi vil varmepumpeteknologien således være en miljøvenlig opvarmningsform sammenlignet med opvarmning baseret på fossilt brændsel. I det nuværende elsystem er anvendelsen af moderne varmepumpeanlæg væsentligt mere miljøvenlig end direkte elvarme og bedre end olie- og gasfyring.

De kølemidler, der anvendes i varmepumper i dag, er typisk af typen HFC, som ikke skader ozonlaget. Da disse stoffer er kategoriserede som kraftige drivhusgasser, har Miljøstyrelsen igangsat en udfasningsplan for disse kølemidler. Producenterne søger derfor alternativer (naturlige kølemidler), og der ses i dag varmepumper med propan som kølemiddel på markedet. CO<sub>2</sub> og vand kan også bruges. Udviklingen i de kommende år vil have fokus på kølemiddelproblematikken, og det vurderes, at indførelsen af naturlige kølemidler vil have en positiv effekt på varmepumperne samlede effektivitet og dermed medføre en yderligere reduktion i miljøbelastningen fra systemerne.

### ***Teknologiens perspektiver med hensyn til priser og potentiale***

Der er i Danmark i dag installeret ca. 35.000 små varmepumpeanlæg til opvarmning i enkeltboliger og ca. 5.000 større anlæg til blokopvarmning samt anlæg i landbrug og industri mv. Den leverede nettoenergi (efter fradrag af drivenergien) er ca. 4 PJ årligt svarende til ca. 6 % af det samlede bidrag fra vedvarende energi i den danske energiforsyning.

Der er mulighed for udnyttelse af flere individuelle varmepumpeanlæg til opvarmning af boliger, primært uden for de fjernvarmeforsynede områder. Det teoretiske markedspotentiale skønnes i disse områder at udgøre ca. 50 PJ/år inkl. anvendelsen af naturgasdrevne varmepumper.

Der er endvidere væsentlige muligheder i at udnytte eloverløb i såvel store som individuelle varmepumpeanlæg i et fremtidigt elsystem baseret på store mængder vedvarende energi og varmebunden elproduktion. Varmepumper vil - lokalt placeret - kunne forbruge (evt. i forbindelse med varmelagring) eloverløbet på de tids-

punkter af døgnet og året, det forekommer, og der kan opnås et samlet system, som vil kunne tilpasse el- og varmeproduktionen til de lokale forbrug. Endvidere er der et potentiale for at udnytte varmepumpeanlæg i forbindelse med geotermianlæg - også i eloverløbssituationer. Netop eloverløbet er interessant set i lyset af, at varmepumperne vil kunne producere varme i perioder, hvor elforbruget ellers ikke matcher produktionen (eksempelvis kolde vintermåneder).

Anskaffelsesomkostningerne for et varmepumpeanlæg til individuel opvarmning er noget højere end omkostningerne til etablering af anlæg til afbrænding af fossilt brændsel (olie- og gasfyr). Men da driftsomkostningerne er væsentligt lavere, vil anlæggene typisk være tilbagebetalt over en periode på under 10 år. I forbindelse med nybyggeri vil tilbagebetalingstiden være kortere. Prisen for store varmepumpeanlæg placeret i fjernvarmesystemer vurderes at være konkurrencedygtig med andre kendte anlægssystemer.

En varmepumpe vil typisk optage varme fra jorden, udeluften eller ventilationsluften fra bygningen. For jordvarmepumper og ventilationsvarmepumper kan der opnås en meget høj effektfaktor for varmepumpen. For luftvarmepumper er tidligere set eksempler på anlæg med meget dårlig effektfaktor. For at opnå en tilstrækkelig god effektfaktor for luftvarmepumpen bør varmtvandsproduktionen varetages af en elpatron, således at varmepumpen kan levere varme ved en relativt lav temperatur.

De mest effektive varmepumpesystemer til husstandsbrug i dag leverer op til 4 gange den varmemængde relativt til den elektricitet de bruger. Der er ingen umiddelbare tegn på at udviklingen mod stadig bedre varmepumpeydelser er aftagende og teoretisk resterer der da også et potentiale for forbedringer.

Varmepumpers ydelse er bedst i kombination med lavtemperatursystemer, eksempelvis gulvvarme eller luftvarme, og opvarmningen af brugsvand giver en lavere effektfaktor.

En del varmepumper har luftbåret fordeling af varmen til de forskellige rum/zoner ved hjælp af et antal indedele. Det er muligt (mest oplagt i nybyggeri) at installere et luftkanalsystem til ventilation og varmedistribution.

### ***Erhvervsmæssigt potentiale***

Danmark har en stor og markant kølebranche. En række producenter inden for køleteknologi beskæftiger sig ligeledes med varmepumper, og de danske fremstillede varmepumper er - foruden at være blandt de absolut bedste på verdensmarkedet - internationalt konkurrencedygtige. Desuden fremstiller og eksporterer Danfoss mfl. en række nøglekomponenter til brug for udenlandske varmepumpefabrikanter. Den samlede årlige eksport vurderes at være i størrelsesordenen 100 mio. til 200 mio. kr.

I en række andre lande i Europa er varmepumper langt mere udbredt - og en mere integreret del af energipolitikken - end i Danmark. Det gælder Sverige, Norge, Østrig, Schweiz, Tyskland og Holland. Det fremgår da også af europæiske undersøgelser, at varmepumper som hovedregel altid vil være mere miljøvenlige end varmeanlæg baseret på afbrænding af fossilt brændsel.

I de nordiske lande og i Centraleuropa er der som følge af den stigende fokus på energiknaphed og højere priser på traditionel opvarmning en stærkt stigende efterspørgsel efter varmepumpeanlæg til individuel opvarmning, som også bakkes op af nationale støtteordninger. De østeuropæiske lande udgør et nyt potentielt stort marked. Med udgangspunkt i den nuværende styrke på markedet er erhvervspotentialet for de danske virksomheder meget betydeligt.

En væsentlig barriere for udbredelsen af varmepumper i Danmark er forbrugernes begrænsede kendskab til varmepumper. Om end det vurderes, at de seneste års stigning i priserne på olie og naturgas har øget interessen for alternative opvarmningssystemer, herunder varmepumper, er forbrugernes kendskab til denne teknologi - sammenlignet med kendskabet til andre vedvarende energikilder - stadig relativt begrænset.

Prøvestationen for Varmepumpeanlæg, som er placeret på Afdelingen for Køleteknik på Dansk Teknologisk Institut, er et centralt dansk center for udvikling af varmepumpeteknologien. Centret samarbejder med danske producenter, ligesom det udfører internationalt samarbejde på området inden for bl.a. normer og standarder.

Forsknings- og udviklingsindsatsen inden for området har til formål en løbende forbedring af varmepumpernes effektivitet og deres miljøvenlighed (kølemidler). Endvidere fokuseres på samspillet med andre vedvarende energikilder og med det samlede energisystem. En fortsat udviklingsindsats er afgørende for at de danske fabrikanter kan bevare deres konkurrencedygtighed på det globale marked.

### ***Samlet***

Varmepumpeteknologien er i Danmark en forholdsvis overset teknologi, som har potentiale for yderligere udnyttelse. Teknologien er forholdsvis konkurrencedygtig på markedsvilkår, og øget udnyttelse vil kunne bidrage til forsyningssikkerhed, eksport, beskæftigelse og miljø. Der vil være behov for en fortsat forsknings-, udviklings- og implementeringsindsats.

Teknologien kan blive et attraktivt systemelement til løsning af de udfordringer, som et fremtidigt elsystem med store mængder fluktuerende vedvarende energi og varmebunden elproduktion vil byde på inden for tilpasning af produktion til forbrug.

Danmark står i teknologisk internationalt stærkt på området, og der er et stort potentiale for at udvide volumen af den danske produktion af især små anlæg, ikke mindst til eksport.

### 2.3.3 Geotermisk energi

#### ***Beskrivelse af teknologien***

Geotermisk energi er varme fra jordens indre. Mulighederne for at udnytte den geotermiske energi afhænger af tilstedeværelsen af vandførende lag, lagenes temperatur og vandledende egenskaber samt afsætningsmulighederne for den geotermiske varme. Udnyttelse i Danmark forudsætter tilladelse efter Undergrundsloven.

Energien udnyttes ved at oppumpe varmt vand fra 0,5-3 km's dybde og overføre varmen til fjernvarmenet med anvendelse af varmevekslere og varmepumper. I 3 km's dybde er temperaturen ca. 100° C, og varmen kan dermed overføres ved simpel varmeveksling. Dansk efterforskning har imidlertid vist, at det normalt bedre kan betale sig at anvende højereliggende vandførende lag med bedre vandledende egenskaber og anvende varmepumper til overførsel af varmen.

Det geotermiske vand oppumpes gennem produktionsboringer og returneres til samme vandførende lag gennem injektionsboringer. Ved produktion af geotermisk varme fjernes lokalt større energimængder fra reservoiret, end der tilføres fra jordens indre. Afstanden mellem produktionsboring og injektionsboring er bestemmende for, hvornår afkølingen fra injektionen kan mærkes i produktionsboringen. Der skal typisk bores en ny produktionsboring efter 30 års drift for at opretholde en tilfredsstillende produktionstemperatur.

Den geotermiske varme kan afsættes til de fleste danske fjernvarmenet, men det optimale er at afsætte den til et lavtemperaturnet i grundlastområdet. Den benyttede teknologi i anlæggene er kendt og velafprøvet.

Siden 1984 har et geotermisk anlæg ved Thisted leveret varme til byens fjernvarmesystem. Der hentes vand med en temperatur på ca. 45° C fra en dybde på ca. 1250 m. Varmen overføres til fjernvarmenettet i Thisted med en absorptionsvarmepumpe, der drives af varme fra et affaldsbaseret kraftvarmeanlæg samt naturgaskedler. Der har været gode tekniske og driftsmæssige erfaringer med dette anlæg.

I efteråret 2004 idriftsættes et nyt geotermisk demonstrationsanlæg ved Amagerværket, som skal levere varme til det københavnske fjernvarmenet. Det er parterne i HGS - Hovedstadsområdets Geotermiske Samarbejde bestående af DONG, CTR, E2, KE og VEKS - der står bag anlægget. Dette nye demonstrationsanlæg har betydeligt større effekt end anlægget i Thisted. Det varme vand fra undergrunden, der

udnyttes i anlægget ved Amagerværket, har en temperatur på ca. 73° C, og det hentes fra en dybde på ca. 2500 m. Også i dette anlæg benyttes absorptionsvarmepumper. Den nødvendige drivvarme til drift af varmepumperne leveres fra Amagerværket, og drivvarmen leveres sammen med den geotermiske varme også til fjernvarmenettet.

### ***Teknologiens perspektiver med hensyn til priser og potentiale***

Herhjemme har der hidtil været så stor usikkerhed om mulighederne for geotermisk varmeproduktion, at udnyttelse af geotermi ikke har indgået i den løbende planlægning af varmeforsyningen herhjemme. Endvidere har kraftvarme i en årrække dækket varmebehovet på de større fjernvarmenet. I det omfang kraftvarmen ikke fremover kan dække varmebehovet ved den ønskede elproduktion, vil geotermien kunne bidrage til et energisystem, der kan tilpasse sig et behov for mere varme i forhold til el med en højere virkningsgrad end kraftvarmen.

Der er flere steder i landet et væsentligt geotermisk potentiale. GEUS har kortlagt egnede sandstenslag i Danmarks undergrund med et varmeindhold svarende til Danmarks samlede varmebehov i flere hundrede år og peget på gode produktionsmuligheder i bl.a.: Københavnsområdet, Brønderslev, Hillerød, Hjørring, Holbæk, Kalundborg, Kerteminde og Nyborg.

Resultaterne fra det nye demonstrationsanlæg ved Amagerværket vil være med til at belyse såvel de tekniske som økonomiske muligheder for en fremtidig øget anvendelse af geotermi i Danmark. Med de temperaturforhold, der er i undergrunden i Danmark, vil der ikke være basis for produktion af elektricitet.

Der kunne være et potentiale for at kombinere geotermisk varmeproduktion med lagring af varme, som kunne stamme fra solvarme eller overskydende varmeproduktion fra affaldsforbrænding om sommeren.

Etablering af geotermiske anlæg er forbundet med en vis risiko, især i relation til den første boring, hvor der er risiko for, at det forventede reservoir med varmt vand ikke er til stede, eller at det ikke har de produktionsegenskaber, som er nødvendige for at kunne etablere et geotermisk anlæg.

### ***Erhvervsmæssigt potentiale***

Flere danske selskaber og institutioner har erfaring vedrørende geotermi. DONG har en geotermisk koncession i Danmark og besidder væsentlig ekspertise inden for efterforskning, herunder geologi, seismik, reservoiringeniørvurderinger og boreteknik. Desuden har selskaberne DONG, CTR, E2, KE og VEKS en geotermisk koncession i hovedstadsområdet. DONG har endvidere i samarbejde med Houe & Olsen, Thisted erfaring fra etablering og drift af anlæg i Danmark og i en række

andre lande. GEUS besidder stor viden om lagene i den danske undergrund. I forbindelse med det nye demonstrationsanlæg for geotermi ved Amagerværket vil E2 få erfaring med anlæg og drift af geotermisk anlæg.

GEUS har kortlagt danske reservoirer og udarbejdet geotermisk atlas for EU. Dansk industri har leveret kedler og andre fjernvarmekomponenter til geotermiske anlæg samt styresystemer og filtre til filtrering af det geotermiske vand.

En mere detaljeret kortlægning af undergrunden kan gennemføres af danske selskaber. Gennemførelse af seismiske undersøgelser vil kræve udenlandsk medvirken. Ligeledes vil udførelse af dybe borer medføre behov for medvirken af udenlandske selskaber, idet der ikke i dag findes egnet dansk boreudstyr. Planlægning og bygning af geotermiske anlæg kan gennemføres af danske selskaber, hvorimod leverancer til nye anlæg af varmepumper m.m. i stor udstrækning formentlig vil komme fra udlandet.

### ***Samlet***

Geotermisk energi udnyttes i mange lande og er teknologisk velkendt. Der er ekspertise herhjemme til etablering og drift af anlæg, som med et vist omfang af aktivitet herhjemme vil kunne danne grundlag for leverancer af teknisk ekspertise ud af landet. Større komponenter der indgår i anlæg til udnyttelse af geotermisk energi (varmepumper og lignende) fremstilles dog ikke i Danmark. En fordel ved anvendelse af geotermi er endvidere, at øget anvendelse af geotermisk energi måske har perspektiver med hensyn til balance og lagring i el og varmenet i en situation med øget elproduktion.

#### **2.3.4 Biomassefjernvarme**

Anvendelsen af halm og flis til fjernvarmeproduktion er øget markant siden de første værker blev bygget i starten 1980'erne. Der er i dag ca. 120 biomassefyrede varmekedler, der anvender flis, træpiller eller halm, eventuelt i kombination med andre brændsler. Værkernes gennemsnitsstørrelse er ca. 3,5 MW.

Værkerne er typisk bygget med en høj grad af automatisering. F.eks. sker indfyringen af brændsel fra lager til kedel på de større værker typisk ved hjælp af en computerstyret kran, der selv holder styr på lagerbeholdningen.

Til indfyring og forbrænding anvendes en lang række forskellige koncepter. For flisfyrede anlæg kan nævnes hydraulisk indskubning, stokerfyring, tragt på rist, spreaderstoker og pneumatisk stoker, og for halmfyrede anlæg kan nævnes anlæg

for snittet halm, for oprevet halm og for skivede baller. For flisfyrede anlæg kan der typisk opnås en virkningsgrad på 100-105%<sup>2</sup>, mens virkningsgraden for halmfyrede anlæg kan være eksempelvis 85-90%.

Røgen fra forbrændingen skal renses, først og fremmest for partikler og flyveaske, og den opsamlede aske skal håndteres. For anlæg med røggaskondensering skal kondensatet behandles, inden det bortledes.

### ***Erhvervsmæssigt potentiale***

Biomasseteknologi udgør en af Danmarks absolutte styrkepositioner på energiområdet. Inden for anvendelse af græsagtige brændsler som halm ved forbrænding er Danmark globalt set ene i front, og inden for anvendelse af biomasse i ristefyrede anlæg er Danmark blandt de førende.

Eksporten på området er endnu relativt begrænset, men i takt med, at de globale krav til reduktion af CO<sub>2</sub>-udledninger skærpes, forventes interessen for biomasseanlæg – og dermed den danske eksport – at stige. Det vurderes således, at der er store erhvervsmæssige potentialer på området.

#### 2.3.5 Aktiv solvarme

### ***Beskrivelse af teknologien***

En solfanger absorberer typisk 80-90% af energiindholdet i både direkte og diffust sollys, som derved omsættes til varme. En del af varmen tabes igen fra solfangeren og det øvrige anlæg med det resultat, at solvarmeanlægget typisk udnytter 30-50% af den indstrålede solenergi. Afhængig af solfangertype, placering, anlægstype m.m. svarer dette til årlige ydelser i intervallet fra 300 til 600 kWh/m<sup>2</sup>, hvortil kommer et sparet tomgangstab af væsentlig størrelse i det konventionelle energiforsyningsanlæg.

De mest almindelige solfangertyper er:

- Uafdækkede solfangere: Simple plastabsorbere uden dæklag, der typisk anvendes til opvarmning af svømmebade, typisk årlig ydelse: 200-300 kWh/m<sup>2</sup>
- Plane solfangere: Flad absorberplade indbygget i isoleret plan ramme med et eller to gennemsigtige dæklag, anvendes typisk til varmt brugsvand og bolig-

---

<sup>2</sup> Procenten angives i forhold til den nedre brændværdi, og da flis har et stort vandindhold fås typisk virkningsgrader over 100% for kondenserende kedler.



opvarmning samt fjernvarme. De mest effektive typer kan tillige anvendes til fjernvarme, procesvarme og køling. Fremstilles af forskellige materialer: Aluminium, kobber, glas, plast, stål, m.v. Typisk årlig ydelse: 300-500 kWh/m<sup>2</sup>

- Evakuerede glasrørssolfangere: Lufttomme glasrør med indbygget absorber. Absorberen er typisk af kobber eller kobber/aluminium, men solfangeren kan også laves helt i glas. P.g.a. af det lave varmetab er denne solfangertype meget effektiv også ved høje temperaturer. Anvendelser: varmt brugsvand, boligopvarmning, fjernvarme, procesvarme, køling, m.v. Typisk årlig ydelse: 400-600 kWh/m<sup>2</sup>.

De mest almindelige solvarmeanlæg er:

- Brugsvandsanlæg til enfamiliehuse (typisk årlig dækningsgrad<sup>3</sup> 50-70%)
- Rumopvarmnings- og brugsvandsanlæg til enfamiliehuse (typisk årlig dækningsgrad 15-25%)
- Brugsvandsanlæg til institutioner/boligblokke m.m. (årlig dækningsgrad 25%-70%)
- Solvarmecentraler til fjernvarme (årlig dækningsgrad 7-30%)
- Svømmebadsanlæg

### ***Teknologiens perspektiver med hensyn til priser og potentiale***

Solvarmens bidrag til dansk energiforsyning udgør i dag få promille. Solvarme er i dag under visse omstændigheder en privatøkonomisk fordelagtig investering med tilbagebetalingstider 7-10 år. Det gælder for eksempel:

- ved stort brugsvandsforbrug,
- som alternativ til el-opvarmning af varmt brugsvand,
- i boliger der opvarmes om sommeren – eks. komfortgulvvarme,
- i nybyggeri og ved udskiftning af varmtvandsbeholder,
- som solvarme til fjernvarme (lav dækningsgrad, uden sæsonlagring),
- ved svømmebadsopvarmning eller
- i store anlæg i tilknytning til fjernvarmeanlæg.

CO<sub>2</sub>-skyggepriserne er dog stadig relativt høje sammenlignet med andre VE-kilder: 700-1000 kr. pr. ton for store anlæg og 1500-3000 kr. for mindre anlæg.

---

<sup>3</sup> Dækningsgrad: Den del af forbruget der dækkes af solvarme

Ikke desto mindre er der sket en fortsat kraftig udbredelse af solvarme i store dele af det øvrige Europa i forbindelse med offentlige tilskud. Illustreret med tal fra 2003 kan nævnes:

- en årlig produktion på ca. 1,4 mio. m<sup>2</sup> (omregnet til MW<sub>P</sub> for at sammenligne med solceller og vindmøller svarer det til en årlig produktion på ca. 925 MW<sub>P</sub><sup>4</sup>),
- en årlig omsætning på ca. 3 milliarder kr. og
- en gennemsnitlig årlig vækstrate på 25%.

På verdensplan lå den årlige produktion i 2001 på ca. 13 mio. m<sup>2</sup>, og den årlige energiproduktion fra verdens solvarmeanlæg samme år var 42 TWh (det vil sige større end verdens samlede vindenergiproduktion, der dette år var 34 TWh (Werner Weiss, 2004)<sup>5</sup>). Fra 2000 til 2001 steg produktion af solfangere på verdensplan med 30 %.

Prisen på solvarmeanlæg er i de senere år – i takt med det kraftigt stigende europæiske marked<sup>6</sup> – faldet med ca. 5 % om året, og denne tendens ventes at forsætte frem til 2010 (EREC 2003) med en forbedret konkurrencedygtighed til følge.

Den seneste vurdering<sup>7</sup> af den praktisk maksimalt opnåelige udbredelse af solvarme i Danmark svarer til en årlig ydelse på 13 TWh svarende til ca. 30 % af Danmark nuværende forbrug til boligopvarmning – og svarende til ca. 4 m<sup>2</sup> solfanger pr. indbygger. CO<sub>2</sub>-besparelsen pr. år ved udnyttelse af potentialet er ca. 4 mio. ton.

Solfangere har en levetid på mere end 25 år og en energitilbagebetalingstid på ½-1 år.

### ***Erhvervsmæssigt potentiale***

Dansk industri har været godt med i solvarmeudviklingen siden begyndelsen af 1970'erne. Trods et stærkt faldende hjemmemarked siden 1997 har enkelte virksomheder overlevet - primært ved at satse på eksport. Af væsentlige danske eks-

---

<sup>4</sup> MW<sub>P</sub> for solvarme er her defineret som ydelse i klart solskin og under gennemsnitlige driftsbetingelser – dette giver en anslået gennemsnitlig solfangerydelse på ca. 0.68 kW/m<sup>2</sup>. Ved sammenligning med solceller og vindmøller skal der dog tages hensyn til at disse producerer elektricitet og solfangere producerer varme.

<sup>5</sup> Werner Weiss "New Emerging Markets and applications for Solar Thermal Systems, EuroSun 2004.

<sup>6</sup> 1990-2001 14 % årlig vækst gennemsnitlig i Europa (EREC 2004), 2003: 25 % gennemsnitlig vækst i Europa (ESTIF Newsletter juni 2004)

<sup>7</sup> (ESTIF 2003)

portprodukter på solvarmeområdet kan nævnes: selektiv belægning<sup>8</sup>, antirefleksbehandlet glas<sup>9</sup>, absorberstrips<sup>10</sup>, store solfangermoduler<sup>11</sup>, tagintegrerede solfanger<sup>12</sup>, mv. Dertil kommer at en væsentlig del af de ca. 2 mio. europæiske solvarmeanlæg er forsynet med danskproducerede pumper<sup>13</sup>.

Der er et betydeligt marked, hvor danske virksomheder har mulighed for at gøre sig gældende. Samtidig er der dog store veletablerede udenlandske/internationale aktører, der satser kraftigt på solvarme og vinder frem<sup>14</sup> på de store markeder.

Det formodes, at EU's byggedirektiv, der indregner solvarme som en energibesparelse i forhold til en maksimeret energiramme for en bygning, vil give nye incitamenter for anvendelsen af solvarme, når det træder i kraft senest 2006. Tilsvarende vil EU's kvotedirektiv give incitamenter til anvendelse af store solvarmeanlæg tilknyttet fjernvarmeanlæg

En dansk indsats kan rette sig mod videreudvikling af store centrale solvarmeanlæg tilknyttet fjernvarmeanlæg, videreudvikling af lagringsteknologier, herunder sæsonlagring for fjernvarme samt udvikling og udbredelse af simple kombinerede solvarme/biobrændselsanlæg. En sådan udvikling ville kræve offentlig støtte til forskning og produktudvikling, kvalitetssikring, videnformidling, standardisering mv.

### ***Samlet***

Solvarme er privatøkonomisk fordelagtig i dag under visse omstændigheder i Danmark, men CO<sub>2</sub>-skyggeprisen er høj sammenlignet med andre VE-teknologier. Danske virksomheder gør sig gældende i et vist omfang.

I kontrast til det ekspanderende solvarmemarked i udlandet, er det danske marked stagnerende. Det kulminerede i midten af 1990'erne med en produktion på ca. 40.000 m<sup>2</sup> per år, men faldt derefter støt i takt med gasselskabernes og installatørernes aftagende markedsføring og de aftagende tilskud. Efter 2001 er der ingen officielle markedstal.

---

<sup>8</sup> CromeCoat

<sup>9</sup> SunArc

<sup>10</sup> Batec eksporterer absorberstrips samt fabriksanlæg til produktion af disse

<sup>11</sup> ARCON

<sup>12</sup> Velux markerer sig kraftigt på det tyske marked med en vækstrate på over 200% i 2003. Velux er nu nr. 15 på det store tyske marked på ca. 1 mio. m<sup>2</sup> pr. år (SW&W 7/2004)

<sup>13</sup> Grundfos

<sup>14</sup> Viessmann og Buderus har tilsammen en markedsandel i Tyskland på knap 30% (SW&W 7/2004)

## 2.4 Andre teknologier

### 2.4.1 Brintteknologier

#### *Beskrivelse af teknologierne*

Brint forekommer ikke naturligt, men skal fremstilles på grundlag af en energiresource. Brint er således ikke en energi ressource, men en energibærer. Anvendelse af brint er derfor kun bæredygtigt i det omfang, den fremstilles af en bæredygtig energiresource.

Ved oxidation (forbrænding) omsættes brint til vand under frigivelse af energi. Anvendelse af brint som energibærer kan således gøres helt fri for miljøbelastninger lokalt – med vand som det eneste restprodukt.

Brint ( $H_2$ ) kan eksistere i de sædvanlige tre former: fast, flydende og gas. Fast og flydende form eksisterer dog kun under ekstreme tryk- og/eller temperaturforhold – under  $-250^\circ C$  ved normalt tryk. Det energiindhold, der frigives ved oxidation, er for brint højt per vægtenhed<sup>15</sup> (ca. det tredobbelte af naturgas), men ikke særlig højt per volumenenhed<sup>16</sup> (ca. en tredjedel af naturgas), med mindre det er under højt tryk eller flydende<sup>17</sup>.

#### *Brintproduktion*

I 2002 var verdensproduktionen af brint 50 mio. ton, svarende til  $500 \text{ GNm}^3$ , hvoraf 90 % blev produceret på basis af naturgas. Dette svarer til 2 % af verdens energiforbrug. Emission af brint til atmosfæren er på verdensplan ca. 80 mio. ton – mest fra naturlige processer, men ca. 20 % fra anvendelse af fossile brændsler.

Brint kan produceres på mange måder. Den mest almindelige måde er forgasning eller reformering af naturgas eller kul. Fremstilling af brint ud fra fossile kulbrinter er ikke bæredygtig, men kan være en overgangsløsning fra en fossiløkonomi til en brintøkonomi.

Brint kan også fremstilles ved elektrolyse ud fra elektricitet og vand, ved fotokatalyse eller ved biologiske processer ud fra biomasse, for eksempel i kombinerede processer til fremstilling af brint, etanol og biobrændsel.

---

<sup>15</sup> 120-140 MJ/kg (diesel 42 MJ/kg)

<sup>16</sup> 11-12 MJ/Nm<sup>3</sup> (diesel 32 GJ/m<sup>3</sup>)

<sup>17</sup> Energiindholdet i brint er under højt tryk f.eks. 6 GJ/m<sup>3</sup> eller 45 kg/m<sup>3</sup> ved 100 MPa (1000 bar) eller i flydende form f.eks. 8 GJ/m<sup>3</sup> eller 70 kg/m<sup>3</sup> ved  $-250^\circ C$  og 1 atm.

Ved både reformering af naturgas og elektrolyse af vand er energieffektiviteten omkring 50 %. Investeringsomkostningerne ligger omkring 10-50 €/GJ (2004). Elektrolyse med højtemperaturbrændselscelle (SOEC) har potentiale for at opnå høj energieffektivitet (over 90 %), men teknologien er stadig på laboratoriestade.

### ***Lagring og distribution af brint***

Brintmolekylet er det mindste af alle, hvilket stiller store krav til de materialer, der anvendes til beholdere, rør, tætninger mv. Materialekravene skærpes yderligere af, at der anvendes højt tryk eller lav temperatur. Man har dog lang erfaring med håndtering af brint, især til industrielle anvendelser og i rumfartsindustrien. Således var der i Ruhr-området i Tyskland i 2002 ca. 1000 km sammenhængende brintrørledning, og i et demonstrationsprojekt i Tyskland ('Zero Regio') vil der blive opført en 1 km lang 1000 bar brintrørledning. Hos NASA benytter man store beholdere på 10.000 m<sup>3</sup> med flydende brint. I øvrigt kan det nævnes, at 1-2 % af naturgas består af brint, og at det tidligere 'bygas' er fremstillet på basis af kul og fortrinsvis består af brint. Priser for brintrørledninger ligger i størrelsesordenen 1 M€/km og forventes at falde til 0,2-0,5 M€/km.

Det mest almindelige er således at opbevare og distribuere brint enten under tryk i tanke ved 100-1000 bar eller i flydende form i kryogenbeholdere ved -250°C. Omformningen til højt tryk eller flydende form kræver imidlertid energi – op til 50 % af energiindholdet i brinten. Når vægten af trykbeholderne medregnes for brint under tryk er energiintensiteten lav både per volumen og per vægtenhed. Med de bedste materialeteknologier opnås et vægtforhold mellem brintindhold og totalvægt (brint plus beholder) på ca. 5 %<sub>w</sub> (2004) svarende til en energiintensitet på 6 MJ/kg, hvor energiintensiteten for dieselolie som nævnt til sammenligning er 42 MJ/kg.

Såvel tryktanke som kryogenbeholdere koster i størrelsesordenen 50 €/l (2004), mens prisen for en tankbil til flydende brint ligger i størrelsesordenen 0,5 M€ (2004).

Metalhydrid er en lovende brintlagringsteknologi, hvor der kan opnås brintvægtforhold over 5 % og volumenenergiintensiteter over 10 GJ/m<sup>3</sup> (svarende til flydende brint) ved lave tryk (under 10 bar) og håndterbare temperaturer (under 100°C). Teknologien er stadig på laboratoriestadet.

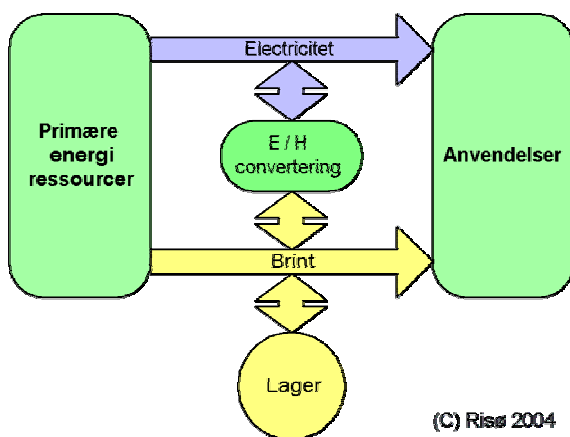
Brint i store mængder kan lagres i underjordiske formationer (kaverner) under højt tryk. Dette er den mest økonomiske teknik for storskalalagre.

### ***Anvendelser***

Når der tales om 'brintsamfundet' menes, at anvendelse af brint udbredes til mange anvendelser, og at brint bliver en generel energibærer som f.eks. elektricitet er det i

dag. En brintbaseret alternativ energibærer kan skabe en forbindelse fra vedvarende energi til transportsektoren og dermed bidrage til den nødvendige øgede fleksibilitet i energisystemet, hvilket er en betingelse for at kunne integrere store dele fluktuerende vedvarende energi (figur 2.1).

Figur 2.1. Illustration af hvordan brint kan bidrage til øget fleksibilitet i energiforsyningen.



En lille bil (< 1000 kg) med en energi-effektivitet på 30 % bruger typisk 1 MJ/km (tank-to-wheel). En brintbaseret bil vil således kunne køre ca. 100 km/kgH<sub>2</sub>. Med de forventede lagringsteknologier (metallhydrider, som i dag er på laboratoriestade) fylder brintlageret ca. 10 l/kg. Brintbilen kan realiseres med enten forbrændingsmotor eller brændselscelle og eventuelt som en hybridløsning med både forbrændingsmotor og elmotor. Pris og levetid for PEM-brændselscelleenheder til mobile anvendelser ligger i størrelsesordenen 5.000 €/kW og 1.000 timer (2004), men forventes i løbet af de næste 10 år at nå 100 €/kW og 10.000 timer. Til sammenligning er pris og levetid (2004) for en forbrændingsmotor ca. 50 €/kW og 50.000 timer. Prisen (2004) per brændselscelledreven bil og per tankstation ligger begge i størrelsesordenen 1 M€. Bilprisen skal ned under € 50.000 for at være attraktiv.

En energibærer baseret på brint vil inden for en overskuelig fremtid teknisk kunne anvendes som energibuffer i elsystemet, som brændsel til ikke-nettilsluttede elforsyninger og som brændsel i transportsektoren. Brint vil principielt også kunne erstatte eller blandes med naturgassen i de fleste nuværende anvendelser.

Samlet gælder at omfanget af den fremtidige anvendelse af brint som energibærer stadig er usikkert.

Potentialet ved at anvende brint er tæt knyttet til brændselscellen – en elektrokemisk enhed, som omsætter et brændsel til elektricitet og varme. I princippet kan brændselscellen omsætte begge veje. Den mest udviklede og udbredte type er PEM-cellen, som kræver rent brint som brændsel. DMFC benytter metanol (sprit) som brændsel og udvikles især til bærbare anvendelser (f.eks. computere og mobiltelefoner). Disse brændselscelletyper arbejder begge ved lave temperaturer (100-200°C). En anden type, SOFC, som dog stadig er på laboratoriestadet, har høje arbejdstemperaturer (600-1.000°C), men er til gengæld mere fleksibel med hensyn til brændsel og kan opnå høje elvirkningsgrader (op til 60 %). Flere typer med hver deres karakteristika er under udvikling. De største udfordringer for brændselscellerne er konkurrencedygtig pris, længere levetider og større brændselsfleksibilitet. Se i øvrigt afsnittet om brændselsceller.

Brændselscelleteknologien er yderst skalerbar i størrelse uden væsentlig påvirkning af pris-ydelsesforholdet. Da brændselscellen producerer både elektricitet og varme, er anvendelser til lokale kraftvarmeenheder oplagte. Prisniveauet for brændselscelleanheder til kraftvarmeproduktion er: 2,5 til 12 €/W<sup>18</sup> (2004).

### *Erhvervsmæssigt potentiale*

Omstillingen til det fremtidige energisystem vil rumme en række elementer, der giver industrielle udviklingsmuligheder for virksomheder, der går ind i processen på et tidligt tidspunkt. Det gælder ikke blot de energiproducerende anlæg, men i mindst lige så høj grad de led, der skal binde kommende energinetværk sammen: anlæg til energilagring, energiomsætning og styring af produktion og forbrug. Selv om de store kommercielle muligheder måske først ligger 10-15 år ude i fremtiden, er det vigtigt, at de virksomheder, der vil have en del af det kommende marked, engagerer sig og opnår erfaringer på et tidligt tidspunkt i udviklingen.

Danske virksomheder har et godt udgangspunkt for at spille vigtig international rolle inden for innovation og produktudvikling af centrale brintteknologier, især med hensyn til styrkepositioner som reforming, distribueret el-produktion baseret på vedvarende energi samt brændselsceller.

Med hensyn til *reforming* er Haldor Topsøe verdensførende. Virksomheden har en lang række patenter inden for området og leverer store brintproduktionsanlæg til hele verden. Der sker løbende en optimering af teknologien, der er understøttet af et velkonsolideret offentligt-privat forskningsmiljø. Især inden for katalysatorer foregår der et FoU arbejde med udgangspunkt i ICAT (Interdisciplinary Research Centre for Catalysis) ved DTU og Inano (Interdisciplinary Nano Science) ved Aarhus Universitet.

Der er endnu ikke et kommercielt marked for mindre reformere til decentral produktion af brint, men i takt med udviklingen af stationære brændselscelleanlæg forventes der at blive skabt en tilstrækkelig efterspørgsel efter sådanne reformere. Det vil være et fremtidigt erhvervspotentiale, også for mindre firmaer. I dag har APC og IRD Fuel Cells A/S erfaringer med at udvikle og integrere mindre reformere i små stationære anlæg.

*Termisk forgasning af biomasse* er fortsat på demonstrationsniveau, men især inden for mindre forgasningsanlæg er der en betydelig erhvervskompetence allerede i

---

<sup>18</sup> Prisangivelse svinger meget. Teknologi-kataloget opgiver en investeringspris på 10 €/W (Technology data for electricity and heat generating plants, 2004: 62). Strategic Research Agenda draft 2004 angiver systemomkostninger på 12 €/W (SRA, 2004: 33), mens et ESTO-studie angiver 2,5 €/W til 8€/W afhængig af teknologi (DiMario et al., Socio-economic Aspects of the Hydrogen Economy Development. EUR 20668 EN).

dag. Det fremtidige erhvervspotentiale er dog snævert forbundet med udviklingen af en egentlig brintøkonomi, hvor der er en tilstrækkelig efterspørgsel efter brint i transportsektoren.

*Samproduktion af biobrændsler og brint* baseret på fermentering vurderes som et lovende erhvervsmæssigt område for danske virksomheder. Inden for biomassekonvertering er der danske styrkepositioner, der dels bygger på et stærkt forskningsmiljø omkring Danish Center for Biofuels, dels en række store virksomheder som Novozymes og Danisco (gennem Genencor), der begge er engageret i DOE-støttet bioetanol produktion i USA. Elsam har desuden formuleret en såkaldt VEnzin vision for fremtidig produktion af transportbrændsler.

*Konventionel elektrolyse* er en moden teknologi, der produceres af internationale virksomheder som Norsk Hydro, The Electrolyser Company Ltd. (Canada) og De-Nora (Italien). Danske erhvervspotentialer inden for konventionel elektrolyse vurderes som begrænsede, men i forbindelse med udvikling og demonstration af anlæg, der producerer brint fra overskudsstrøm fra vindmøller, vil der være en lang række erhvervsmuligheder forbundet med installation og systemindpasning.

*Højtemperatur-elektrolyse* er en teknologi, der fortsat befinder sig på laboratorieniveau. Da teknologien har en række berøringsflader med SOFC brændselsceller, vil den fremtidige udvikling være tæt knyttet til udviklingen af denne brændselscelleteknologi. De erhvervsmæssige potentialer inden for højtemperaturolektrolyse er således tæt forbundet med indsatsen inden for højtemperaturbrændselsceller og anvendelsen inden for stationære anlæg.

Indenfor *lagrings- og distributionsteknologier* er de danske kompetencer og erhvervspotentialer især knyttet til lette, styrkebærende kompositmaterialer (vindmøllevinger, konstruktionsdele), som udgør et godt afsæt til udvikling og produktion af lette trykbeholdere til brint. Ligeledes foregår der inden for metalhydrider et intenst FoU arbejde, som er snævert forbundet med indsatsen inden for brændselsceller, katalyse og nye nanostrukturerede materialer. Erhvervspotentialerne skal ses i dette perspektiv. Som nævnt ovenfor vurderes flydende biobrændsler også som et dansk styrkeområde. Selve lagrings- og distributionsformen for flydende brændsler er velkendt. Med et relativt nyt og veludbygget naturgasnet har Danmark et godt udgangspunkt for at udbrede brint på kort sigt inden for rammerne af den eksisterende infrastruktur. Tilpasning og udvikling af infrastrukturen indeholder et stort erhvervspotentiale, også for mindre virksomheder.

Indenfor *stationære anlæg* findes der i dag en række producenter og leverandører af mindre anlæg (f.eks. IRD Fuel Cells, Dantherm og APC). Desuden findes der dansk ekspertise indenfor integration af syntesegasfremstilling og syntesen i kraftvarmeprocesser (Haldor Topsøe, el-værkerne), forgasning af biomasse og affald (f.eks. TK Energi, Teknologisk Institut, Halmfortet), termisk omsætning af biomasse (el-værker) og opbygning af anlæg (maskinfabrikanter). Endvidere har Danmark



en udbredt distribueret el-produktion og dertil knyttede kompetencer indenfor styring og regulering af decentral el-produktion. Erhvervspotentialer indenfor stationære anlæg vil med fordel kunne tage afsæt i danske virksomheders engagement i og leverancer til stationære demonstrationer i Danmark og internationalt.

Erhvervspotentialerne for danske virksomheder ved anvendelse af brint i *transportsektoren* ligger næsten udelukkende inden for følgeteknologier til biler og køretøjer. Det drejer sig bl.a. om kompressorer, pumper, rør, kølere og varmevekslere, slanger og ledninger, kompositmaterialer, støbegods og aluminiumsprofiler. Der vil dog være nogle niche-områder som for eksempel specialkøretøjer (trucks, minibiler, kørestole mv.), hvor danske virksomheder kan udvikle og bygge på eksisterende kompetencer. Inden for maritim anvendelse vurderes der ligeledes at være gode erhvervspotentialer, som er snævert forbundne med udviklingen inden for højtemperaturbrændselsceller (SOFC). I forbindelse med demonstration af mobile anlæg, i Danmark og internationalt, vil der ligeledes være en række erhvervspotentialer i relation til systemindpasning, installation af fyldstation(er), drift af køretøjer og opfyldelse af sikkerhedsmæssige forskrifter og standarder.

### ***Samlet***

De centrale brintteknologier er i dag for ineffektive og for dyre til at opfylde vores energibehov i den nærmeste fremtid. Der er således fortsat behov for at udvikle mere effektive og billigere metoder til fremstilling af brint, især fra vedvarende energikilder. Der er ligeledes behov for udvikling af bedre lagringssystemer for brint i transportsektoren og opbygning af en infrastruktur. Af central betydning er endvidere udvikling af billigere og mere robuste brændselsceller til brug i stationære og mobile anvendelser.

#### 2.4.2 Superledere

##### ***Beskrivelse af teknologien***

Ved anvendelse af superledere kan helt eller næsten helt tabsfri transport af el opnås under givne betingelser som følge af dannelse af elektronpar eller par af elektronhuller. Den superledende tilstand kræver, at bestemte betingelser vedrørende kombinationer af maksimum temperatur, strømtæthed, magnetisk felt og tryk er opfyldt. For superledere med en kritisk temperatur på under  $-243\text{ C}^\circ$  er mekanismerne for superledning velforstået. For materialer, der er superledende over denne temperatur, såkaldte højtemperatur superledere, er teorien højest mangelfuld. Der kendes i dag superledere, der bevarer deres særlige egenskab op til en temperatur på  $-118\text{ C}^\circ$ , men der søges stadig efter nye superledende materialer, og ideelt ville det være, hvis superledning ved stuetemperatur viste sig muligt. Imidlertid er det af stor praktisk betydning, at der er fundet superledere, der kan fungere ved flydende kvælstofs temperatur på  $-196\text{ C}^\circ$ , da det herved er muligt at opnå en forholdsvis

billig køling.

Den egentlige tabsfri transport af elektricitet vil kun finde sted ved jævnstrøm, mens der i forbindelse med vekselstrøm vil der opstå mindre tab, dels som følge af nogle randeffekter i superlederen og dels som følge af inducerede felter i evt. nærliggende metaller.

Den i dag mest anvendte teknik for at producere højtemperatur superledere er baseret på et keramisk materiale af superledende  $\text{Bi}_2\text{Sr}_2\text{Ca}_2\text{Cu}_3\text{O}_x$  (bismuth-strontium-calcium-kober-ilt) i et sølvrør. Det superledende materiale skal findes i en bestemt struktur. Sølv-røret skal dels give styrke og dels aflaste superlederen, hvis betingelserne for superledning svigter. Røret trækkes, vales og varmebehandles igennem en række trin og flere tynde superledere samles i et nyt rør med efterfølgende behandling, så man til sidst har et superledende bånd, der kan være op til over en km. langt. I en anden teknik anvendes ”coatede” ledere, som i princippet har en række fordele, men udviklingen er her på et meget tidligt stadie.

### ***Teknologiens perspektiver med hensyn til priser og potentiale***

Teknologien anvendes ikke kommercielt i dag. Inden en bredere anvendelse af superledning i energisektoren er realistisk, kræves en betydelig forsknings- og udviklingsindsats. Det første større marked vil formodentlig være til transmissionsledninger med stort behov for overføringsevne og høj benyttelsestid. Kravene skyldes dels anlægsudgifterne for superledende kabler i forhold til konventionelle kabler, og dels behovet for en energikrævende køling, også når kablet ikke udnyttes. Som et særligt nicheområde for anvendelse af superledende kabler har været nævnt eltransmission fra vindmølleparker. Demonstrationskabler er etableret i USA og Japan. I Danmark blev et 3-faset demonstrationskabel idriftsat i den offentlige elforsyning i foråret/sommeren 2001.

Generelt vil det være ønskeligt med en væsentlig forøgelse af strømtætheden. Potentialet er stort, således har det tidligere specifikt nævnte superledende materiale en kritisk strømtæthed på ca.  $10^7$  A/cm<sup>2</sup>. En betydelig procentvis forbedring vil kunne opnås ved bedre forarbejdningsprocesser, men skal der opnås faktorer i øget strømtæthed, må der bedre pulvere til.

Inden for energisektoren vil superledere kunne anvendes til kabler, transformatorer, generatorer, elektromotorer, strømbegrænsere, magnetfeltspoler og små ellagre. Større ellagre vil derimod ikke være realistiske på grund af konsekvenserne af en pludselig frigivelse af energien, hvis ved et uheld betingelserne for superledning ikke mere er opfyldt.

Som fordele ved anvendelse af superledende kabler kan nævnes væsentlig lavere tab, større overføringskapacitet (specielt af betydning ved anvendelse, hvor der er

pladsproblemer som ved indførelse i byer), mulighed for at fremføre ved lavere spændingsniveau og forsvindende påvirkninger af omgivelser (ingen elektromagnetiske felter).

Mere generelt vil superledning ud over de angivne fordele medføre muligheder for at fremstille mere kompakte teknologier og et reduceret materialeforbrug. Yderligere vil en udvikling af superlederteknologien inden for energisektoren have afsmittende virkning for anvendelsen i en række andre sektorer

### ***Erhvervsmæssigt potentiale***

Den primære udvikling af superlederteknologien er især foregået i USA og Japan, men også i lande som Tyskland og Danmark er der foregået en aktiv udvikling. De store kabelfabrikker som eksempelvis Pirelli er aktive i udviklingen, og en række tværgående samarbejdsaftaler er etableret. Herudover arbejdes med den egentlige superlederudvikling ved såvel offentlige forskningsinstitutter som private virksomheder som for eksempel American Superconductor. I Danmark var NKT i årrække særdeles aktiv på feltet i samarbejde med Risø og DTU. NKT's virksomhed inden for superledere blev dog i 2002 afhændet til amerikanske interesser, og virksomhedens aktiviteter inden for området ophørte.

Markedsvurderinger gennemført af store rådgivningsfirmaer i især USA har angivet det forventede marked til at være i milliard-størrelse. Samtidig er forventningerne for anvendelse af superledere i maskiner, transformere m.v. mere uklare. Således har det vist sig at være nødvendigt at udsætte demonstrationsaktiviteter for transformere, til superlederteknikken er blevet forbedret.

Beregninger foretaget af danske elværker viser, at en væsentlig anvendelse af superledere vil kunne reducere energiforbruget med adskillige procent.

Det er ikke muligt p.t. at estimere prisudviklingen for superledere. Under alle omstændigheder forventes at teknologien ikke vil være kommercielt tilgængelig omkring 2025 til 2030 ved de høje temperaturer som kunne ønskes, og som ville kunne sikre generel anvendelse.

### ***Samlet***

Der er knyttet et væsentligt potentiale for reduktion af energiforbrug til denne teknologi. Imidlertid er der væsentlige uløste tekniske spørgsmål, og teknologien forventes ikke at kunne bidrage omkring 2025. Der er dansk forskningskompetence til stede på Risø og DTU, men der er ikke længere et erhvervsmæssigt engagement herhjemme.

### 2.4.3 CO<sub>2</sub>-udskillelse og -lagring

#### *Beskrivelse af teknologien*

Der er inden for de senere år gennemført en lang række undersøgelser med henblik på at vurdere mulighederne og omkostningerne ved at udskille CO<sub>2</sub> i forbindelse med afbrænding af fossile brændsler og efterfølgende lagre den eller anvende den på anden vis, uden at den igen opblandes i atmosfæren og dermed bidrager til drivhuseffekten. Endvidere er der igangsat fysiske projekter, hvor teknikkerne søges udviklet og usikkerheder afklaret.

Danmark deltager aktivt i det internationale arbejde, der især foregår i tilknytning til IEA, og de efterfølgende angivne vurderinger og resultater stammer blandt andet herfra.

Teknologiområdet omfatter således adskillelse, opsamling, transport og lagring af CO<sub>2</sub> med det formål at mindske udsendelsen af CO<sub>2</sub> til atmosfæren.

Især udskillelse og tryksætning er ret dyre processer og anvendt i forbindelse med anlæg af såvel naturgasfyrede combined cycle anlæg som kulfyrede anlæg vil anlægsudgifterne blive øget og virkningsgraderne forringet væsentligt.

Den simpleste måde at optage CO<sub>2</sub> er ved skovplantning. Løsningen kræver imidlertid store arealer for at have reel betydning, og effekten er helt afhængig af, hvad der efterfølgende sker med træet.

Alternativet er at udskille CO<sub>2</sub> i forbindelse med afbrænding.

Egentlig CO<sub>2</sub>-udskillelse og lagring kræver for at være potentielt realistisk store anlæg. Interessen samler sig derfor om adskillelse i forbindelse med brændselsforsyning ved en konvertering **før** afbrænding og adskillelse i forbindelse med behandling af røggas fra store forbrændingsanlæg som især kraftværker. Ved adskillelse af fossile brændsler før forbrænding omdannes brændslet til H<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub> samt især for kul en række biprodukter. Det er en veletableret men omkostningskrævende teknik at adskille disse komponenter, og der er behov for yderligere teknologisk udvikling.

Den simpleste udskillelse af CO<sub>2</sub> **efter** forbrænding opnås, når forbrændingen foregår i ren ilt. Røggassen består da primært af vand og CO<sub>2</sub>. For at temperaturerne ikke skal blive for høje under forbrændingsprocessen, er det nødvendigt at recirkulere en væsentlig del af røggassen. Det største problem i forbindelse med denne løsning er de store udgifter og det meget betydelige energiforbrug, der er forbundet med iltproduktionen.

For andre typer af forbrændingsprocesser bliver udskillelsen af CO<sub>2</sub> mere kompliceret som følge af den tynde koncentration af CO<sub>2</sub>'en. I et naturgasfyret combined cycle anlæg er CO<sub>2</sub>- koncentrationen i røggassen typisk 4%, mens det tilsvarende tal for et kulstøvfyrer anlæg er 14%.

Blandt de processer, der især har været overvejet i forbindelse med den ovenfor omtalte CO<sub>2</sub>-udskillelse, kan nævnes kemisk binding, fysisk binding, membraner, stærk nedkøling og kombinationer. Med dagens teknik og de meget lave CO<sub>2</sub>-koncentrationer, der normalt vil være til stede, er den mest fordelagtige løsning kemisk binding med cirkulation af en absorbent, hvor CO<sub>2</sub>'en bliver frigivet i et separat trin ved en temperatur- eller eventuelt trykændring. På grund af den store opkoncentration, der skal finde sted, er processen meget energikrævende. Teknikken har været anvendt i over 60 år i den kemiske industri og i olieindustrien. Der arbejdes på at udvikle mere effektive absorbenter, ligesom der bruges ressourcer på at udvikle membraner egnede til formålet. I en særlig udvikling arbejdes der med membraner, hvor røggassen passerer på den ene side og absorbenter for CO<sub>2</sub> på den anden side.

Transporten af CO<sub>2</sub> kan foregå under tryk i rørsystemer. Det sker allerede i praksis, for eksempel i USA i et netværk af rørledninger på land på mere end 2500 km. Der er i hovedsagen tale om naturligt forekommende CO<sub>2</sub> (fundet i undergrunden når man ledte efter nye olie- og naturgasfelter). CO<sub>2</sub> transporteres til olie-felter, hvor det injiceres for at øge indvindingen af olie. Til havs vil rørledninger også kunne anvendes, ligesom skibe med nedkølet CO<sub>2</sub> også vil være en mulighed, på samme måde som der i dag transporteres store mængder komprimeret gas i tankskibe. Herudover forskes der i transport på fast form eller i et andet flydende medium. Dette er endnu en meget teoretisk mulighed, og en praktisk teknologi vil nok ikke være klar foreløbig.

Den udskilte CO<sub>2</sub> må enten genanvendes, eller hvis dette ikke er muligt deponeres.

I industrien og gartneriet anvendes CO<sub>2</sub>, og mængderne vil kunne øges, men i forhold til de potentielle mængder af CO<sub>2</sub> fra udskillelse på kraftværker og ved brintfremstilling er disse anvendelsesmuligheder kun af ringe betydning.

En større anvendelsesmulighed kunne være injektion i olie-felter for at øge olieindvindingen. Her kan CO<sub>2</sub> være et aktivt hjælpemiddel, som vil kunne øge olieproduktionen. Efter en tids nedpumpning af CO<sub>2</sub> vil en del af denne komme op med olien og må derfor udskilles og pumpes ned igen. Injektion af CO<sub>2</sub> for øget olieproduktion anvendes i USA (primært i Texas). I Canada (Weyburn) er et forsøgsprojekt i gang.

Når injektion med henblik på at øge olieindvindingen stoppes, vil der være tale om deponering/lagring af CO<sub>2</sub> i lagene i undergrunden.

CO<sub>2</sub> kan også injiceres i kullag, der er for ringe til almindelig udnyttelse, og hvor CO<sub>2</sub>'en vil have en større binding til kullene end den tilstedeværende metan har. Derved vil metanen kunne udvindes og bruges som brændsel. Et forsøgsanlæg af denne type er idriftsat i USA, og forsøg er planlagt i Belgien.

Monitering, sikkerhed og afværgeforanstaltninger er vigtige elementer i forbindelse med gennemførelse af injektion af CO<sub>2</sub> i undergrunden. Disse aktiviteter vurderes ikke at udgøre nogen barriere rent praktisk, men de vil øge omkostningerne.

Deponering af CO<sub>2</sub> kan gennemføres i lag dybere end ca. 800 meter. Her vil trykforholdene medføre, at CO<sub>2</sub> vil være på flydende form, som giver en effektiv udnyttelse af porerummene i de porøse bjergarter. Af deponeringsmuligheder for CO<sub>2</sub> er de mest oplagte udtjente olie- og gasfelter samt saltholdige vandbærende lag dybt i undergrunden, såkaldte akvifers. Alt tyder på, at der i udtjente olie/gasfelter og i akvifere lag er et meget stort potentiale for deponering/lagring af CO<sub>2</sub>. Der er imidlertid usikkerhed om, hvor længe CO<sub>2</sub> kan holdes tilbage i undergrunden. Tømte oliefelter kan være utætte som følge af dårlig lukning af tidligere efterforsknings- og produktionsbrønde, især lavtliggende strukturer kan være kollapsede, eller seglet på oliereservoiret kan være brudt på anden måde. Der er derfor behov for at have monitoringsprogrammer ved sådanne projekter.

I saline aquiferer har man ikke den naturlige test af, om de overliggende lag er i stand til at tilbageholde gas over længere tidsrum. Men denne situation adskiller sig ikke fra de naturgaslagre, der allerede er etableret. Da CO<sub>2</sub> er tungere end atmosfærisk luft kan et eventuelt udslip være katastrofalt. Også her er monitoringsprogrammer nødvendige.

Et praktisk forsøg med lagring af CO<sub>2</sub> foregår i dag i stor skala i Sleipner feltet i den norske del af Nordsøen. Her injiceres CO<sub>2</sub> fra olieproduktionen i en salin aquifer ca. 1000 meter under havbunden. Siden 1996 er der her injiceret 1 mio. ton CO<sub>2</sub> om året. Det er lykkedes at følge udbredelsen af CO<sub>2</sub> ved hjælp af seismiske metoder, og indtil videre er projektet forløbet som planlagt, dvs. at den nedpumpede CO<sub>2</sub> er forblevet i strukturen. EU har desuden for nylig bevilget midler til et lagringsforsøg i Potsdam i et tidligere naturgaslager - et projekt med dansk deltagelse.

Herudover kan der være mulighed for lagring af CO<sub>2</sub> i havene, hvor lagringen bør ske i min. 1½ km. havdybde og gerne på 3 km. havdybde. I havene er deponeringsmulighederne potentielt meget store, men der er ganske betydelig usikkerhed om de realistisk acceptable muligheder. Usikkerhederne går i høj grad på de miljømæssige aspekter, opholdstider, spredning og økonomi.

### ***Teknologiens perspektiver med hensyn til priser og potentiale***

På nuværende tidspunkt er teknikken for udskillelse, transport og lagring generelt

dyr og energikrævende samt på visse punkter behæftet med betydelig usikkerhed, blandt andet med hensyn til deponeringen.

Typisk 80 % af de samlede udgifter vil være forbundet med udskillelse og tryksætning. Med dagens teknik forventes ikke alene anlægsudgifterne for såvel naturgasfyrede combined cycle anlæg som kulfyrede anlæg at blive op til fordoblet, men virkningsgraderne vil samtidig forringes med omkring en halv snes procent med deraf følgende væsentlige stigninger i kWh priserne (50 % eller mere).

Et perspektiv er som nævnt øget olieindvinding ved at nedpumpe CO<sub>2</sub> i et oliefelt.

Et andet perspektiv er, at der ved udskillelse af CO<sub>2</sub> fra fossile brændsler før forbrænding fremstilles brint. Brinten kan anvendes i transportsektoren, til central elproduktion eller i en decentral anvendelse svarende til naturgassens i dag, hvilket imidlertid forudsætter, at der er taget stilling til anvendelse af brint. Inden for transportsektoren vil brinten have betydning i forbindelse med udviklingen af brændselscelledrevne køretøjer. I forbindelse med elproduktion vil brinten igen kunne finde anvendelse i forbindelse med brændselsceller samt formodentlig som brændsel i gasturbiner.

Der er behov at udvikle billigere og mere effektive løsninger for udskillelse af CO<sub>2</sub> og afklare usikkerhederne i forbindelse med lagring. Endvidere er der behov for en indsats, der gør løsningen med anvendelse af brint teknisk og økonomisk mere attraktiv. Yderligere er der behov for et øget kendskab til de lokale geologiske lagringspotentialer for CO<sub>2</sub>.

Det forventes, at der kan opnås væsentlige omkostningsreduktioner for nogle af de omtalte metoder i løbet af den næste halve snes år.

### ***Erhvervsmæssigt potentiale***

Indsatsen inden for området foregår primært i USA og Japan, men også Canada, Holland og Norge har betydelige programmer. Endvidere har EU under rammeprogrammet igangsat flere projekter rettet mod den foreliggende problemstilling. I Danmark sker der en begrænset indsats inden for områder med relation til kemisk omdannelse til brint, rensning ved membranteknologi og i relation til vurdering af geologiske lagringsmuligheder (GEUS).

Elsam har i et samarbejde med det amerikanske selskab KinderMorgan arbejdet med et projekt om udskillelse af CO<sub>2</sub> fra (kulfyrede) danske kraftværker, og salg af CO<sub>2</sub> til olieselskaber i Nordsøen, som kunne anvende den til injektion i oliefelter for at øge olieindvindingen. Elsam har ligeledes lanceret en vision, der omfatter både genanvendelse af CO<sub>2</sub> fra de centrale kraftværker og udnyttelse af store mængder vindenergi og fremstilling af transportbrændsler på grundlag af biomasse.

Den danske know-how vedrørende bygning af effektive kraftværker vil således kunne blive suppleret med viden om dette område.

### *Samlet*

Udskillelse og deponering af CO<sub>2</sub> kan ske i dag, men teknologien er ikke konkurrencedygtig. Der er behov for forskning og udvikling inden for en række områder, og der kan forventes omkostningsreduktioner i løbet af den næste halve snes år. Der er i et vist omfang kompetence hos virksomheder og forskningsinstitutioner.

## **2.5 Samlet om erhvervspotentialer**

Dette afsnit indeholder en sammenfatning af de vurderinger, der er angivet i kapitel 2 med hensyn til perspektiver for udviklingen af erhvervspotentialer.

Overordnet vurderes, at nye energiteknologier vil kunne yde et væsentligt bidrag på markedsvilkår til dansk energiforsyning i 2025. Af en række grunde er vurderinger af udviklingen af teknologier temmelig usikre. De afhænger således ikke alene af den forventede prisudvikling på råolie – og dermed på andre fossile brændsler – men også af forventninger til CO<sub>2</sub> omkostninger og til udviklingen af de forskellige teknologier.

Højere råoliepris vil umiddelbart stille alternative – dyrere – teknologier bedre. Dertil kommer at varige stigninger i råolieprisen vil øge efterspørgslen efter disse alternative teknologier, hvilket – via den større afsætning – ofte vil fremme udviklingen af teknologien.

Også den incitamentsstruktur, som vil være gældende vil have betydning for udviklingen af nye teknologier. Endelig sker udviklingen ikke altid jævnt, idet udvikling af nye materialer, processer mv. kan medføre spring i udviklingen.

Forventninger til fremtidig teknologiudvikling afhænger således af, hvorledes udviklingen forventes på de nævnte områder. De her anførte vurderinger er baseret på en udvikling uden kraftige ændringer.

Danske virksomheder, forskningsinstitutioner og universiteter har i dag kompetence inden for en række energiteknologier. Ifølge Energistyrelsens seneste opgørelse af eksporten af energiudstyr for 2002 udgjorde denne i størrelsen 25 mia. kr. Ifølge samme opgørelse stod 10 virksomheder for ca. 90 % af den samlede eksport. Dominerende var vindmøllebranchen med omkring 80 % af eksporten.

Skal dette bidrag til dansk økonomi fastholdes og eventuelt styrkes er det nødvendigt at satse på forskning og udvikling i ny teknologi. I den forbindelse er det vig-



tigt, at virksomheder og forskningsinstitutioner samarbejder om udvikling af ny teknologi, og at indsatsen sker koordineret – såvel nationalt som i forhold til den internationale indsats.

Gennemgangen i afsnit 3 af en række forsyningsteknologier peger på en række områder, hvor danske virksomheder og forskningsinstitutioner i dag gør sig internationalt gældende, og hvor der forventes at være et fremtidigt potentiale. I det følgende opsummeres disse vurderinger.

På *vindenergiområdet* er Danmark i dag internationalt blandt de førende producenter med en væsentlig andel af verdensmarkedet for vindmøller. Dansk ekspertise omfatter vindmølleproducenter med underleverandører, aftagere af vindmøller, entreprenører, rådgivere og forsikringselskaber samt institutioner, der arbejder med forskning og udvikling af vindkraftteknologi.

Både det teoretiske og praktiske vidensniveau er meget højt herhjemme sammenlignet med andre lande, og Risøs vindenergiafdeling må betegnes som et af verdens førende videns- og forskningscentre inden for vindenergi. Danmark har endvidere lang erfaring med anvendelse af godkendelsesordninger for vedvarende energianlæg.

En række lande verden over er interesseret i udnyttelse af vindkraft, som forventes at blive udbygget stærkt i de kommende år.

På området energieffektiv teknologi eksporteres i dag i stort omfang pumper og ventiler mv., udstyr som anvendes i *ffjern- og kraftvarmesektoren*, i virksomheder og hos private. Med relativt høje energipriser, forventes der et voksende marked for udstyr af denne karakter, som kan bidrage til mere effektiv energianvendelse.

Danmark er blandt et begrænset antal lande, der har satset på *biomasse*, og der er herhjemme betydelige erfaringer med forsknings-, udviklings- og driftsopgaver i energiselskaberne mv. samt en udbygget infrastruktur til håndtering af fast biomasse i et stort antal anlæg og værker. Den offentlige og private forskningskapacitet er konsolideret og i verdensklasse.

Danmark er længst fremme med praktisk drift og demonstration af teknologier på forbrændings- og forgasningsområdet. Inden for anvendelse af græsagtige brændsler som halm ved forbrænding er Danmark globalt set ene i front, og inden for anvendelse af biomasse i ristefyrede anlæg er Danmark blandt de førende. Forgasningsteknologien er ikke så moden som forbrændingsteknologierne – men også her er Danmark med i front internationalt.

Danske *biogasanlæg* er blandt de bedste i verden, både med hensyn til anlægspri- ser, driftsøkonomi og den måde hvorpå anlæggene er samfundsmæssigt integrere-

de, dvs. indpassede i energiforsyningen, i genanvendelsen af organisk affald og i landbrugets organisering af gødningsanvendelsen.

Den danske biogasbranche står derfor med relativt gode kort på hånden i den internationale konkurrence. Det er typisk meget tidskrævende at forberede nye biogasprojekter, og biogasanlæg kræver altid en hel del entreprenørarbejde på stedet. Det er derfor ikke sandsynligt, at biogasanlæg kan standardiseres og industrialiseres på samme måde eller i samme omfang, som det f.eks. er sket med vindmøller. På den anden side må det potentielle fremtidige marked i Europa og globalt karakteriseres som stort på længere sigt. De løsninger, som i dag er demonstreret i Danmark, vil der komme stigende efterspørgsel efter i både den gamle og den nye industrialiserede verden.

Danske virksomheder og forskningsinstitutioner har i en årrække arbejdet med *brændselsceller*, og der er både for SOFC typen og for PEM typen etableret forsknings- og udviklingsmæssige kompetencer i Danmark, som er internationalt anerkendte og som har betydelig industriel og erhvervmæssig interesse. Den danske forskningsindsats var tidligere især været koncentreret omkring udviklingen SOFC typen, men i dag sættes endvidere på PEM typen. Endvidere findes der også kompetence inden for hjælpeanlæg til brændselsceller.

Der er således i Danmark meget kompetente virksomheder, der arbejder med fremstilling af begge typer, og det overvejes p.t. at etablere et demonstrationsanlæg med SOFC typen i forbindelse med produktion af el og varme. Som forskningsinstitution er Risø stærkt engageret i især arbejdet med SOFC typen.

Danske *kulfyrede elværker* er blandt verdens mest effektive og miljøvenlige værker, og der er stadig i Danmark – udenlandsk ejede – virksomheder med kompetence inden for kulværksteknologi. Endvidere er der herhjemme omfattende kompetence inden for forskning og udvikling på DTU vedrørende fundamentale kemiske forbrændingsreaktioner og på Aalborg Universitet.

Uanset at der i en årrække i mange lande er sket en omlægning af elproduktion fra at være kulbaseret til at være baseret på naturgas forventes kul at spille en væsentlig rolle i mange år endnu, fordi der stadig er meget betydelige kulreserver. Især i Kina bygges en del nye kulfyrede værker, og danske virksomheder deltager i forhandlinger om at bidrage.

Der findes herhjemme betydelige erfaringer med anlæg og drift af *naturgasfyrede elværker*. Kompetence findes først og fremmest hos elværkerne.

Der er blandt danske virksomheder stigende interesse for *solcelleteknologi* og dens anvendelse inden for flere felter i teknologiens værdikæde.

Indsatsen herhjemme var indtil for nylig koncentreret om hjælpeanlæg til solceller samt bygningsintegration og demonstration af anvendelse af solceller, mens fremstilling af silicium til solceller ikke var et område, hvor der fandtes dansk kompetence. I dag produceres herhjemme krystallinsk silicium, som leveres til udenlandske producenter af siliciumsolceller og -cellemoduler til produktion af solceller.

De fleste af disse områder indebærer et ikke ubetydeligt eksportpotentiale. Specielt koblingen mellem solceller og bygninger kan indebære, at traditionelle danske styrkepositioner som design og systemudformning vil kunne skabe synergier ved udvikling af fremtidige bygningskomponenter og -systemer.

Dansk industri var godt med i *solvarmeudviklingen* i 1970'erne, og trods et stærkt faldende hjemmemarked siden 1997 har enkelte virksomheder overlevet - primært ved at satse på eksport. Af væsentlige danske eksportprodukter på solvarmeområdet kan nævnes: selektiv belægning, antirefleksbehandlet glas, absorberstrips, store solfangermoduler, tagintegrerede solfangere, mv. Dertil kommer at en væsentlig del af de ca. 2 mio. europæiske solvarme anlæg er forsynet med danskproducerede pumper. Der er et betydeligt marked, hvor danske virksomheder kan gøre sig gældende, men hvor der også er flere store udenlandske virksomheder.

I relation til *varmepumpeanlæg* har Danmark en markant kølebranche med en række producenter inden for køleteknologi, der ligeledes beskæftiger sig med varmepumper. Dansk fremstillede varmepumper vurderes at være blandt de bedste på verdensmarkedet. Endvidere fremstiller og eksporterer Danfoss og andre virksomheder en række nøglekomponenter til brug for udenlandske varmepumpefabrikanter. Den samlede årlige eksport vurderes at være i størrelsesordenen 100 mio. til 200 mio. kr.

I en række andre lande i Europa er varmepumper langt mere udbredt. Endvidere er der i de nordiske lande og i Centraleuropa som følge af en stigende fokus på energiknaphed og højere priser på traditionel opvarmning en stigende efterspørgsel efter varmepumpeanlæg til individuel opvarmning. Efterspørgslen understøttes af nationale tilskud mv. De østeuropæiske lande udgør et nyt potentielt stort marked og dermed et betydeligt erhvervspotentiale for danske virksomheder.

Der i Danmark væsentlig ekspertise vedrørende *geotermiske anlæg*. DONG har en geotermisk koncession i Danmark og besidder væsentlig ekspertise inden for efterforskning, herunder geologi, seismik, reservoiringeniørvurderinger og boreteknik. Endvidere har selskaberne DONG, CTR, E2, KE og VEKS en geotermisk koncession i hovedstadsområdet. DONG har endvidere i samarbejde med Houe & Olsen, Thisted erfaring fra etablering og drift af anlæg i Danmark og i en række andre lande. I forbindelse med det nye demonstrationsanlæg for geotermi ved Amagerværket vil E2 få erfaring med anlæg og drift af geotermisk anlæg.

GEUS besidder stor viden om lagene i den danske undergrund og om lokaliseringen af geotermiske potentialer. GEUS har kortlagt danske reservoirer og udarbejdet geotermisk atlas for EU. Dansk industri har leveret kedler og andre fjernvarmekomponenter til geotermiske anlæg samt styresystemer og filtre til filtrering af det geotermiske vand.

En mere detaljeret kortlægning af undergrunden kan gennemføres af danske selskaber. Gennemførelse af seismiske undersøgelser vil kræve udenlandsk medvirken. Ligeledes vil udførelse af dybe borer medføre behov for medvirken af udenlandske selskaber, idet der ikke i dag findes egnet dansk boreudstyr. Planlægning og bygning af geotermiske anlæg kan gennemføres af danske selskaber, hvorimod leverancer til nye anlæg af varmepumper m.m. i stor udstrækning formentlig vil komme fra udlandet.

Det globale potentiale for afsætning af færdigudviklet kommerciel *bølgekræftteknologi* er betydeligt, og Danmark er blandt en gruppe lande, der er førende inden for udviklingen af bølgekraft. Produktionen af bølgekraftanlæg passer godt til blandt andet den danske værfts- og off-shoreindustri, og danske rådgivningsvirksomheder har væsentlig kompetence på området. En række innovative udviklingsvirksomheder har med underleverancer fra den mere "traditionelle" komponentindustri skabt en relativt hurtig udviklingshastighed i de seneste 5 år. Der er behov for en fortsat udviklingsindsats.

Inden for *superledere* er der i en årrække opbygget kompetence herhjemme i samarbejde mellem en virksomhed og danske forskningsinstitutioner. I 2001 idriftsattes et demonstrationskabel herhjemme som et blandt de første i verden. Der findes stadig forskningsmæssig kompetence på Risø og DTU, men der findes ikke længere et erhvervspotentiale, da den virksomhed, der var engageret i udviklingen på dette område, for nylig blev afhændet til et amerikansk firma med det resultat, at aktiviteterne i Danmark ophørte.

Vedrørende *CO<sub>2</sub>-udskillelse mv.* er der ekspertise herhjemme inden for blandt andet de geologiske lagringsmuligheder. Også på elværkssiden arbejdes der med løsninger inden for dette felt.

Danmark følger med i den internationale udvikling på området, blandt via deltagelse i IEA samarbejde herom.

## 3 Samfundsøkonomi for energiteknologier

### 3.1 Indledning

Danmark har igennem de sidste mange år søgt at fremme en miljøvenlig og energieffektiv energisektor med en høj grad af forsynings sikkerhed. For forsyningssektoren har det givet sig udslag i udbredt brug af kraftvarme for at øge energieffektiviteten, brug af biobrændsler og vindkraft for at reducere CO<sub>2</sub>-udledningen og brug af forskellige typer af brændsler og energikilder for at øge forsynings sikkerheden og mindske olieafhængigheden.

Den internationale udvikling ikke mindst med hensyn til stigende miljøkrav og usikre verdensmarkedspriser på brændsler betyder imidlertid, at der er behov for med jævne mellemrum at overveje, hvilke nye udfordringer energisektoren kan blive stillet over for, og hvordan rammerne for energiforsyningen mest hensigtsmæssigt kan udformes i lyset af disse udfordringer.

Med henblik på at vurdere de fremtidige energiforsyningsmuligheder er der gennemført beregninger af samfundsøkonomiske el- og varmeproduktionsomkostninger for en række forskellige teknologier til elproduktion, fjernvarmeproduktion og produktion af rumvarme og varmt brugsvand. I dette kapitel præsenteres resultatet af beregningerne. Betydningen i forhold til forsynings sikkerhed og erhvervs mæssige perspektiver indgår ikke i disse beregninger, men vil indgå i det samlede arbejde.

Omkostningerne er beregnet for varierende antagelser om verdensmarkedsprisen på råolie og varierende antagelser om værdien af CO<sub>2</sub>-reduktioner.

Beregningerne er foretaget for år 2025. For mange af de omfattede teknologier er det forudsat, at der frem mod dette år vil ske en udvikling af teknologien, der dels kan bestå i en bedre ydeevne (højere virkningsgrad) end teknologien har i dag, og dels kan bestå i en billiggørelse af teknologien i forhold til i dag. Beregningsteknisk er det forudsat, at alle de anlæg, der regnes på, er nye anlæg, der etableres i 2025.

For en del teknologier må det forventes, at der også efter 2025 vil ske en betydelig udvikling. Det kan derfor på ingen måde udelukkes, at nogle af de teknologier, der stadig er ret dyre i 2025 på længere sigt kan vise sig at blive konkurrencedygtige.

Det er ikke tanken, at resultatet af beregningerne skal bruges til at diktere, hvilke teknologier, der skal anvendes i energisektoren om 20 år. Valget af energiforsyning vil som udgangspunkt være op til den enkelte forbruger og de enkelte el- og fjern-

varmeproducenter. Derimod kan beregningerne bruges til at give et mere generelt billede af, hvilke teknologier det vil være fornuftigt at satse på, og i forlængelse heraf, hvordan forskningsmidler, netudbygninger m.m. bør tilrettelægges.

Der er regnet på teknologierne vist i tabel 3.1.

<b>Elforsyning:</b>	<b>Fjernvarmeforsyning:</b>	<b>Rumvarme og varmt brugsvand:</b>
Kulfyret dampturbine, kondensdrift	Elvarmepumpe, decentral fjernvarme	Fjernvarme
Kulfyret dampturbine, kraftvarme	Kulfyret dampturbine, kraftvarme	Naturgasfyr
Kulfyret dampturbine med CO <sub>2</sub> -deponering, kraftvarme	Kulfyret dampturbine med CO <sub>2</sub> -deponering, kraftvarme	Oliefyr
Naturgasfyret combined cycle-anlæg, kondens	Naturgasfyret, decentral fjernvarme	Træpillefyr
Naturgasfyret combined cycle-anlæg, kraftvarme	Naturgasfyret combined cycle-anlæg, kraftvarme	Luftvarmepumpe
Naturgasfyret motor-anlæg, decentral kraftvarme	Naturgasfyret motor-anlæg, decentral kraftvarme	Ventilationsvarmepumpe
Naturgasfyret SOFC-brændsels-celle, decentral kraftvarme	Naturgasfyret SOFC-brændsels-celle, decentral kraftvarme	Jordvarmepumpe
Naturgasfyret PEM-brændsels-celle, decentral kraftvarme	Naturgasfyret PEM-brændsels-celle, decentral kraftvarme	Elvarme
Flisfyret centralt kraftværk, kondensdrift	Flisfyret decentral fjernvarme	Mikrokraftvarme
Halmfyret centralt kraftværk, kondensdrift	Halmfyret decentral fjernvarme	
Flisfyret centralt kraftværk, kraftvarme	Flisfyret centralt kraftværk, kraftvarme	
Halmfyret centralt kraftværk, kraftvarme	Halmfyret centralt kraftværk, kraftvarme	
Flisfyret dampturbine-anlæg, decentral kraftvarme	Flisfyret dampturbine-anlæg, decentral kraftvarme	
Halmfyret dampturbine-anlæg, decentral kraftvarme	Halmfyret dampturbine-anlæg, decentral kraftvarme	
Flisfyret forgasnings-anlæg plus motor, decentral kraftvarme	Flisfyret forgasnings-anlæg plus motor, decentral kraftvarme	
Solcelleanlæg	Geotermianlæg med absorptionsvarmepumpe	
Bølgekraftværk		
Landmølle		
Havmølle		

Tabel 3.1 – Teknologier omfattet af beregningerne

Herudover er der regnet på en række teknologier til lagring af el og varme samt fleksibel elproduktion og fleksibelt elforbrug.

### 3.2 Generelle forudsætninger

Beregningerne afspejler de samfundsøkonomiske omkostninger ved teknologierne. I beregningerne indgår udgifter til investeringer, drift og vedligehold, brændsel samt værdisætning af udledninger af CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub>. Brændselsomkostninger samt værdisætning af udledningerne af CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> er baseret på Energistyrelsens "Beregningsforudsætninger for samfundsøkonomiske beregninger på energiområdet", april 2005. I langt de fleste tilfælde er anvendt de data for teknologierne, som fremgår af Teknologikataloget ("Technology Data for Electricity and Heat Generating Plants", March 2005).

Visse brændsler er i dag pålagt afgifter. I nogle tilfælde afhænger afgiftens størrelse af, hvilket formål brændslet benyttes til. Afgiftsbetalinger er ikke i sig selv udtryk for samfundsøkonomiske omkostninger, men et fald i afgiftsprovenuet skal i sidste ende dækkes ved forhøjelse af andre skatter, hvilket belaster samfundsøkonomien - det såkaldte skatteforvridningstab, som anslås til 20 pct. af provenuet. Tilsvarende skaber en stigning i afgiftsprovenuet basis for nedsættelser af andre skatter og en samfundsøkonomisk gevinst på 20 pct. heraf. Det er imidlertid særdeles vanskeligt at forudsige, hvad afgifterne vil være i 2025, og det er derfor valgt beregningsteknisk at sætte alle afgifter til 0, og dermed helt holde skatteforvridningstab ude af beregningerne.

Som nævnt er beregningerne gennemført for forskellige antagelser om råoliepriser. Det er i den forbindelse antaget, at importpriserne på alle olieprodukter følger råolieprisen 100%. Også naturgasprisen antages at følge råolieprisen 100%, mens kulprisen antages at følge råolieprisen med 50%, således at forstå, at hvis olieprisen stiger med 100% stiger kulprisen med 50%. Priserne på biobrændsler antages at være uafhængige af olieprisen.

Som følge af, at der i Energistyrelsens beregningsforudsætninger er angivet et interval for omkostningerne ved udledning af SO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub>, er der dels regnet på en situation, hvor udledningerne er værdisat lavt, nemlig til 15 kr/kg udledt NO<sub>x</sub> og 32 kr/kg udledt SO<sub>2</sub>, og dels regnet på en situation, hvor udledningerne er værdisat højt, nemlig til 83 kr/kg udledt NO<sub>x</sub> og 52 kr/kg udledt SO<sub>2</sub>.

Alle priser og beregninger er angivet i prisniveau 2002.

Det skal understreges, at beregningerne generelt er behæftet med ret store usikkerheder. Hvad angår olieprisen og værdisætningen af CO<sub>2</sub>-udledning er der søgt taget højde for denne usikkerhed ved at variere på forudsætningerne. Også de andre forudsætninger er imidlertid usikre; det gælder ikke mindst antagelserne om omkostninger og ydeevne for nye teknologier som f.eks. brændselsceller og bølgekraft.

I de følgende afsnit præsenteres beregningsresultaterne for henholdsvis elproduktion, fjernvarmeproduktion og produktion af rumvarme og varmt brugsvand. Afsnittene indledes med korte beskrivelser af den nuværende produktionssammensætning samt specifikke beregningsforudsætninger for hvert af de tre områder, hvorefter beregningsresultaterne præsenteres.

Endelig præsenteres beregningsresultaterne for teknologier til lagring og fleksibel produktion m.m.

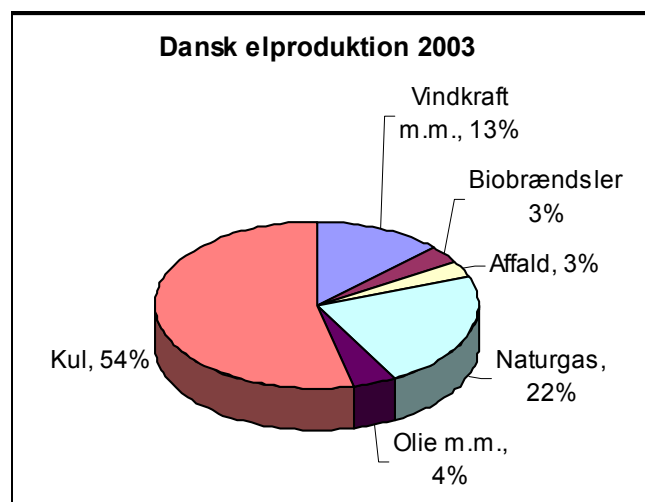
### 3.3 Elproduktion

#### 3.3.1 Nuværende forhold

En række forskellige energikilder bidrager i dag til den danske elforsyning, og der produceres elektricitet både på store centrale elværker samt på decentrale anlæg. Figur 3.1 viser elproduktionen i 2003 opdelt på energikilder (kilde: Miljøplan 2004, Eltra og Miljøberetning 2004, Elkraft). Over halvdelen af elproduktionen er baseret på kul, mens vindkraft står for ca. 13% af elproduktionen.

Når en så stor del af produktionen er baseret på kul, skyldes det, at der i 2003 var en betydelig nettoeksport af el fra Danmark. 8,5 TWh – eller ca. 20% af produktionen – gik til eksport.

Figur 3.1.



En stor del af den danske elproduktion er såkaldt bunden elproduktion, dvs. elproduktion fra vindmøller og kraftvarmeverker, der tidsmæssigt er bundet til vindens variationer samt til behovet for fjernvarme. Den bundne elproduktion følger der-

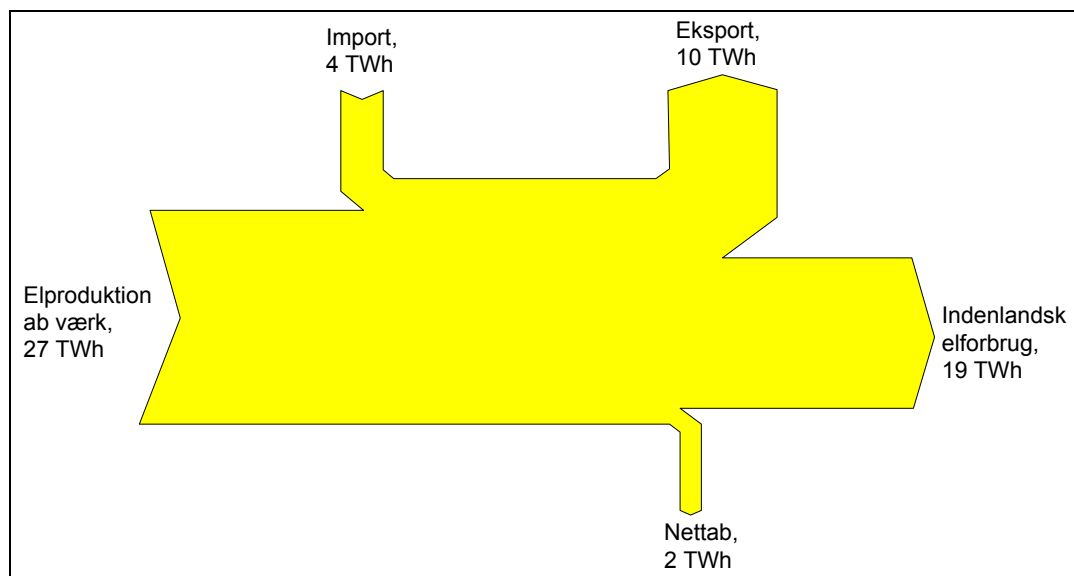


med ikke forbrugernes efterspørgsel efter el, hvilket kan være et problem ved store mængder af bunden el<sup>19</sup>.

Set i forhold til det danske elforbrug<sup>20</sup> udgjorde den bundne elproduktion i 2003 i alt 70%, heraf 16% fra vindmøller og 54% fra kraftvarmeværker. Den bundne elproduktion er størst i Vestdanmark. I Vestdanmark udgjorde elproduktionen fra vindmøller 21% og den varmebundne elproduktion fra kraftvarmeværker 60%, begge dele set i forhold til det vestdanske elforbrug.

Danmark indgår i det sammenhængende nordeuropæiske elmarked og har en stor udveksling af el med udlandet. Det betyder, at de norske og svenske vandkraftmagasiner umiddelbart kan udnyttes som ellagre for den danske elproduktion. Figur 3.2 viser produktion, import, eksport, tab og endeligt elforbrug for Vestdanmark i 2003. Import og eksport af el er opgjort på kvartersbasis. Det ses, at der er en betydelig import og eksport, på henholdsvis 21% og 53% af det vestdanske elforbrug.

Figur 3.2.



### 3.3.2 Beregning af samfundsøkonomiske elproduktionsomkostninger

Der er gennemført beregninger af elproduktionsomkostningerne for i alt 11 kraftvarmeanlæg, 4 kondensanlæg, 1 solcelleanlæg, 1 bølgekraftværk og 2 vindkraftanlæg. Hertil kommer 3 beregninger af vindkraftanlæg i kombination med lagring af den producerede el. For de brændselsbaserede anlæg er der forudsat en årlig benyt-

<sup>19</sup> Fjernvarmeproduktionen kan dog i nogen grad tilrettelægges efter efterspørgslen ved lagring af den producerede varme i et varmelager.

<sup>20</sup> Inkl. nettab.

telsestid på 5000 timer, svarende til den typiske benyttelsestid for et kraftvarmeværk. For deciderede grundlastanlæg og spidslastanlæg kan højere og lavere benyttelsestider være relevante. Dette aspekt berøres kort sidst i afsnittet. For vindkraftanlæg og solcelleanlæg er benyttelsestiden bestemt af vejrforholdene.

Ved fordeling af produktionsomkostningerne mellem el- og varmesiden for kraftvarmeanlæg er der anvendt et fast forhold på 2,5, forstået således at 1 MW eleffekt bærer en 2,5 gange så høj omkostning som 1 MW varmeeffekt. Dette forhold er anvendt for samtlige omkostninger, dvs. både investeringer, drifts- og vedligeholdelsesomkostninger, brændselsomkostninger samt omkostninger ved udledning af forurenende stoffer.

Fordelingen af omkostninger mellem el- og varmesiden har en væsentlig betydning for de resulterende produktionsomkostninger, men samtidig er det meget svært at bestemme, hvilken fordeling, der er den "rigtige". Faktoren 2,5 er valgt fordi det med denne faktor viser sig, at de teknologier, der vil være fordelagtige til fjernvarmeproduktion samtidig giver billige elproduktionsomkostninger.

Elproduktion på decentrale kraftvarmeværker og på solcelleanlæg vil typisk give en reduktion i tabet i elnettet, idet produktionen foregår tættere på forbruget. I beregningerne er der taget højde for dette ved at reducere produktionsomkostningerne for den decentrale produktion med en faktor svarende til reduktionen i nettabet.

Tilslutningsomkostninger til eksisterende elnet samt eventuelle nødvendige netforstærkninger er generelt ikke medtaget, da disse omkostninger er meget afhængige af den aktuelle geografiske anlægsplacering. Da havmølleparker typisk vil kræve en mere omfattende netforstærkning end andre elproduktionsanlæg er der dog for havmølleparker medtaget en omkostning til netforstærkning på 1 mio. kr/MW installeret eleffekt.

Figur 3.3 viser de resulterende elproduktionsomkostninger ab værk for 13 udvalgte teknologier ved en råoliepris på henholdsvis 20 kr/GJ og 50 kr/GJ (svarende til en pris på ca. 20, henholdsvis 50 USD/tønne<sup>21</sup>), i begge tilfælde for CO<sub>2</sub>-omkostninger i intervallet 0-400 kr/ton. Der er desuden anvendt de lave værdier for omkostninger ved udledning af SO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub>. Figur 3.4 viser de tilsvarende omkostninger under anvendelse af de høje værdier for omkostningerne ved udledning af SO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub>.

Produktionsomkostningerne for samtlige 19 teknologier er vist i bilag 1.

---

<sup>21</sup> Der er forudsat en dollarkurs på 6,0 DKK/USD.

For en stor del af teknologierne er der begrænsninger, der gør, at man ikke uden videre ud fra figurerne kan afgøre, hvilken teknologi det vil være billigst at udbygge med i en konkret situation.

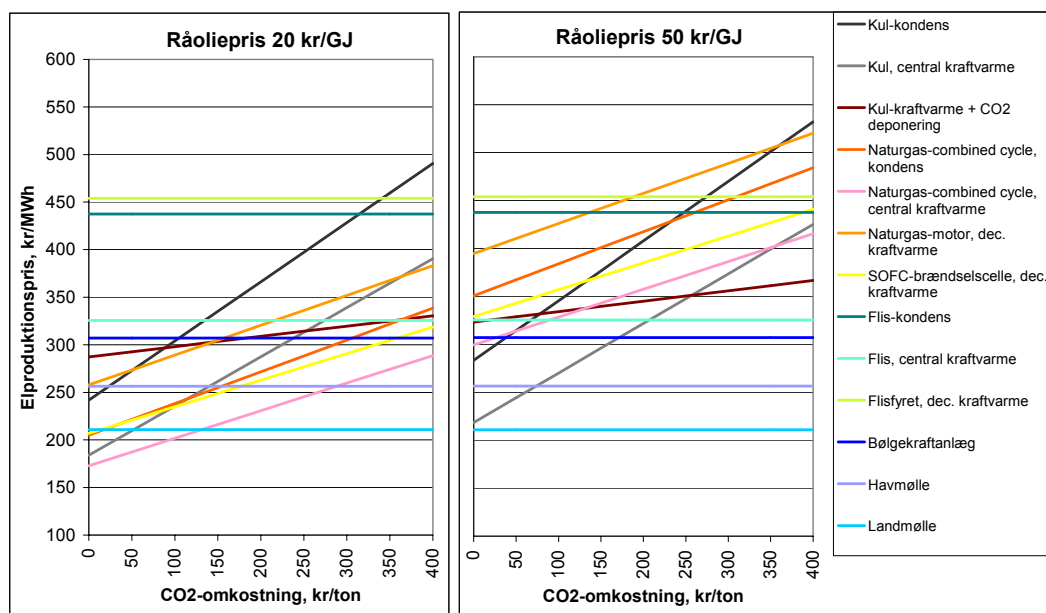
For kraftvarmeteknologierne er produktionsomfanget begrænset, idet teknologierne samlet set kun kan udbygges svarende til behovet for fjernvarme. Det betyder i øvrigt, at det – alt andet lige – kan være en fordel at vælge kraftvarmeanlæg med en høj elvirkningsgrad, da fjernvarmepotentialet dermed kan udnyttes til en større elproduktion. Dette aspekt er dog ikke analyseret nærmere i denne rapport.

For vindmøller, solceller og bølgekraftanlæg samt til en vis grad for kraftvarmeanlæg er der begrænsninger i produktionstidspunktet, som betyder, at anlæggenes produktion ikke kan styres efter efterspørgslen efter el. I tilknytning til beregningerne for vindmøllerne er der lavet beregninger for kombinationer af vindkraft og lagring af el (lagring henholdsvis i batteri, i form af brint og som trykluft) med henblik på at belyse de samlede omkostninger ved at kunne gemme elproduktionen fra vindmøller til de tidspunkter, hvor efterspørgslen/markedsprisen på el er høj. Disse beregninger præsenteres i afsnit 3.7.2.

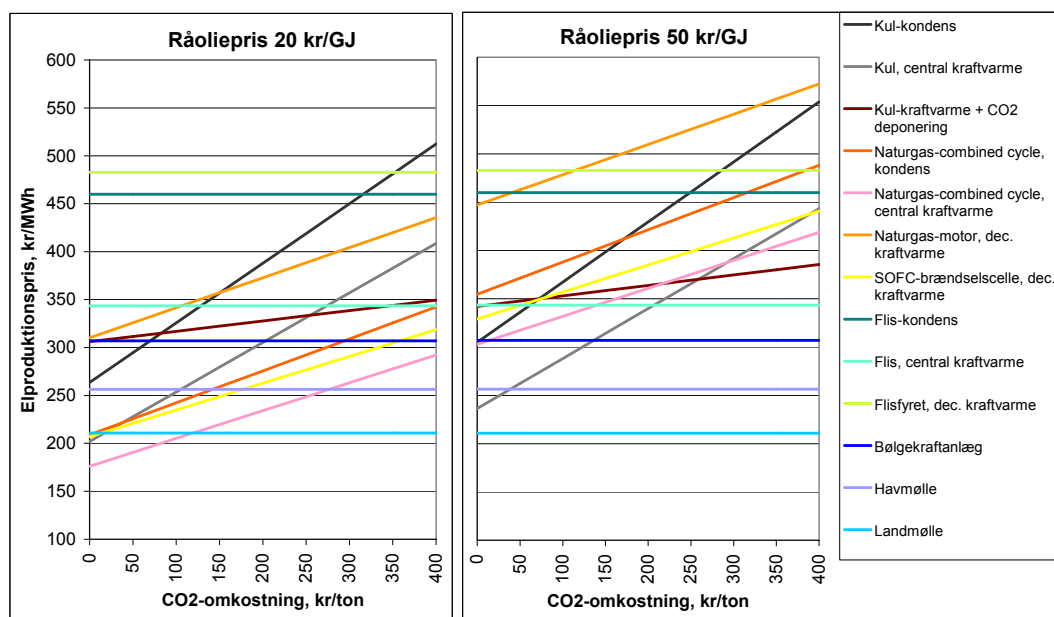
For stort set alle anlægstyper vil der være en stordriftsfordel, som betyder, at store anlæg alt andet lige giver en billigere produktion end små. De viste produktionsomkostninger er for specifikke anlægsstørrelser, og større/mindre anlæg vil give lavere/højere produktionsomkostninger. For de flis- og halmfyrede kraftværker er der regnet på 2 anlægsstørrelser, nemlig et decentralt kraftvarmeværk (ca. 5 – 10 MW eleffekt) og et centralt værk (400 MW eleffekt). For det kulfyrede kraftværk og det naturgasfyrede combined cycle-kraftværk er de viste omkostninger under forudsætning af store anlæg (ca. 400 MW eleffekt) til forsyning af de centrale fjernvarmeområder, mens de øvrige kraftvarmeteknologier er for decentrale fjernvarmeområder.

Endelig er der en generel usikkerhed ved tallene, herunder også usikkerheden med hensyn til, hvordan omkostningerne skal fordeles mellem el- og varmesiden for kraftvarmeanlæg. Specielt de nye teknologier er behæftet med usikkerheder som gør, at man skal være varsom med at konkludere ud fra figurerne. Dette aspekt er behandlet nærmere i afsnit 3.3.3.

Figur 3.3. Elproduktionsomkostninger for 13 forskellige elproduktionsteknologier under forudsætning af SO<sub>2</sub>- og NO<sub>x</sub>-omkostninger på henholdsvis 32 og 15 kr/kg.



Figur 3.4. Elproduktionsomkostninger for 13 forskellige elproduktionsteknologier under forudsætning af SO<sub>2</sub>- og NO<sub>x</sub>-omkostninger på henholdsvis 52 og 83 kr/kg.



## Vindkraft

For landmøller er der i beregningerne forudsat en vis udvikling af teknologien i forhold til i dag, mens der for havmøller er forudsat en væsentlig udvikling, der først og fremmest giver sig udslag i større møller (20 MW) og dermed lavere pro-

duktionspriser pr. MW. Til produktionsprisen er lagt 20 kr/MWh for at tage højde for omkostninger til balancekraft.

Landmøller viser sig at være den billigste produktionsteknologi undtagen for kombinationen lav oliepris og CO<sub>2</sub>-pris under ca. 125 kr/ton. Imidlertid er mulighederne for at opstille yderligere landmøller i Danmark ret begrænsede.

Også havmøller viser sig at være en billig produktionsteknologi, nemlig den næstbilligste teknologi undtagen for kombinationen lav oliepris og CO<sub>2</sub>-pris under ca. 275 kr/ton. For havmøller er der et stort uudnyttet potentiale. Potentialet skønnes at være i størrelsesordenen 50 TWh, eller ca. 50% mere end Danmarks samlede elforbrug i 2003. Der er i dag opstillet ca. 420 MW havmøller, svarende til en årlig produktion på ca. 1½ TWh.

En stor mængde bunden elproduktion i form af vindkraft kan stille øgede krav til fleksibiliteten i elforsyningen. Flexibiliteten kan eksempelvis øges ved at udbygge transmissionsforbindelserne til Norge og Sverige og ved at tilskynde elforbrugerne til et fleksibelt elforbrug.

Der er i beregningerne for vindmøllerne ikke forudsat investering i back-up-effekt til elforsyning i vindstille perioder. Der er imidlertid som nævnt gennemført beregninger for vindkraft i kombination med teknologier til lagring af den producerede el, se afsnit 3.7.2.

### ***Bølgekraftanlæg***

Ved den høje oliepris og CO<sub>2</sub>-priser over 150 kr/ton bliver bølgekraftanlægget den tredjebilligste teknologi, kun dyrere end vindmøllerne. Ved den lave oliepris er bølgekraften også dyrere end en del af kraftvarmeanlæggene. Da bølgekraftteknologien endnu er på forskningsstadiet er omkostningerne ved denne teknologi behæftet med en væsentlig usikkerhed.

### ***Naturgasbaseret elproduktion***

Der er regnet på et rent elproducerende naturgasfyret combined cycle-anlæg (kondensanlæg) samt 4 typer naturgasfyret kraftvarme, nemlig et combined cycle-anlæg, et SOFC brændselscelleanlæg, et PEM-brændselscelleanlæg (ikke vist på figuren) og et decentralt motoranlæg.

I det omfang elproduktionen ikke kan baseres på vindmøller, bliver combined cycle-kraftvarmeværket det billigste alternativ, såfremt olieprisen er lav. Ved den høje oliepris er combined cycle-anlægget noget dyrere end centrale kul- og biomassefyrede kraftvarmeværker. Anvendelsen af de nævnte anlæg er dog begrænset af,

at anlæggene skal være store for at være rentable, og at der derfor skal være store fjernvarmeområder til rådighed, der kan aftage varmeproduktionen.

Combined cycle-kondensanlægget og SOFC-brændselscelleanlægget er næsten lige så billige som kraftvarmeanlægget. Brændselscelleanlægget har desuden den fordel, at små anlæg potentielt kan blive stort set lige så billige som store. Da brændselscelle-teknologien endnu er på forskningsstadiet er omkostningerne ved denne teknologi dog behæftet med en væsentlig usikkerhed.

PEM-brændselscelle-anlægget er i alle tilfælde det næstdyreste af de naturgasfyrede anlæg, mens gasmotoranlægget er det dyreste.

### ***Kulbaseret elproduktion***

Der er regnet på 2 kulbaserede anlæg, nemlig et kraftvarmeanlæg og et rent elproducerende anlæg (kondensværk), begge med dampturbine. Desuden er der regnet på et kulfyret kraftvarmeanlæg med fjernelse af CO<sub>2</sub> fra røggassen. Det er forudsat, at 80% af CO<sub>2</sub>'en fjernes og lagres i undergrunden.

Hvis olieprisen er høj og CO<sub>2</sub>-prisen er under ca. 200 kr/ton, så bliver kulfyret kraftvarme det billigste brændselsbaserede anlæg. De kulfyrede anlæg er dog de anlæg, der er mest følsomme over for CO<sub>2</sub>-prisen, så det kan være risikabelt at investere i disse anlæg. Til gengæld må kulprisen forventes at være mere stabil end olie- og gaspriserne. Anlæg med fjernelse af CO<sub>2</sub> fra røggassen er kun lidt følsomme overfor CO<sub>2</sub>-prisen, men disse anlæg er til gengæld noget dyrere.

### ***Biomassebaseret elproduktion***

Der er regnet på 3 flisfyrede og 3 halmfyrede (ikke vist på figuren) kraftværker, nemlig et stort dampturbine-kondensværk, et stort dampturbine-kraftvarmeværk og et decentralt dampturbine-kraftvarmeværk. Der er desuden regnet på et decentralt flisfyret forgasningsanlæg med en gasmotor (ikke vist på figuren).

De biomassebaserede anlæg er især interessante ved høje CO<sub>2</sub>-priser (da anlæggene ikke udleder CO<sub>2</sub>) og ved høje priser på fossile brændsler (da det er forudsat, at biomassepriserne er uafhængige af priserne på de fossile brændsler). Hvis olieprisen er høj og CO<sub>2</sub>-prisen er over ca. 200 kr/ton, så bliver flisfyret kraftvarme det billigste brændselsbaserede anlæg. De decentrale anlæg er derimod relativt dyre, også fordi der nu er forudsat højere priser på biobrændsler end tidligere anvendt. Selv ved den høje oliepris og en CO<sub>2</sub>-pris på 400 kr/ton er de decentrale anlæg dyrere end naturgasfyret decentral kraftvarme (SOFC).

De halmfyrede anlæg er generelt lidt dyrere end de flisfyrede. Produktionsprisen for det flisfyrede forgasningsanlæg ligger på linje med prisen fra det flisfyrede centrale damp turbineanlæg.

### ***Solceller***

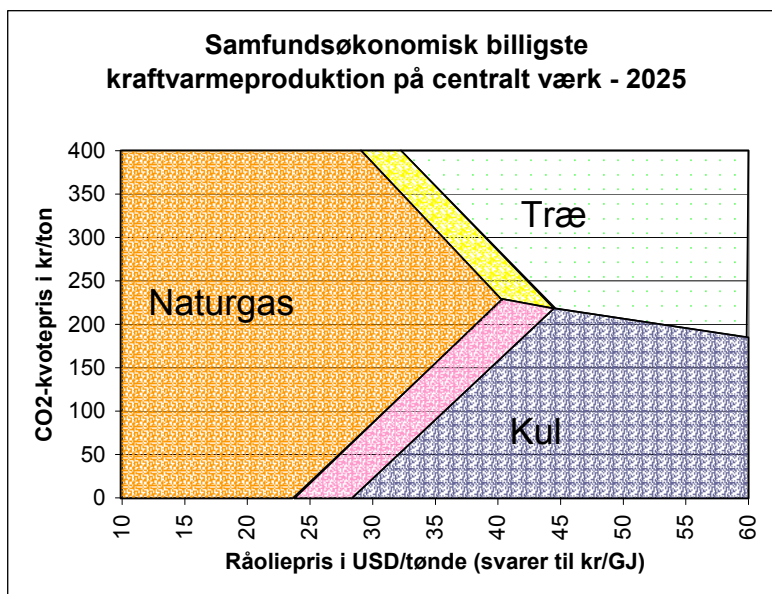
Der er regnet på ét solcelleanlæg. Prisen for den producerede el bliver over 1200 kr/MWh, hvilket er væsentligt højere end for alle de øvrige elproduktionsteknologier, og det forventes derfor ikke, at solcelleanlæg vil give et nævneværdigt bidrag til elproduktionen i Danmark i 2025.

For nye bygninger kan der være mulighed for at anvende solcellepaneler i stedet for anden tagbeklædning og dermed spare omkostninger til tagbeklædning. Økonomien i sådanne løsninger er ikke undersøgt her.

### ***Sammenligning af centrale kraftvarmeværker med forskellige brændsler***

Beregningerne viser, at elproduktion på store centrale kraftvarmeværker sammen med vindkraft vil være den samfundsøkonomisk billigste måde at producere el på i Danmark. Brændselspriser og CO<sub>2</sub>-kvotepriser har imidlertid en afgørende indflydelse på brændselsvalget. I figur 3.5 er teknologierne naturgasfyret combined cycle-anlæg, kulfyret kraftvarme og træfyret kraftvarme sammenstillet. Figuren viser, hvilken af de 3 teknologier, der er samfundsøkonomisk billigst ved forskellige kombinationer af brændsels- og CO<sub>2</sub>-kvotepriser. Det ses – som også figur 3.3 og 3.4 viser –, at alle 3 teknologier kan være relevante, afhængigt af den aktuelle kombination af CO<sub>2</sub>-kvotepris og brændselspris.

Figur 3.5



Værdisætningen af  $\text{SO}_2$ - og  $\text{NO}_x$ -udledninger har en vis betydning for brændselsvalget. I det gule og det lyserøde område på figuren bliver naturgasbaseret produktion billigst, hvis  $\text{SO}_2$ - og  $\text{NO}_x$ -udledninger tillægges en høj omkostning, mens henholdsvis træ- og kulfyre bliver billigst, hvis  $\text{SO}_2$ - og  $\text{NO}_x$ -udledning tillægges en lav værdi. Emissionerne fra kul- og træfyrede anlæg er omtrent lige store, derfor får en ændret værdisætning af emissionerne ingen betydning for valget mellem kul og træ.

### 3.3.3 Usikkerhed i tilknytning til teknologiudvikling

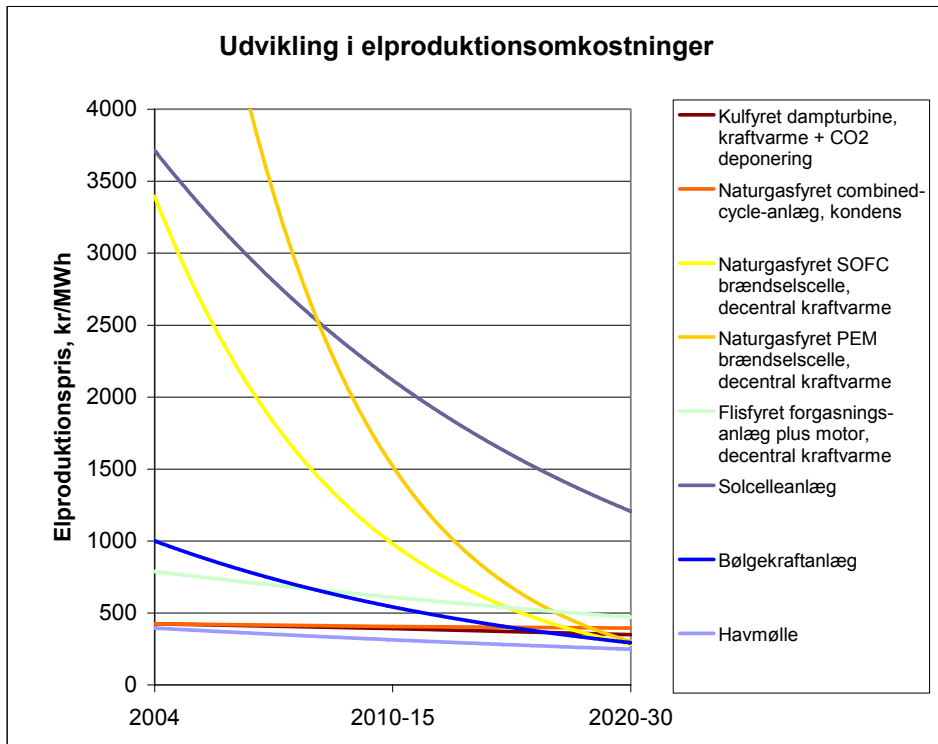
Med henblik på at belyse den usikkerhed, der knytter sig til teknologiudviklingen for nye teknologier frem til 2025 er det beregnet, hvad produktionsomkostningerne er og vil være for udvalgte teknologier i dag (2004), i 2010-15 og i 2020-30. Det er omkostningerne for sidstnævnte periode, der ligger til grund for de øvrige beregninger i denne rapport.

Figur 3.6 viser udviklingen i produktionsomkostninger for 8 udvalgte teknologier, og figur 3.7 viser, hvor meget det er forudsat at teknologierne falder i omkostning fra 2004 til 2020-30. Det ses, at for eksempel et solcelleanlæg forventes at falde ca. 3 gange i pris frem til 2020-30, eller med andre ord at 2020-30-prisen er 1/3 af prisen i dag.

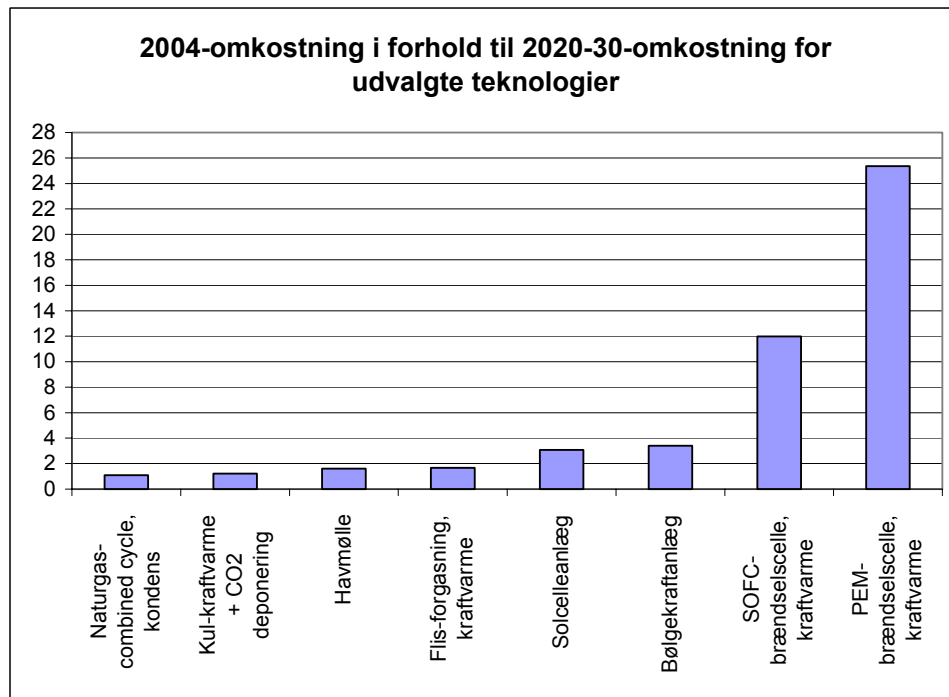
Jo mere omkostningerne forventes at falde, des større må usikkerheden på værdierne for 2020-30 formodes at være. Usikkerheden er dermed størst på teknologierne brændselsceller, bølgekraftanlæg og solceller, hvor omkostningerne forventes at falde med mere end en faktor 2.



Figur 3.6



Figur 3.7



### 3.3.4 Grundlast- og spidslastanlæg

Jo længere driftstid et anlæg har, jo billigere kan elektriciteten produceres, idet anlægsinvesteringerne kan fordeles ud på et større antal driftstimer. Spørgsmålet om, hvilke driftstider, der kan opnås, må ses i sammenhæng med sammensætningen af hele elproduktionssystemet, og emnet er derfor behandlet i relation til opstillingen af scenarier. Der er dog i denne sammenhæng gennemført nogle simple beregninger af teknologiernes produktionsomkostninger ved forskellige antagelser om driftstiden, og resultaterne af disse resumeres kort i det følgende.

For at undersøge drifttidens indflydelse på produktionsomkostningerne er der gennemført beregninger med en fuldlast-driftstid (benyttelsestid) på 7500 timer/år, hvilket typisk vil være driftstiden for et grundlastanlæg og med en fuldlast-driftstid på 2500 timer/år (typisk driftstid for højlast-/spidslastanlæg).

Ved en benyttelsestid på 7500 timer viser det sig ikke uventet, at produktionsomkostningerne falder, og at de falder mest for de investeringstunge anlæg, nemlig de kulfyrede og de biomassefyrede anlæg. Vindmøller vil dog stadig være den billigste teknologi ved høje oliepriser og CO<sub>2</sub>-priser.

Hvis der skal opnås en benyttelsestid på 7500 timer/år på et kraftvarmeværk, vil det i praksis kræve, enten at værket leverer varme til et meget stort fjernvarmeområde, og således at værkets kapacitet er lille i forhold til områdets samlede varmebehov, eller at værket drives som et såkaldt udtagværk med både el- og varmeproduktion i nogle perioder og kun elproduktion (eller elproduktion i kombination med en begrænset varmeproduktion) i andre perioder. Der er ikke i denne sammenhæng regnet specifikt på økonomien for sådanne udtagværker. Udtagværker indgår derimod ved opstillingen af scenarier.

Den store – og formodentlig stigende – produktion fra vindkraftanlæg vil stille krav til de øvrige elproduktionsanlæg om i vidt omfang at kunne regulere elproduktionen op og ned. Det betyder, at omfanget af værker, der kan drives ved en så høj benyttelsestid som 7500 timer/år, formodentlig på sigt vil være ret begrænset.

Hvor der kan sættes spørgsmål ved mulighederne for at opnå en høj benyttelsestid på værkerne, vil der givetvis være behov for at have høj- og spidslastanlæg, der skal kunne levere el på givne tidspunkter, men kun vil være i drift et begrænset antal timer om året. Værkerne skal kunne levere el uafhængigt af varmebehov, vindforhold m.m., og der vil derfor være tale om kondensværker.

Der er regnet på et kulfyret, et flisfyret, et halmfyret og et naturgasfyret kondensværk. Ved en benyttelsestid på 2500 timer/år bliver produktion på det naturgasfyrede værk betydeligt billigere end på de øvrige kondensværker, uanset størrelsen af

olieprisen og CO<sub>2</sub>-prisen. Årsagen hertil er de relativt høje investeringsomkostninger til de anlæg, der fyres med fast brændsel.

I praksis kan en række andre forhold dog spille ind ved valget af spidslastanlæg, herunder adgangen til et variabelt brændselsforbrug til en fornuftig pris, muligheden for at bruge ældre, delvis udtjente anlæg til høj- og spidslast m.m. Samlet set kan det derfor være vanskeligt at pege på en enkelt, ideel teknologi til høj- og spidslastproduktion.

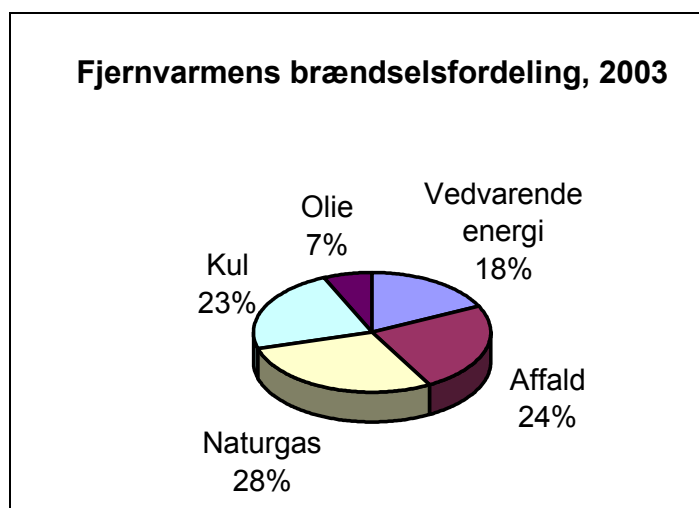
### 3.4 Fjernvarmeproduktion

#### 3.4.1 Nuværende forhold

Ca. 60% af de danske husstande er i dag opvarmet med fjernvarme. Til opvarmning af boliger blev der i alt brugt 64 TJ i 2003. Hertil kommer et fjernvarmeforbrug på i alt 39 TJ i produktionsvirksomheder og indenfor handel og service. Til dækning af dette forbrug samt nettab i fjernvarmenet blev der produceret i alt 129 TJ fjernvarme. Heraf blev næsten 82% produceret sammen med el.

Fjernvarmeproduktionens fordeling på brændsler fremgår af figur 3.8. Det ses, at brændselsforbruget er fordelt ret jævnt på en række brændsler. Produktionen er dermed ikke specielt afhængig af et enkelt brændsel, hvilket er godt for forsynings-sikkerheden.

Figur 3.8



Af naturgassen anvendes ca. 2/3 i decentrale og industrielle kraftvarmewærker.

En vis mængde fjernvarme bliver produceret uden brug af brændsler, nemlig i form af solvarme og geotermisk energi. Denne produktion udgør dog kun ca. 1 promille af den samlede produktion.

#### 3.4.2 Beregning af samfundsøkonomiske fjernvarmeproduktionsomkostninger

Der er gennemført beregninger af fjernvarmeproduktionsomkostningerne for i alt 11 kraftvarmeanlæg, 3 rent varmeproducerende anlæg, 1 geotermianlæg og 1 varmepumpeanlæg.

Der er forudsat en årlig benyttelsestid på 5000 timer, svarende til, at max. 5% af varmen produceres på en spidslastkedel.

Ved fordeling af produktionsomkostningerne mellem el- og varmesiden for kraftvarmeanlæg er der anvendt et fast forhold på 2,5, forstået således at 1 MW eleffekt bærer en 2,5 gange så høj omkostning som 1 MW varmeeffekt. Dette forhold er anvendt for samtlige omkostninger, dvs. både investeringer, drifts- og vedligeholdelsesomkostninger, brændselsomkostninger samt omkostninger ved udledning af forurenende stoffer.

Omkostningen ved køb af el til varmepumperne er baseret på en elpris svarende til produktion på et naturgasfyret combined cycle-kondensanlæg. Dette er i overensstemmelse med Energistyrelsens brændselsprisforudsætninger, hvor dette værk er antaget at være den værkttype, der udbygges med, hvis elforbruget stiger eller gamle værker skrottes.

Der er regnet med et nettab i elnettet på 3% ved levering af el til et decentralt fjernvarmeværk, og herudover er der regnet med en samfundsøkonomisk omkostning på 50 kr/MWh til levering af el.

Figur 3.9 viser de resulterende fjernvarmeproduktionsomkostninger for 11 udvalgte teknologier ved en råoliepris på henholdsvis 20 kr/GJ og 50 kr/GJ (svarende til en pris på ca. 20, henholdsvis 50 USD/tønne), i begge tilfælde for CO<sub>2</sub>-omkostninger i intervallet 0-400 kr/ton. Der er desuden anvendt de lave værdier for omkostninger ved udledning af SO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub>. Figur 3.4 viser de tilsvarende omkostninger under anvendelse af de høje værdier for omkostningerne ved udledning af SO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub>.

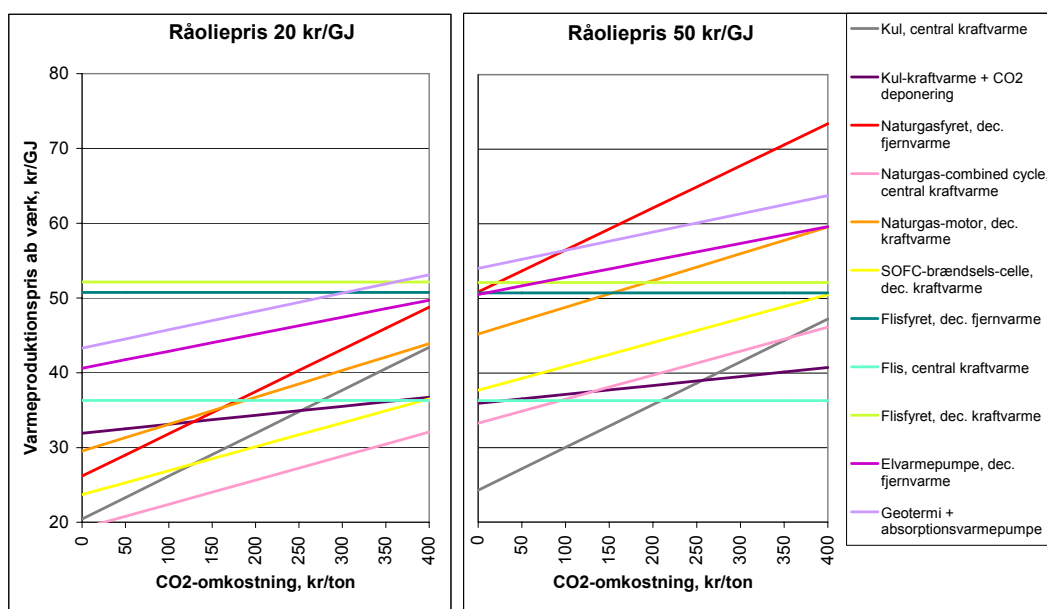
Produktionsomkostningerne for samtlige 16 teknologier er vist i bilag 2.

Lige som for de elproducerende anlæg vil der for stort set alle anlægstyper være en stordriftsfordel, som betyder, at store anlæg alt andet lige giver en billigere produktion end små. De viste produktionsomkostninger er for specifikke anlægsstørrelser, og større/mindre anlæg vil give lavere/højere produktionsomkostninger. For de flis- og halmfyrede kraftværker er der regnet på 2 anlægsstørrelser, nemlig et decentralt

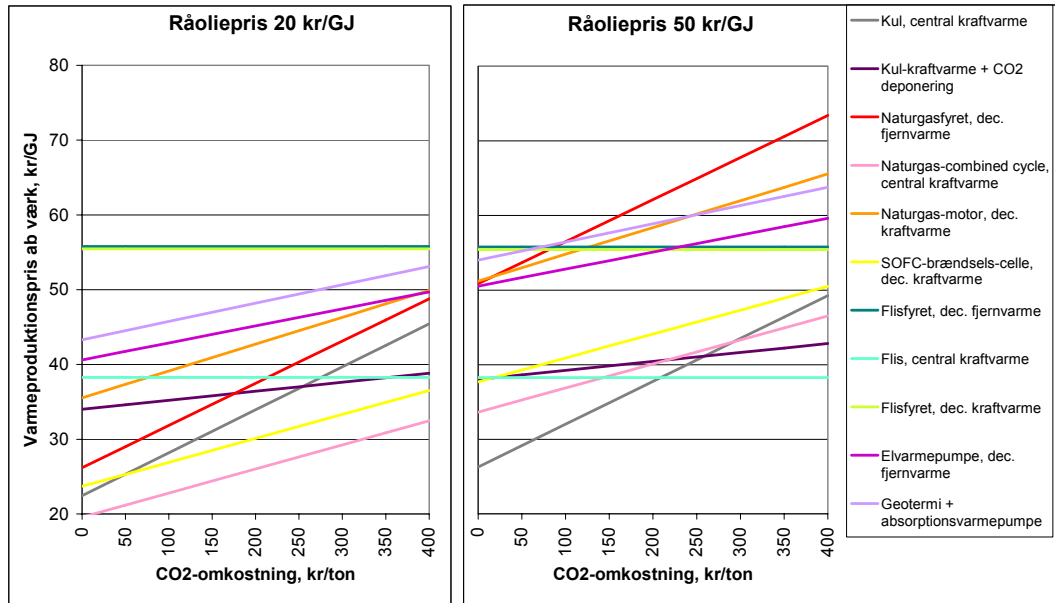
kraftvarmeværk (ca. 5 – 10 MW eleffekt) og et centralt værk (400 MW eleffekt). For det kulfyrede kraftværk og det naturgasfyrede combined cycle-kraftværk er de viste omkostninger under forudsætning af store anlæg (ca. 400 MW eleffekt) til forsyning af de centrale fjernvarmeområder, mens de øvrige kraftvarmeteknologier er for decentrale fjernvarmeområder.

Endvidere er der en generel usikkerhed ved tallene, herunder også usikkerheden med hensyn til, hvordan omkostningerne skal fordeles mellem el- og varmesiden for kraftvarmeanlæg. Specielt de nye teknologier er behæftet med usikkerheder som gør, at man skal være varsom med at konkludere ud fra figurene. Dette aspekt er behandlet nærmere i afsnit 3.3.3.

Figur 3.9. Fjernvarmeproduktionspris for 11 forskellige varmeproduktionsteknologier, under forudsætning af  $SO_2$ - og  $NO_x$ -omkostninger på henholdsvis 32 og 15 kr/kg.



Figur 3.10. Fjernvarmeproduktionspris for 11 forskellige varmeproduktionsteknologier, under forudsætning af SO<sub>2</sub>- og NO<sub>x</sub>-omkostninger på henholdsvis 52 og 83 kr/kg.



I det følgende gennemgås de enkelte grupper af teknologier.

### **Teknologier til varmeproduktion i store fjernvarmeområder**

Der er regnet på 5 teknologier til varmeforsyning i store, centrale fjernvarmeområder, nemlig et naturgasfyret combined cycle-kraftvarmewærk, et flisfyret kraftvarmewærk, et halmfyret kraftvarmewærk (ikke vist på figuren), et kulfyret kraftvarmewærk samt et kulfyret kraftvarmewærk med CO<sub>2</sub>-separation og -deponering.

Beregningerne viser, at uanset CO<sub>2</sub>-prisen er combined cycle-kraftvarmeanlægget den billigste teknologi ved den lave oliepris, mens det kulfyrede kraftvarmewærk er billigst ved høje brændselspriser og CO<sub>2</sub>-priser under ca. 150 kr/ton og det flisfyrede kraftvarmewærk er billigst ved høje brændselspriser og CO<sub>2</sub>-priser over ca. 150 kr/ton. Halmfyret kraftvarme og kulfyret kraftvarme med CO<sub>2</sub>-deponering er lidt dyrere end de andre anlæg. Ved den lave oliepris bliver det decentrale SOFC-brændselscelleanlæg i øvrigt billigere end de fleste af de centrale teknologier.

### **Teknologier til varmeproduktion i decentrale fjernvarmeområder**

Der er regnet på 4 naturgasfyrede teknologier til varmeforsyning i mindre fjernvarmeområder, nemlig et SOFC brændselscelleanlæg, et PEM-brændselscelleanlæg (ikke vist på figuren), et decentralt motoranlæg og en fjernvarmekedel.

Der er herudover regnet på 3 biomassebaserede kraftvarmeanlæg, nemlig et halmfyret dampturbineanlæg, et flisfyret dampturbineanlæg og et flisfyret forgasningsanlæg med en gasmotor. Desuden er der regnet på et flisfyret og på et halmfyret fjernvarmeanlæg, der udelukkende producerer varme. På figurene er kun medtaget det flisfyrede dampturbineanlæg og det flisfyrede fjernvarmeanlæg. Halmfyrede biomasseanlæg vil typisk være lidt dyrere end flisfyrede.

Endelige er der regnet på en stor eldreven varmepumpe til produktion af fjernvarme samt et geotermianlæg med en gasfyret absorptionsvarmepumpe.

SOFC-brændselscelleanlægget er med de givne forudsætninger uanset CO<sub>2</sub>-pris og oliepris det billigste anlæg, og PEM-brændselscelleanlægget er det næstbilligste, undtagen for den høje oliepris og CO<sub>2</sub>-omkostninger over 200-300 kr/ton. Da brændselscelle-teknologien endnu er på forskningsstadiet er omkostningerne ved denne teknologi dog behæftet med en væsentlig usikkerhed.

De tre teknologier gasmotoranlæg, elvarmepumpe og naturgasfyret fjernvarmeke-del er set under ét lidt dyrere end PEM-brændselscelleanlægget. Det kan imidlertid ikke afgøres, hvilken af de tre teknologier, der er billigst, da produktionspriserne varierer stærkt med både brændselspris, CO<sub>2</sub>-omkostning og SO<sub>2</sub>- og NO<sub>x</sub>-omkostning.

Geotermianlægget er konsekvent lidt dyrere end elvarmepumpen.

De flis- og halmfyrede anlæg er de dyreste anlæg ved den lave oliepris. Ved den høje oliepris bliver de flisfyrede anlæg relativt fordelagtige; således er anlæggene de næstbilligste ved CO<sub>2</sub>-priser over 200-300 kr/ton. De halmfyrede anlæg er blandt de dyreste anlæg også ved den høje oliepris.

### **3.5 Samlet konklusion for el- og fjernvarmeproduktion**

For de nye teknologier solceller, brændselsceller og bølgekraft viser beregningerne, at solceller stadig i 2025 vil være en dyr teknologi til elproduktion, mens bølgekraft og brændselsceller kan blive interessante produktionsalternativer. Sidstnævnte vil dog kræve en væsentlig forbedring af anlæggenes økonomi i forhold til i dag, og konklusionen for disse anlæg er derfor meget usikker.

Hvad angår elproduktion er produktion på vindmøller umiddelbart den billigste teknologi for næsten alle kombinationer af oliepris og CO<sub>2</sub>-pris. Imidlertid kan mulighederne for at anvende vindkraft være begrænset af, at vindmøllernes produktion er bundet til vindens variationer. Omkostningerne ved lagring af den producerede el er behandlet i afsnit 3.7.

I det omfang vindkraft (og eventuelt bølgekraft) ikke kan dække efterspørgslen efter el bliver naturgasfyrede combined cycle-anlæg den billigste teknologi til elproduktion ved lave oliepriser, mens kulfyrede anlæg er billigst ved høje brændselspriser og CO<sub>2</sub>-priser under ca. 150 kr/ton og flisfyrede anlæg er billigst ved høje brændselspriser og CO<sub>2</sub>-priser over ca. 150 kr/ton. Også med hensyn til fjernvarmeproduktion vil disse teknologier være de billigste for store fjernvarmeområder.

For de decentrale områder vil brændselscelleanlæg være den billigste teknologi, med de givne forudsætninger om teknologiudvikling. Selv om elproduktion på brændselscellerne umiddelbart vil være lidt dyrere end de billigste alternativer til elproduktion, mere end opvejes denne meromkostning af besparelsen på fjernvarmesiden ved at bruge brændselsceller (af SOFC-typen) frem for øvrige varmeproduktionsalternativer.

Da brændselscelleteknologien endnu er på forskningsstadiet er omkostningerne ved denne teknologi behæftet med en væsentlig usikkerhed. Hvis teknologien viser sig at være for dyr i 2025 vil gasmotoranlæg, elvarmepumper og naturgasfyret fjernvarme være de billigste teknologier til decentral fjernvarmeproduktion.

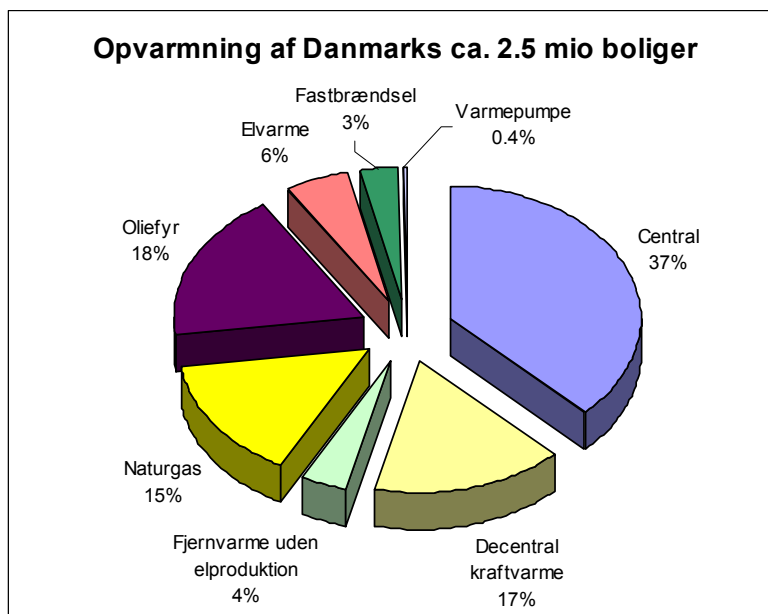
### **3.6 Rumvarme og varmt brugsvand**

#### **3.6.1 Situationen i dag**

Seks ud af ti danske husstande er i dag opvarmet med fjernvarme. De resterende husstande har individuelle varmeinstallationer. Heraf udgør oliefyrene, der frem til 1980'erne var den dominerende opvarmningsform, fortsat den største del og opvarmer 18 procent af de danske hjem, mens individuelle naturgasfyr forsyner andre 15 procent. De resterende knap 10 procent af husstandene opvarmes af andre opvarmningsformer, herunder elvarme (6%), varmepumper (0,4%) og fastbrændsel (3%), f.eks. træpillefyr. En del husstande har desuden installeret solvarmeanlæg der varetager en del af brugsvandsproduktionen, ligesom brændeovne flere steder fungerer som supplerende opvarmningskilde.



Figur 3.11. Fordeling af varmeinstallationer i Danmark



Kilde: Energistyrelsens Energidata 2003

Konkurrencen opvarmningsformerne imellem er begrænset bl.a. af elvarmeforbud og tilslutningspligt til naturgas og fjernvarme.

I 2002 var husholdningernes klimakorrigerede energiforbrug 190,2 PJ og udgjorde dermed næsten 30 procent af det samlede endelige energiforbrug i Danmark. Af de 190,2 PJ gik 158,6 PJ til rumopvarmning og varmt brugsvand og de resterende 31,7 PJ til elektriske apparater m.m.. Selv uden at betragte energiforbruget til opvarmningsformål i handels- og servicesektoren er det således omkring  $\frac{1}{4}$  af Danmarks endelige energiforbrug der går til at opretholde en komfortabel rumtemperatur året rundt samt at forsyne danskerne med varmt brugsvand.

### 3.6.2 Analysegrundlag

En væsentlig andel af de samlede omkostninger til at varmeforsyne en bolig igennem bygningens levetid er forbundet med installation, vedligehold og udskiftning af varmesystemet. Specielt for de individuelle opvarmningsformer er omkostningerne til installationerne i de enkelte husstande store, mens der for fjernvarme er store etableringsomkostninger for forsyning af et område.

Da der er tale om et enten-eller valg af opvarmningsform for den enkelte husstand, eller måske det enkelte område i tilfælde af fjernvarme, fås det mest retvisende billede ved en sammenligning på husstands niveau. Hermed kan betydningen af forskellige opvarmningsbehov (isoleringsniveau og areal) også afdækkes: Omkostningen til opvarmningssystemerne reduceres nemlig ikke i samme takt som op-

varmningsbehovet og de tekniske og økonomiske muligheder for at tilpasse teknologien det specifikke tilfælde varierer imellem de betragtede opvarmningsformer.

De forskellige teknologiers produktionspris per kWh giver kun et delvist billede af økonomien i energisystemerne, da fremføring og dimensionering (dvs. udnyttelsesgrad af installationen) vil have stor betydning, særligt for parcelhuse og andre mindre bygningsenheder, hvor omkostningerne til selve energiproduktionen kun vil udgøre en begrænset del af de samfundsmæssige omkostninger.

I denne analyse fokuseres derfor på totalomkostningen ved at varmforsyne én bolig i ét år. Formålet er at afdække, hvorledes det fremtidige behov for rumopvarmning og varmt brugsvand i private husstande kan tilfredsstilles med lavest mulige omkostninger for samfundet (inkl. miljøomkostninger).

For eksisterende bygninger vil den allerede etablerede opvarmningsform have betydning for valget af opvarmningsform i fremtiden. Specielt for områder med kollektiv forsyningsnet vil det umiddelbart synes hensigtsmæssigt at udnytte det allerede etablerede net. I størstedelen af de danske husstande er der etableret et centralvarmesystem der også (evt. med modifikationer) vil kunne anvendes ved skift til anden opvarmningsform. For elopvarmede huse er dette vandbårne system dog ikke etableret, hvorfor disse husstande udgør en særlig gruppe i betragtningen.

For individuelle opvarmningsformer, der ikke er afhængige af et distributionsnet, er de økonomiske og energitekniske forhold stort set uafhængige af områdets karakter. Der er dog forskel på om der er tale om udskiftning af udtjente installationer i eksisterende bygninger eller nyinstallation af opvarmningssystemer i nybyggeri. I førstnævnte tilfælde vil allerede udførte installationer passe bedre til nogle opvarmningssystemer end til andre.

Der kan således skelnes mellem:

1. Husstande i område med kollektiv forsyning
  - a. eksisterende fjernvarmeområder.
  - b. eksisterende naturgasområder
2. Elopvarmede husstande
  - a. i kollektivt forsynet område
  - b. åbent land
3. Andre eksisterende husstande uden for kollektive forsyningsnet
4. Nybyggeri
  - a. i kollektivt forsynet område
  - b. åbent land

Nybyggeri er kendetegnet ved et reduceret varmebehov i forhold til eksisterende bygninger, både som følge af det kommende bygningsreglement, der træder i kraft

fra år 2006 og strammer kravene til bygningers energibehov væsentligt, og som følge af forventede efterfølgende reduktioner i energiforbruget som følge af teknologiforbedringer og/eller nye stramninger.

For et nybyggeri adskiller situationen for valg af opvarmningssystem sig fra den i et eksisterende byggeri på to væsentlige punkter:

- 1) Der er ikke etableret tilslutning – For fjernvarme betyder dette for forbrugeren, at denne ikke har afholdt tilslutningsbidrag (ofte et investeringsbidrag og en stikledningsafgift samt en udgift til fjernvarmeunit), for fjernvarmeselskabet, at dette ikke har afholdt udgiften til stikledning og for en samfundsøkonomisk vurdering betyder det, at omkostninger til stikledning og fjernvarmeunit skal medtages i vurderingen. For naturgas betales der normalt ikke tilslutningsbidrag, men der er udgifter for naturgasselskabet der må medtages i en samfundsøkonomisk vurdering.
- 2) Der er ikke etableret et vandbåret varmfordelingssystem i bygningen. – Dette betyder, at der er mulighed for at reducere investeringsbehovet ved at benytte et billigere luftbåret system, eller ved at installere elvarme.

### 3.6.3 Opvarmningsbehov for parcelhuse

Der tages i gennemgangen af teknologier til opvarmning af husstande i 2025 udgangspunkt i parcelhuse, hvor en væsentlig del af opvarmningsbehovet findes (se ”Perspektiver for den danske varmforsyning frem mod 2025” for en detaljeret gennemgangen af bygningsbestanden). Opvarmningsbehovet i danske boliger varierer meget, bl.a. afhængig af bygningens alder og senere efterisolering ved renoveringer. Som følge af usikkerheden omkring opvarmningsbehovet i fremtidens boliger udføres beregningerne for varierende opvarmningsbehov. Et eksisterende dansk parcelhus (på 130 m<sup>2</sup>) antages at have et bruttoforbrug på 18,1 MWh årligt til rumvarme og opvarmning af varmt brugsvand. Dette gennemsnit dækker over et spænd fra nye huse, der bruger væsentlig mindre varme, til gamle, dårligt isolerede huse, der bruger væsentlig mere varme.

Ved nybyggeri er varmebehovet i dag lavere. I det nuværende bygningsreglement BR95/BS98 betyder kravene til et nybygget hus på 130 m<sup>2</sup>, at varmebehovet vil være på omkring 12,7 MWh pr. år. Varmebehovet for bygninger med vandbåret opvarmning og med elvarme fremgår af tabel 3.2.

Bruttovarmetab [MWh/år]	GNS-hus	BR95
Vandbåret	18,1	12,7
Elvarme	17,6	12,2

Tabel 3.2: Varmebehov i eksisterende huse

Det lavere forbrug ved elvarme skyldes, at tabene ved varmfordelingen i husstanden vurderes at være mindre end for vandbaserede varmfordelingssystemer.

Udvikling af bygningsmaterialer og nye konstruktionsprincipper betyder, at det i dag er muligt at opføre bygninger med et væsentligt lavere varmetab. Som følge af direktiv 2002/91/EF om bygningers energimæssige ydeevne skal energibestemmelserne i det danske bygningsreglement ændres inden den 4. januar 2006. I forbindelse med implementeringen strammes kravene til energiforbruget til opvarmning i bygningsreglementet. I udkastet til de nye energibestemmelser er der en grænse for tilført energi på  $(70 + 2200/A)$  kWh/m<sup>2</sup> pr. år., hvor A er boligarealet. For et hus på 130 m<sup>2</sup> svarer det til 11,3 MWh/år.

Udkastet til de nye energibestemmelser definerer desuden to klasser af lavenergi-bygninger. For lavenergi-bygninger klasse 1 er energirammen 50 % af energirammen for nye bygninger, i henhold til de nye bestemmelser, og for klasse 2 er rammen  $(50 + 1600/A)$  kWh/m<sup>2</sup> pr. år. Disse lavenergiklasser kan meget vel med tiden gå hen at blive "state-of-the-art" for nybyggeri, idet det allerede i dag er teknisk muligt at opføre bygninger med et endog endnu lavere opvarmningsbehov.

For et parcelhus på 130 m<sup>2</sup> fås således følgende øvre grænser for tilført energi:

Energiramme - indkøbt energi [MWh/år]	"BR2006"	LavEn klasse 2	LavEn klasse 1
Vandbåret	11,3	8,1	5,7
Elvarme	4,5	3,2	2,3

Tabel 3.3: Energiramme (tilført energi) i henhold til udkast til nyt bygningsdirektiv

Det skal bemærkes, at der i tidligere bygningsreglementers energirammer (senest BR95/BRS98) har været tale om et beregnet behov for varmelevering fra det installerede opvarmningssystem, eksempelvis naturgasfyret, fjernvarmetilslutningsanlægget eller varmepumpen, mens der for "BR2006" og lavenergiklasserne er tale om en øvre grænse for tilført energi, hvormed opvarmningsanlæggets virkningsgrad indgår i betragtningen. Yderligere inkluderer energirammen i de sidstnævnte kategorier forbrug til ventilation og hjælpeenergi (elforbrug) til opvarmningssystemet, hvormed den reelle stramning i kravene er større end ved umiddelbar sam-

menligning med gældende regler. Den lavere grænse for elvarme for BR2006 skyldes at el ved energirammeberegninger omregnes med en faktor 2,5 i forhold til øvrige energiprodukter.

Det skal understreges, at der er tale om foreløbige beregningsforudsætninger, idet det nye bygningsdirektiv fra EU ikke er implementeret endnu.

Det, at energirammen defineres ud fra tilført energi gør, at kravene til isoleringsstandard i princippet varierer afhængigt af den anvendte opvarmningsform.

I denne analyse antages det, at bygningerne har samme isoleringsstandard, og at den samme mængde varmeenergi tilføres bygningen. Derved udelades betragtninger af omkostningerne ved merisolering. Det skal yderligere bemærkes at der ikke er taget specifikke hensyn til elforbruget til eventuel mekanisk ventilation.

Der er valgt et niveau, der gør, at energirammen for de 3 energiklasser ”BR2006”, ”Lavenergiklasse 2” og ”Lavenergiklasse 1” netop kan opfyldes ved installation af et træpillefyr med de anvendte forudsætninger (herunder hensyn til fyrets elforbrug). Dette betyder, at der f.eks. for fjernvarmeforsynede huse og huse med ventilations- eller jordvarmepumpe er tale om en bedre isolering end minimumsniveauet<sup>22</sup>. Varmetilførslen fremgår af tabel 3.4.

Varmetilførsel (rumvarme + brugsvand) [MWh/år}	”BR2006”	LavEn klasse 2	LavEn klasse 1
Vandbåret	10,4	7,5	4,6

Tabel 3.4: Varmetilførsel for bygningskategorier – anvendte beregningsværdier

Elvarme kan ikke anvendes i forhold til disse antagelser da et elopvarmet ”BR2006 hus” for at overholde reglerne i praksis skulle isoleres ligeså godt som et ”Lavenergiklasse 1 hus” med træpillefyr. Dette ses der indledningsvist bort fra.

### **Teknologier**

Følgende opvarmningssystemer synes i dag at kunne betragtes som sandsynlige (teknologisk, økonomisk) muligheder for enfamiliehuse:

- Fjernvarme

---

<sup>22</sup> muligheden for at isolere huse mindre såfremt der installeres varmepumper med en effektfaktor større end 2,5 begrænses i bygningsreglementet af minimumskrav til isoleringsniveauet for de forskellige bygningskomponenter.

- Oliefyr
- Elvarme
- Varmepumper (udeluft/ventilationsluft/jordvarme)
- Træpillefyr
- Naturgasfyr

Solvarmeanlæg kan betragtes som en supplerende energikilde, ligesom en brændeovn i kombination med en elvandvarmer kan være en mulighed for nye bygninger (eller som supplerende varmekilde i eksisterende, hvor løsningen næppe vil kunne dække det fulde behov). Fastbrændselskedler synes kun at være interessante for en mindre gruppe forbrugere, da det bl.a. kræver en øget indsats af forbrugeren. En nærmere analyse af disse varmekilder ligger udenfor rammerne af denne analyse.

For 2025 synes også mikrokraftvarme at have potentiale til at være en sandsynlig husstandsinstallation.

Der er gjort betragtninger for udviklingspotentialet for teknologier til individuel opvarmning og naturgasbaseret opvarmning, herunder mikrokraftvarme, frem mod år 2025, ligesom teknologiudvikling indenfor fjernvarmeforsyning medtages.

Varmen skal distribueres indenfor bygningen og afgives i de ønskede rum. Følgende muligheder for varmeafgivelsessystemer betragtes:

- Vandbåret (gulvvarme, radiatorsystem eller kombination): Et traditionelt centralvarmesystem med radiatorer eller et gulvvarmesystem. Installationsprisen i nybyggeri er for disse to løsninger nogenlunde den samme.<sup>23</sup>
- Luftbåret (særlig interessant i kombination med varmepumpe): En del varmepumper har luftbåret fordeling af varmen til de forskellige rum/zoner ved hjælp af et antal indedele. Det er muligt (mest oplagt i nybyggeri) at installere et luftkanalsystem til ventilation og varmedistribution. Et sådant system vil principielt kunne tilsluttes andre varmekilder end varmepumper.
- Direkte elvarme (evt. en kombination af gulvvarme og paneler)

Udgifter til brugsvandsinstallationer udelades idet de med rimelighed kan antages at være uafhængige af varmekilden. I en række eksisterende bygninger er et vandbåret centralvarmesystem etableret, og omkostninger til dette er da afholdt og uden relevans for den økonomiske vurdering.

---

<sup>23</sup> En kombination af radiatorer og gulvvarme kan vise sig som en bedre løsning, da det giver gulvvarmens komfort kombineret med radiatorsystemets bedre reguleringsmæssige egenskaber.

### *Brændselspriser*

I den samfundsøkonomiske beregning anvendes i grundberegningen en kalkulationsrente på 6 procent p.a. Investeringer med en levetid ud over 20 år tildeles en scrapværdi ved lineær afskrivning. Der anvendes samfundsøkonomiske priser på energiprodukter, dvs. ekskl. afgifter og ”sunk costs”.

Som konsekvens af at der er stor usikkerhed forbundet med at forudsige energipriser, ses der på et spænd af energipriser, der svarer til de der er anvendt i scenariefremskrivningerne for el- og varmesektoren.<sup>24</sup> Brændselspriserne korrigeres efterfølgende til markedsprisiniveau ved at korrigere for momsen. Alle andre udgifter opgøres af samme grund inkl. moms.

---

<sup>24</sup> i ”Scenarier for udbygning af el- og kraftvarmekapacitet”, juni 2005 & Basisfremskrivning af 10. marts 2005. (En mindre opdatering er senere foretaget, hvorfor de i denne rapport angivne priser for basisfremskrivningen ikke direkte bør anvendes i andre beregninger. Forskellen er dog ret marginal)

<b>Samfundsøkonomiske brændselspriser</b>	2005*	2015	2025
<b>Basis</b>			
Olie-cif [\$/tønne]			
Olie an husstand [kr/MWh]	184	184	201
Naturgas an husstand [kr/MWh]	171	172	182
El an husstand [kr/MWh]	488	486	492
Træpiller an husstand [kr/MWh]	291	291	291
<b>Høj oliepris – høj kvotepris</b>			
Olie-cif [\$/tønne]	50	50	50
Olie an husstand [kr/MWh]	310	310	310
Naturgas an husstand [kr/MWh]	236	236	236
El an husstand [kr/MWh]	542	550	593
Træpiller an husstand [kr/MWh]	291	291	291
<b>Lav oliepris – lav kvotepris</b>			
Olie-cif [\$/tønne]	20	20	20
Olie an husstand [kr/MWh]	166	166	166
Naturgas an husstand [kr/MWh]	160	160	160
El an husstand [kr/MWh]	465	466	452
Træpiller an husstand [kr/MWh]	291	291	291

Tabel 3.5: Samfundsøkonomiske brændselspriser

\* Priserne for 2005 er annuiteten af prisen i perioden 2005-2024 med den anvendte kalkulationsrentefod på 6 procent p.a.

Fjernvarmeomkostningen varierer betydeligt fra område til område. De samfundsøkonomiske produktionsomkostninger for anlæg etableret i 2025 er præsenteret i de foregående afsnit.

Miljøpåvirkning i form af CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> værdisættes. For CO<sub>2</sub> værdisættes ikke kvotebelagt udledning (dvs. fra individuelle fyr) til kvoteprisen i de respektive scenarier korrigeret med nettoafgiftsfaktoren (afrundet 1,2). Omkostningen ved CO<sub>2</sub>-emissioner fra elproduktion er som følge af kvoteordningen internaliseret i elprisen. Værdisætningen af udledningerne af NO<sub>x</sub> og SO<sub>2</sub> baseres på skadesomkostninger. Der foreligger aktuelt meget forskellige skøn, hvorfor der opereres med intervaller for skadesomkostningerne. For NO<sub>x</sub> anslås skadeomkostningerne på energiområdet (gennemsnit for hele Danmark) til 15-83 kr. per kg og for SO<sub>2</sub> til 32-52 kr. per kg udtrykt i samfundsøkonomiske beregningspriser. I de senere præsenterede resultater anvendes for overskuelighedens skyld kun de høje værdier for SO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> på 52 kr./kg henholdsvis 83 kr./kg. Omkostningerne udgør kun en meget lille del af de samlede omkostninger, og der sker ingen forskydning af konklusionerne såfremt de lave skøn anvendes.



Emissionerne fra de forskellige opvarmningsformer er for de individuelle fyr baseret på tal fra DMU. Der er antaget en reduktion af SO<sub>2</sub>- og NO<sub>x</sub>-emissionerne på 40 procent i 2025 relativt til 2005. For el baseres emissionerne på RAMSES-modellen og repræsenterer det marginale danske kraftværk.

Miljø		2005			2025		
Enhed	Olie	Basis	Høj-høj	Lav-lav	Basis	Høj-høj	Lav-lav
Ton/MWh	CO <sub>2</sub>	0,266	0,266	0,266	0,266	0,266	0,266
Kg/MWh	SO <sub>2</sub>	0,083	0,083	0,083	0,050	0,050	0,050
Kg/MWh	NO <sub>x</sub>	0,187	0,187	0,187	0,112	0,112	0,112
	Naturgas						
Ton/MWh	CO <sub>2</sub>	0,205	0,205	0,205	0,205	0,205	0,205
Kg/MWh	SO <sub>2</sub>	0	0	0	0	0	0
Kg/MWh	NO <sub>x</sub>	0,108	0,108	0,108	0,065	0,065	0,065
	Træpille						
Ton/MWh	CO <sub>2</sub>	0	0	0	0	0	0
Kg/MWh	SO <sub>2</sub>	0,090	0,090	0,09	0,054	0,054	0,054
Kg/MWh	NO <sub>x</sub>	0,432	0,432	0,432	0,259	0,259	0,259
	El						
Ton/MWh	CO <sub>2</sub>	0,803*	0,740*	0,816*	0,427	0,131	0,498
Kg/MWh	SO <sub>2</sub>	0,281*	0,287*	0,279*	0,049	0,051	0,111
Kg/MWh	NO <sub>x</sub>	0,682*	0,743*	0,691*	0,187	0,401	0,270
<b>Samfundsøkonomisk omkostning</b>							
kr/ton	CO <sub>2</sub>	103*	193*	50*	150	300	50
kr/kg	SO <sub>2</sub>	54					
kr/kg	NO <sub>x</sub>	84					

Tabel 3.6: Emissionskoefficienter

\*Annuiteten af perioden 2005-2024 med den anvendte kalkulationsrentefod på 6 procent p.a..

For fjernvarme afhænger emissionerne af produktionen (brændsel, virkningsgrad og rensning) samt af tabet i distributionen. Emissionerne er medtaget i de tidligere præsenterede samfundsøkonomiske beregninger af fjernvarmeproduktionsomkostninger.

### 3.6.4 Samfundsøkonomiske omkostninger til varmforsyning

I det følgende præsenteres beregningerne af de årlige samfundsøkonomiske omkostninger ved at varmforsyne parcelhuse med de ovenfor nævnte teknologier.

Som nævnt skelnes der mellem:

1. Husstande med centralvarmesystem
  - a. eksisterende fjernvarmeområder
  - b. eksisterende naturgasområder
  - c. åbent land
2. Elopvarmede husstande
  - a. i kollektivt forsynet område
  - b. åbent land
3. Nybyggeri
  - a. i kollektivt forsynet område
  - b. åbent land

”Åbent land” betegner alle områder, hvor der ikke er etableret kollektive varmforsyningsanlæg, herunder nyudstykkede boligområder med mulighed for tilknytning til kollektive forsyningsområder.

Forskelle i afgifter kan gøre, at der ikke nødvendigvis i alle tilfælde er privatøkonomiske incitamenter til at fremme de samfundsøkonomisk mest rentable løsninger. De privatøkonomiske forhold er analyseret i ”Perspektiver for den danske varmforsyning frem mod 2025”.

### 3.6.5 Husstande med centralvarmesystem

En række boliger i områder med kollektiv forsyning er ikke tilsluttet denne. Fjernvarmeetablering vil alene kræve en stikledning samt en fjernvarmeunit. I naturgasområder vil omkostningerne være begrænset til stikledning og naturgasfy.

Også en lang række huse udenfor kollektivt forsynede områder har et vandbåret centralvarmesystem installeret. Restlevetiden for dette overstiger i langt de fleste tilfælde restlevetiden for det installerede opvarmningssystem, eksempelvis et olie-fyr.

I det følgende vurderes samfundsøkonomien i den situation, hvor et udtjent opvarmningssystem skal erstattes med:

1. tilslutning til fjernvarme
2. tilslutning til naturgas
3. et nyt oliefyr
4. et træpillefyr
5. et varmepumpeanlæg med jordvarme
6. et varmepumpeanlæg med ventilationsvarme

## 7. et mikrokraftvarmeanlæg

Det forudsættes at det eksisterende centralvarmesystem fortsat kan anvendes. Der regnes på 130 m<sup>2</sup> parcelhuse med et opvarmningsbehov svarende til gennemsnitshuset (18,1 MWh/år med vandbåret system).

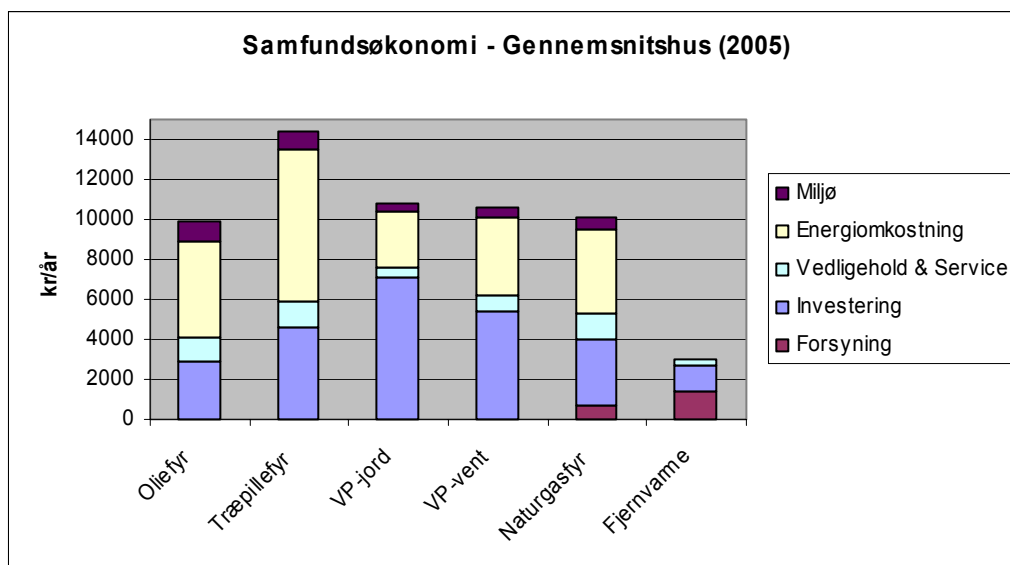
Andre alternativer inkluderer dieseldrevne eller biomassefyrede mikrokraftvarmeanlæg.

Der er tale om normaliserede typeberegninger og specifikke forhold så som dimensioneringen af eksisterende centralvarmesystem kan tale for andre opvarmningsformer end beregningerne viser.

### **Basisfremskrivning**

#### *Situationen i dag*

Figur 3.12



Figur 3.12 viser de samlede årlige omkostninger til varmforsyning af en bolig. For fjernvarme er omkostninger til energi og de heraf afledte miljøomkostninger ikke medtaget, da disse varierer meget fra område til område.

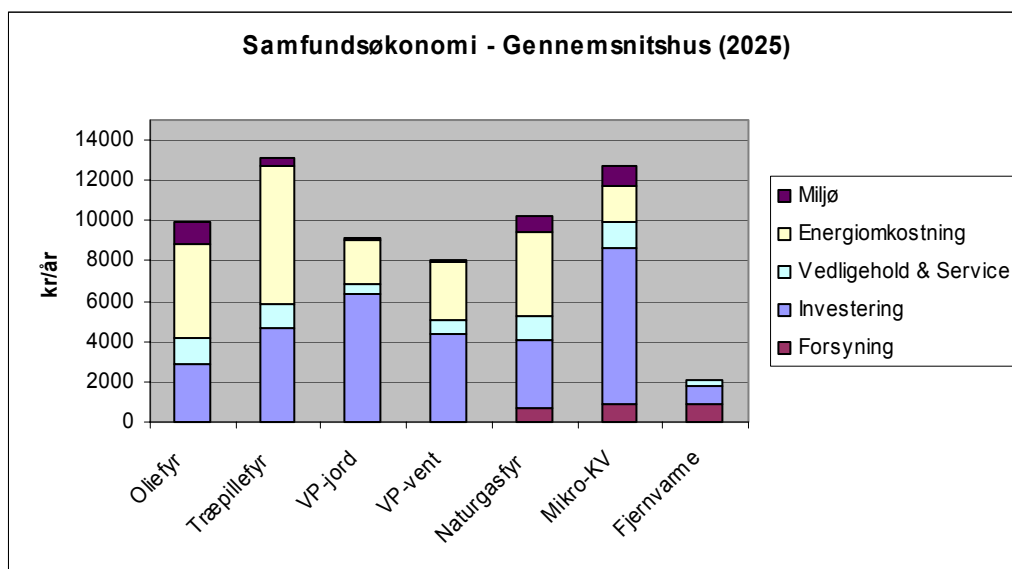
For bygninger i områder med eksisterende fjernvarme viser tilslutning af endnu ikke tilsluttede boliger sig at være fornuftigt såfremt der er fjernvarmeproduktionskapacitet til rådighed. Der er således rigelig rum til energiomkostninger.

Omkostningerne for naturgas, olie og varmepumper er på samme niveau, mens træpillefyret er samfundsøkonomisk dyrere.

### Situationen i 2025

Frem mod 2025 forventes der en fortsat teknologisk udvikling af opvarmningssystemerne, særligt udtrykt ved forbedrede virkningsgrader. Mens oliefyr og træpillefyr nærmer sig deres maksimale virkningsgrad, er der fortsat et betragteligt potentiale for at forbedre virkningsgraden for varmepumperne.

Figur 3.13



For bygninger i områder med eksisterende fjernvarme viser tilslutning af endnu ikke tilsluttede boliger sig dog fortsat at give en samfundsøkonomisk gevinst.

For naturgasområder viser varmepumperne sig i disse beregninger at være billigere end naturgas. Det ville være mest oplagt at installere en af de teknologier, der baserer sig på det eksisterende vandbårne system, dvs. ventilations- eller jordvarmepumpen.

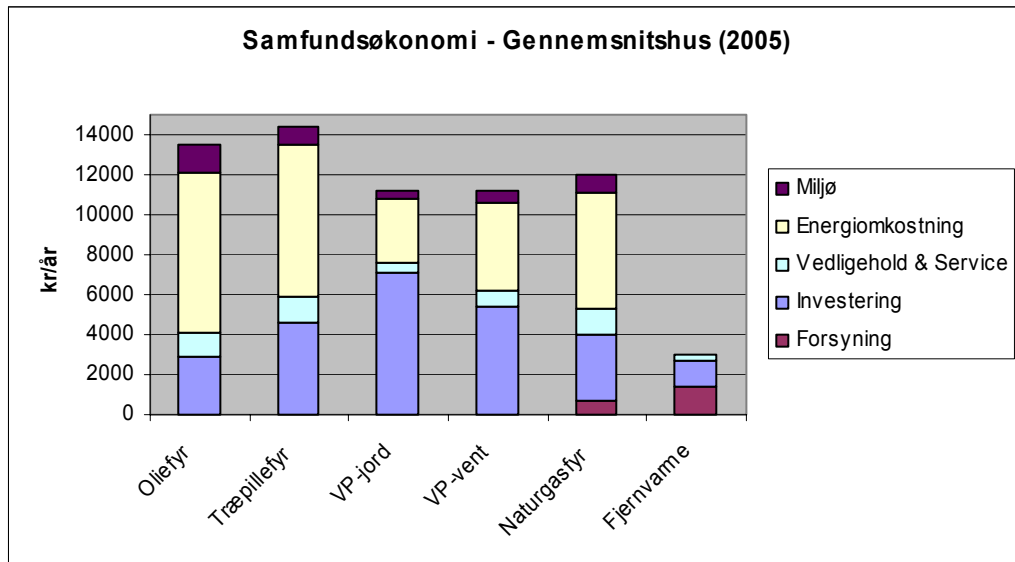
Et skifte fra oliefyr til varmepumpe giver i 2025 en samfundsøkonomisk gevinst. Træpillefyret giver de højeste samfundsøkonomiske omkostninger.

Mikrokraftvarmeløsningen (her baseret på naturgas) viser sig lidt dyrere end naturgas. Der er dog betydelig usikkerhed ved at forudsige omkostningerne ved denne teknologi, og en reduktion i installationsprisen (f.eks. som følge af masseproduktion) kan gøre den konkurrencedygtig.

### Scenario 1: Høj olie- og CO<sub>2</sub>-pris

Situationen i dag

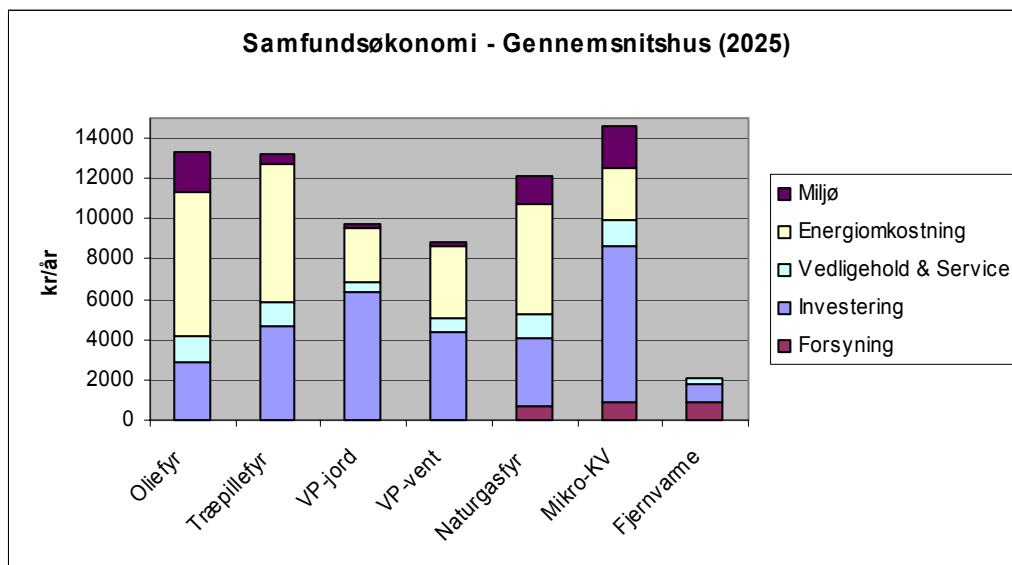
Figur 3.14



Såfremt de nuværende høje oliepriser (50 \$/tønne) fortsætter, er varmepumperne allerede i dag samfundsøkonomisk konkurrencedygtige med naturgasfyr.

## Situationen i 2025

Figur 3.15



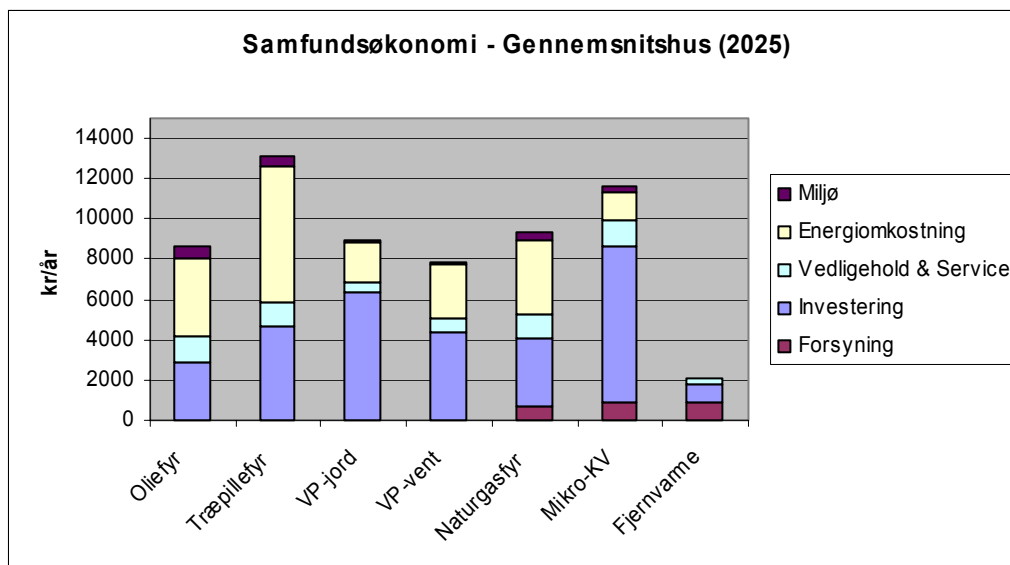
I 2025 er varmepumperne med fortsat høje energipriser markant billigere end naturgasfyret. På trods af, at der er stor usikkerhed forbundet ved at anslå omkostningerne for transport af naturgassen til den individuelle forbruger, synes der at være behov for at udtænke metoder til omkostningsreduktioner for naturgasbaseret opvarmning i fremtiden. Dette kan ske gennem nytænkning af teknologikonceptet. En mulighed er mikrokraftvarmeanlæg, men det kræver en billigørelse af teknologien.

Et skifte fra oliefyр til varmepumpe giver i 2025 en samfundsøkonomisk gevinst. Træpillefyret giver bortset fra mikrokraftvarme de højeste samfundsøkonomiske omkostninger.

### **Scenario 2: Lav olie- og CO<sub>2</sub>-pris**

Scenariet med lave priser på fossile brændsler adskiller sig mindre fra basisfremskrivningen end det foregående scenario.

Figur 3.16



Selv med lave olie- og gaspriser er samfundsøkonomien i naturgasløsningen tvivlsom i 2025.

Omkostningerne ved olieforing er væsentlig lavere, hvilket skyldes såvel de lave oliepriser som de lave CO<sub>2</sub>-priser. Samfundsøkonomisk er det kun ventilationsvarmepumpen, som er samfundsøkonomisk billigere end olieforing. Omkostningerne ved jordvarmepumpen er dog sammenlignelige med olieforing.

For elopvarmede huse eller huse med udtjente centralvarmesystemer vil der udover de medtagne omkostninger skulle tillægges omkostninger til etablering af vandbåret system. Dette gennemgås nærmere i det følgende.

### 3.6.6 Eloppvarmede husstande

Elsparfondens arbejde har i de senere år bidraget til en konvertering af elopvarmede huse i områder med fjernvarme og naturgas. Brugen af el til opvarmningsformål er således blevet reduceret i de kollektive forsyningsområder.

I 2004 var der i følge Danmarks Statistik 127.426 elopvarmede helårsboliger, heraf udgjorde parcelhuse de 85.368. Dertil kom 11.331 sommerhuse. Der er således fortsat et stort potentiale for elvarmekonvertering; specielt i områder uden kollektiv forsyning. Det er dog ofte en kostbar affære at udskifte elvarmen med en af de konventionelt anvendte opvarmningsteknologier, der kræver installation af et vandbåret radiatorsystem. Et luftbaseret varmepumpesystem, der ikke i samme omfang nødvendiggør indgreb i indearkitekturen i form af vvs-arbejder, kan på

mange måder være en mere overkommelig løsning for forbrugeren, og vil potentielt kunne reducere elforbruget væsentligt.

Ud fra en ressourcebetragtning synes det hensigtsmæssigt at begrænse og/eller effektivisere anvendelsen af elektricitet til opvarmningsformål.

El er en energiform af meget høj kvalitet. Elektrisk energi kan således omsættes direkte til arbejde i en motor eller give lys i stuerne. I termiske værker går der da også væsentlig mere brændsel til elproduktion end til produktion af varmt vand. De mest effektive elværker (naturgasfyrede CC-anlæg) omdanner 60 procent af brændslets energiindhold til elektricitet, og en del af denne elektricitet går tabt i distributionen til husstandene. Et kondenserende naturgasfyr omdanner til sammenligning op imod 100 procent af brændslets energiindhold til varme<sup>25</sup>.

Alternativer til fortsat elopvarmning af husstande udenfor kollektive forsyningsområder er:

- Oliefyr
- Træpillefyr
- Ventilationsvarmepumpe
- Jordvarmepumpe
- Luft-luft varmepumpe

En eldreven varmepumpe udnytter termisk energi fra omgivelserne til at yde en varmeeffekt der er 2-5 gange højere end ved brug af samme mængde elektricitet til direkte elvarme. Foruden at være et alternativ til individuelle fyr (olie, gas, træ) kan varmepumpeteknologien som alternativ eller supplement til direkte elvarme begrænse elforbruget.

Luft-luft varmepumpen forudsætter fortsat anvendelse af elvarme til spidslast og til opvarmning af brugsvand. Dækningsgraden antages at være højere i velisolerede huse. Således antages der i 2005 for gennemsnitshuset en dækningsgrad på 65 procent og for BR95-huset 75 procent. I 2025 antages dækningsgraden at være øget med 5 procentpoint. For nybyggeri vil det være muligt at opnå en noget højere dækningsgrad.

Solvarmeanlæg kan dække en del af varmtvandsproduktionen og brændeovne kan anvendes til supplerende rumvarme. Samfundsøkonomien vil være stærkt afhængig

---

<sup>25</sup> I praksis kan virkningsgraden blive højere end 100 procent, da man i Danmark typisk beregner virkningsgraden ud fra brændslets nedre brændværdi. Ved kondensering er den teoretiske energiudnyttelse begrænset af den øvre brændværdi, der afhængigt af brændsel er cirka 10 procent højere end den nedre brændværdi.



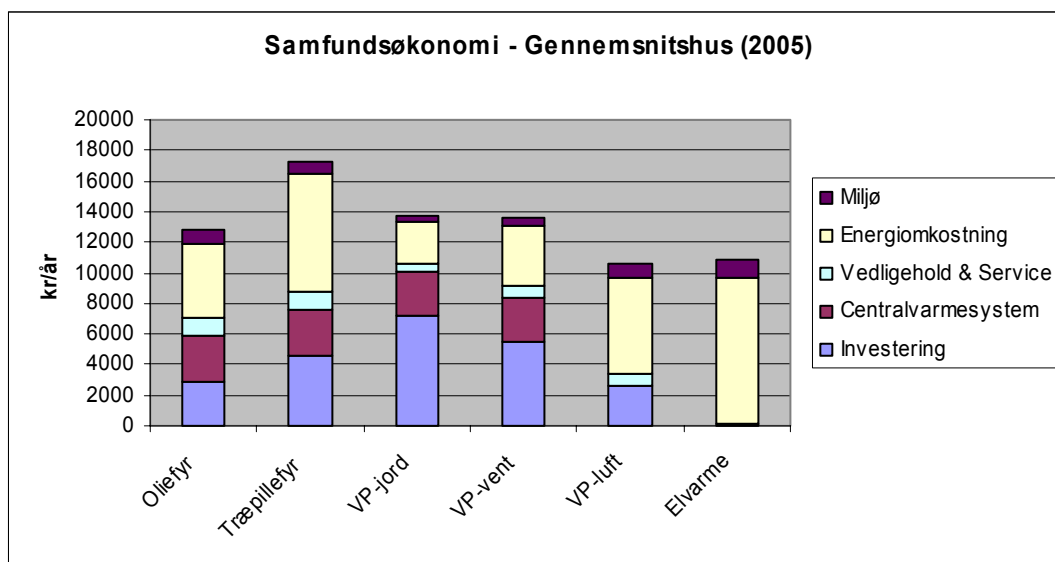
af specifikke forhold (f.eks. varmtvandsforbrug for solvarmeanlægget). Der er derfor ikke lavet samfundsøkonomiske beregninger for disse muligheder.

I det følgende præsenteres de samfundsøkonomiske beregninger for de øvrige alternativer til fortsat direkte elvarme. Der tages udgangspunkt i eksisterende elopvarmede boliger, mere specifikt parcelhuse med et opvarmningsbehov svarende til gennemsnitshuset (17,6 MWh/år – 18,1 MWh/år med vandbåret system). I ”Perspektiver for den danske varmeforsyning frem mod 2025” findes der yderligere eksempler, samt vurderinger af privatøkonomien.

### ***Basisfremskrivning***

#### *Situationen i dag*

Figur 3.17: Samfundsøkonomi, konvertering fra elvarme, 2005

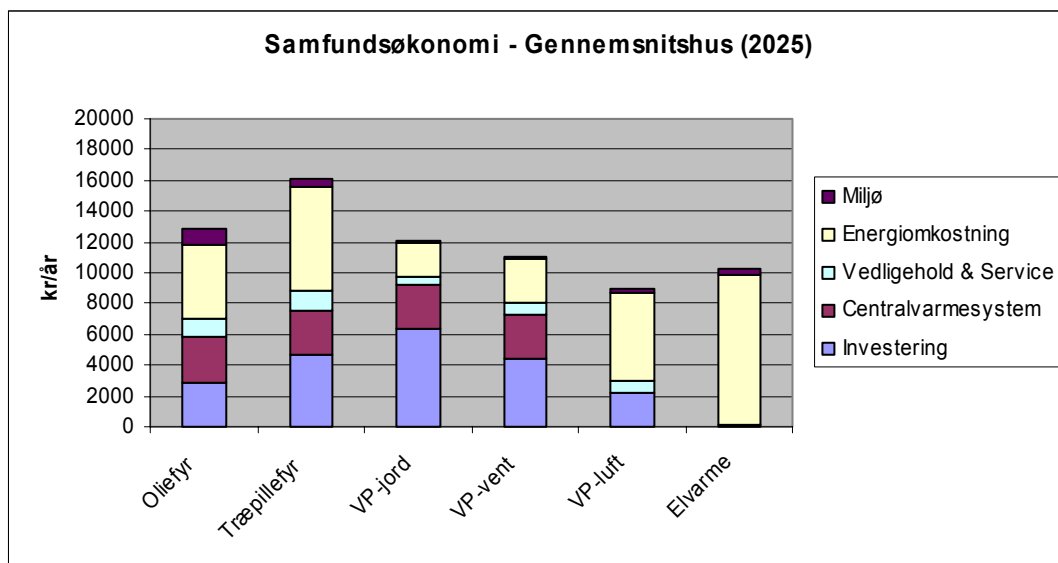


Samfundsøkonomisk opnås der kun en marginal gevinst ved installation af en luftvarmepumpe til supplerende rumopvarmning, mens de øvrige opvarmningssystemer viser sig at have større samfundsøkonomiske omkostninger end fortsat elopvarmning. Individuel opvarmning med træpiller viser sig at have væsentlig større omkostninger end alle øvrige opvarmningsformer. Anvendes der en lavere kalkulationsrente (her 6 procent p.a.) bliver samfundsøkonomien ved konvertering fra elvarme bedre.

#### *Situationen i 2025*

Frem mod 2025 forventes der en fortsat teknologisk udvikling af opvarmningssystemerne, særligt udtrykt ved forbedrede virkningsgrader.

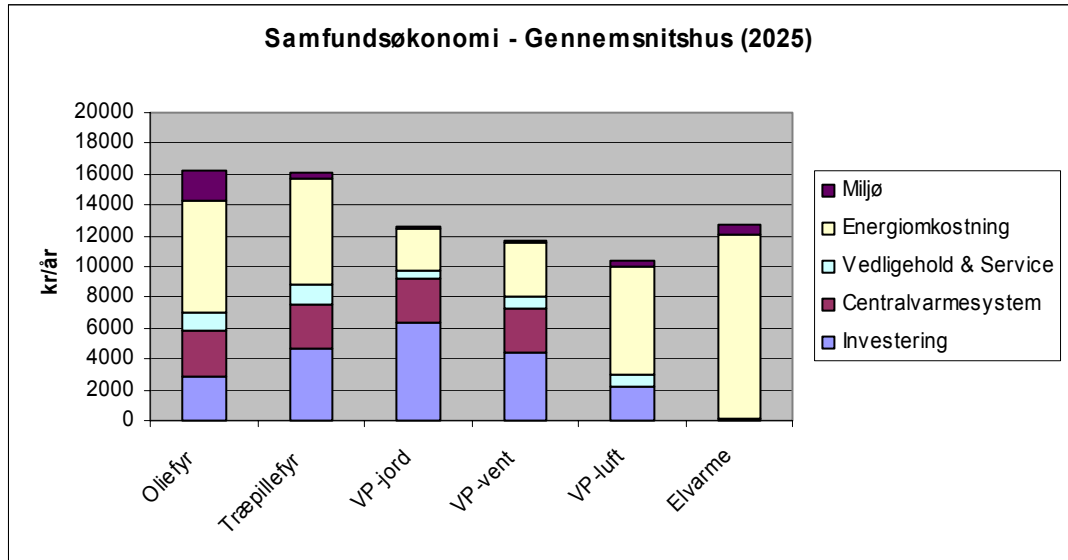
Figur 3.18: Samfundsøkonomi, konvertering fra elvarme, 2025



Samfundsøkonomisk opnås der fortsat kun en gevinst ved installation af en luftvarmepumpe til supplerende rumopvarmning, mens de øvrige opvarmningssystemer viser sig at have større samfundsøkonomiske omkostninger end fortsat elopvarmning. Opvarmningssystemerne baseret på elektricitet viser sig generelt at have lavere omkostninger end de brændselsbaserede løsninger af hvilke træpillefyret fortsat viser sig markant dyrest.

### Scenario 1: Høj olie- og CO<sub>2</sub>-pris

Figur 3.19: Samfundsøkonomi, konvertering fra elvarme, 2025, høj oliepris

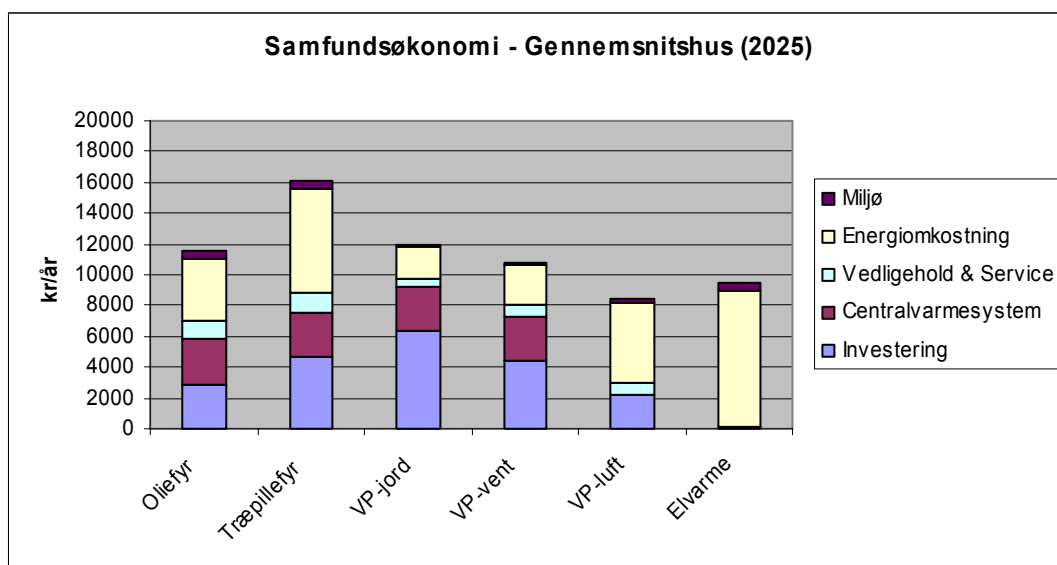


Med høje olie- og CO<sub>2</sub>-kvotepriser, opnås der sammenlignet med direkte elvarme en samfundsøkonomisk gevinst ved installation af ethvert varmepumpesystem. Luftvarmepumpen til supplerende rumopvarmning, viser sig fortsat som den samfundsøkonomisk billigste opvarmningsform. Omkostningerne ved opvarmning med olie-fyr er væsentligt større end for basisfremskrivningen, og på niveau med omkostningerne ved opvarmning med træpiller.

### Scenario 2: Lav olie- og CO<sub>2</sub>-pris

Scenariet med lave priser på fossile brændsler adskiller sig ikke væsentligt fra basisfremskrivningen.

Figur 3.20: Samfundsøkonomi, konvertering fra elvarme, 2025, lav oliepris



Luftvarmepumpen er som for basisfremskrivningen det eneste alternativ der sammenlignet med fortsat direkte elvarme giver en samfundsøkonomisk gevinst. Omkostningerne ved opvarmning med oliefor er som følge af lave oliepriser og lave CO<sub>2</sub>-priser lavere end omkostningen ved opvarmning med jordvarmepumpe.

### 3.6.7 Nybyggeri – nye områder

Såfremt et nyt boligområde udstykkes i tilknytning til et eksisterende kollektivt forsyningsområde, vil omkostningerne til at udvide forsyningsområdet ikke omfatte værkinvesteringer m.v. men alene investering i forsyningsnet.

Såfremt der er tale om et fjernvarmeområde med ledig produktionskapacitet i området vil der heller ikke på kort sigt tilgå omkostninger til etablering af produktionskapacitet. De samfunds- og selskabsøkonomiske omkostninger til fjernvarmeproduktion kan således i disse tilfælde anses for at være begrænset til de variable omkostninger, hvoraf brændselsforbruget vil udgøre den væsentligste post. På langt sigt vil enhver udvidelse principielt nødvendiggøre investeringer i ekstra kapacitet (evt. overskydende kapacitet kan undgås når der skal reinvesteres som følge af at eksisterende værker er udtjente). Der er dog oftest tale om standardstørrelser på gasturbiner o. lign. hvorfor vurderingen af nyttilslutninger i praksis må udføres for de specifikt gældende forhold.

Særligt vil der være forskel på om der er tale om:

1. udvidelse af fjernvarmeforsyningen i et centralt fjernvarmeområde
2. udvidelse af fjernvarmeforsyningen i et decentralt fjernvarmeområde

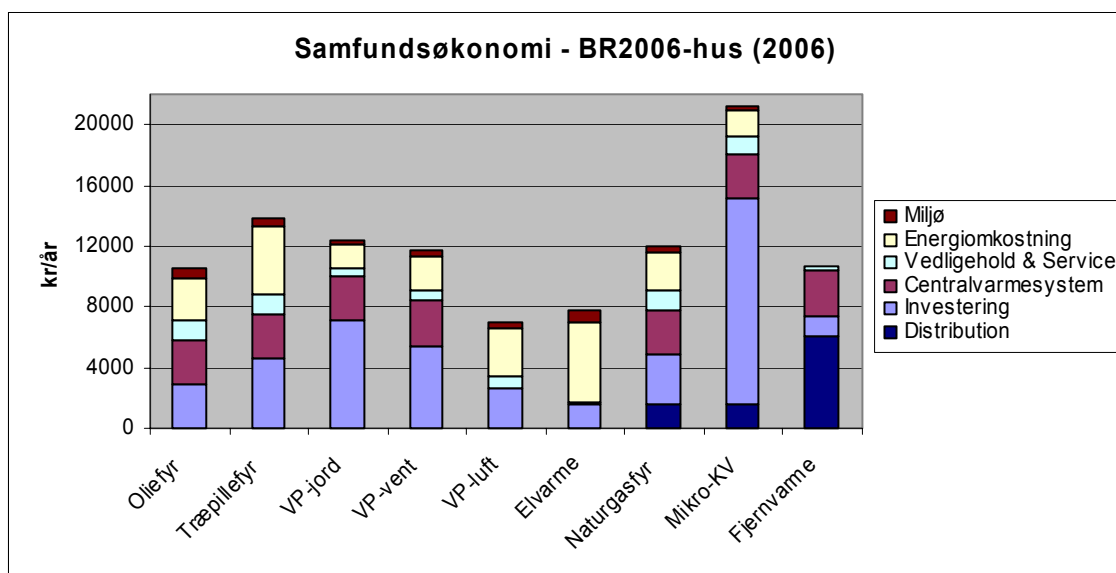
### 3. udvidelse af et naturgasforsynet område.

Der skal for at de i beregningerne anvendte antagelser holder være tale om områder i umiddelbar tilknytning til de nævnte forsyningssystemer. I modsat fald vil etableringsomkostningerne for netdelen være større.

#### **Basisfremskrivning**

De samlede omkostninger til etablering af fjernvarmedistributionsnet til et område med spredt lav bebyggelse vurderes at udgøre 30.000-50.000 kr. per husstand. Der-til kommer stikledning (12.000 kr.) og fjernvarmeunit (12.000 kr.). For naturgas antages stikledningen at have en omkostning på 6.500 kr. og distributionsnettet antages at koste 7.500 kr./husstand.

Figur 3.21: Samfundsøkonomi for opvarmningssystem installeret i nybyggeri "BR2006" i område uden eksisterende kollektiv forsyning – 2006, basisforudsætninger



Også naturgasfyret er væsentligt dyrere. Det er i praksis muligt at etablere naturgas og fjernvarme i kombination med et varmfordelingssystem baseret på luft. Dette vil muligvis kunne reducere omkostningerne.

Luftvarmepumpen viser sig at være den billigste løsning, mens også elvarmen er markant billigere end de opvarmningssystemer, hvor et vandbåret varmfordelingssystem i henhold til forudsætningerne antages etableret.

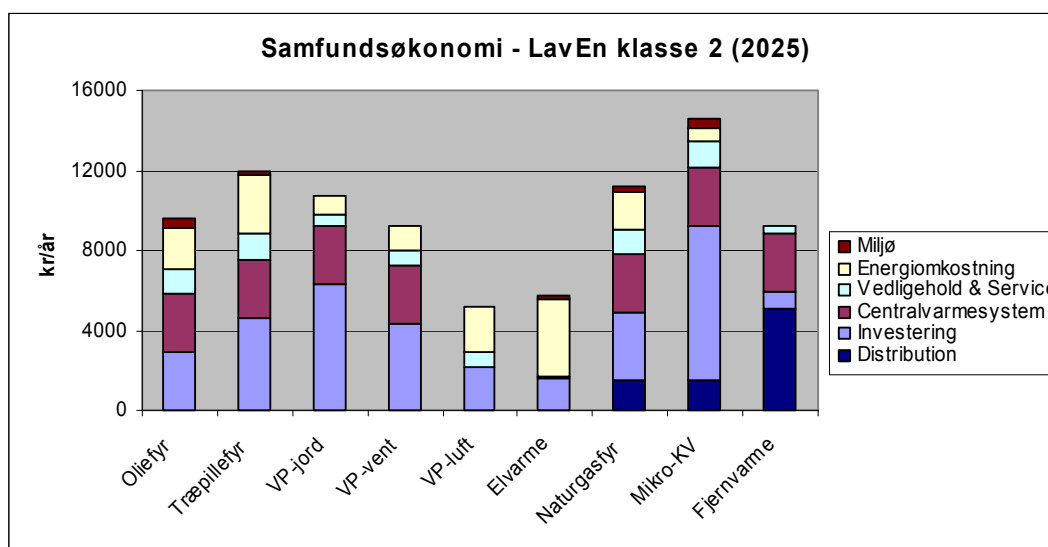
Fjernvarmens store investeringsomkostninger tjenes ikke hjem på det lave varmebehov og fjernvarmen viser sig at være en dyr forsyningsform selv i centrale områder. Selv uden at medregne energiomkostningerne bliver de samfundsøkonomiske

omkostninger ved fjernvarmeforsyning væsentlig større end omkostningerne ved individuel opvarmning med luftvarmepumpe eller elvarme.

Endnu dyrere er træpillefyret, og dyrest er mikrokraftvarmeanlægget.

Økonomien i varmepumpeløsninger vil blive forbedret yderligere frem mod 2025. Byggestandarden må som minimum antages at være forbedret til ”Lavenergiklasse 2” (antagelsen dækker også yderligere forbedringer i isoleringsstandard kombineret med større boligenheder).

Figur 3.22: Samfundsøkonomi for opvarmningssystem installeret i nybyggeri (”Lavenergiklasse 2”) i område uden eksisterende kollektiv forsyning – 2025, basisforudsætninger

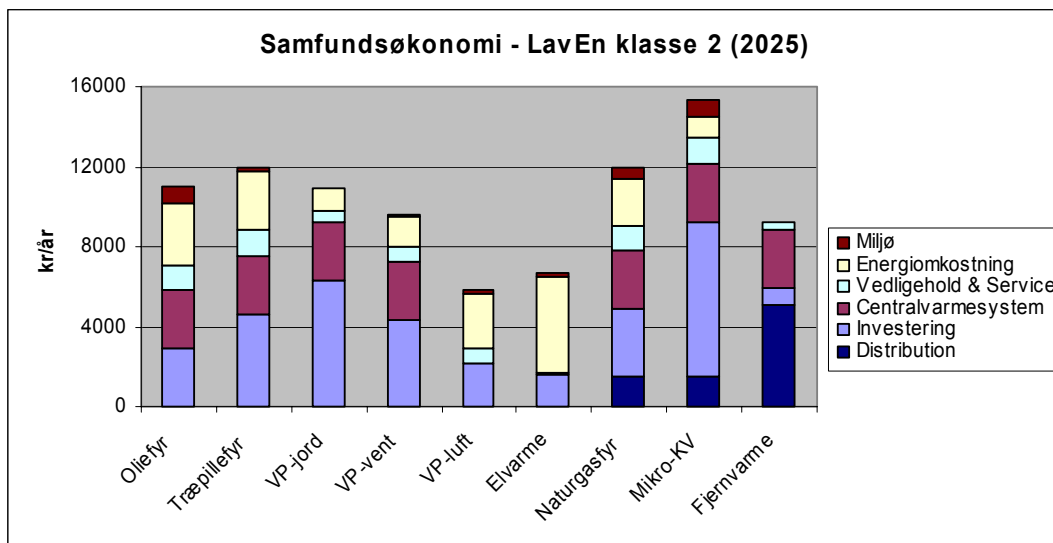


Samfundsøkonomisk er luftvarmepumpen og den direkte elvarme fortsat markant billigere end de øvrige alternativer. Selv uden at medregne energiomkostningerne bliver de samfundsøkonomiske omkostninger ved fjernvarmeforsyning væsentligt større end omkostningerne ved individuel opvarmning med luftvarmepumpe eller elvarme. De store investeringsomkostninger i et mikrokraftvarmeanlæg kan ikke, med det lave varmebehov, tjenes hjem på trods af meget lave energiomkostninger.

### Scenario 1: Høj olie- og CO<sub>2</sub>-pris

I scenariet med høje priser på fossile brændsler stilles træpillefyret bedre idet prisen på træpiller er antaget at være uafhængig af de øvrige brændselspriser. Elprisen stiger ikke i samme grad som brændselspriserne idet der sker et skift i brændsels-sammensætningen således at der anvendes mere biomasse til elproduktion sammenlignet med situationen i basisfremskrivningen. Den relative ændring er således begrænset og det synes ikke oplagt at fjernvarmen vil stå bedre end i basisfremskrivningen.

Figur 3.23: Samfundsøkonomi for opvarmningssystem installeret i nybyggeri "Lavenergiklasse 2" i område uden eksisterende kollektiv forsyning – 2025, høje oliepriser

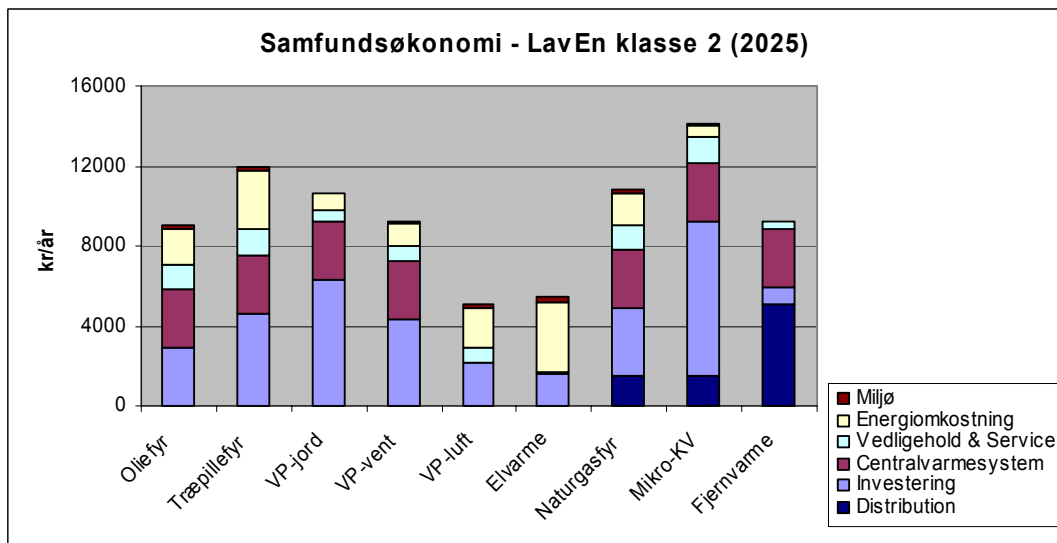


Samfundsøkonomisk er luftvarmepumpen og den direkte elvarme, som med basisforudsætningerne, markant billigere end de øvrige muligheder. I forhold til naturgas og olie er forskellen udpræget, og også de øvrige betragtede varmepumpetyper viser sig samfundsøkonomisk billigere end opvarmning med fyr.

### Scenario 2: Lav olie- og CO<sub>2</sub>-pris

Scenariet med lave brændselspriser adskiller sig ikke markant fra basisfremskrivningen. Olie- og naturgasfyr stilles dog bedre i den økonomiske sammenligning.

Figur 3.24



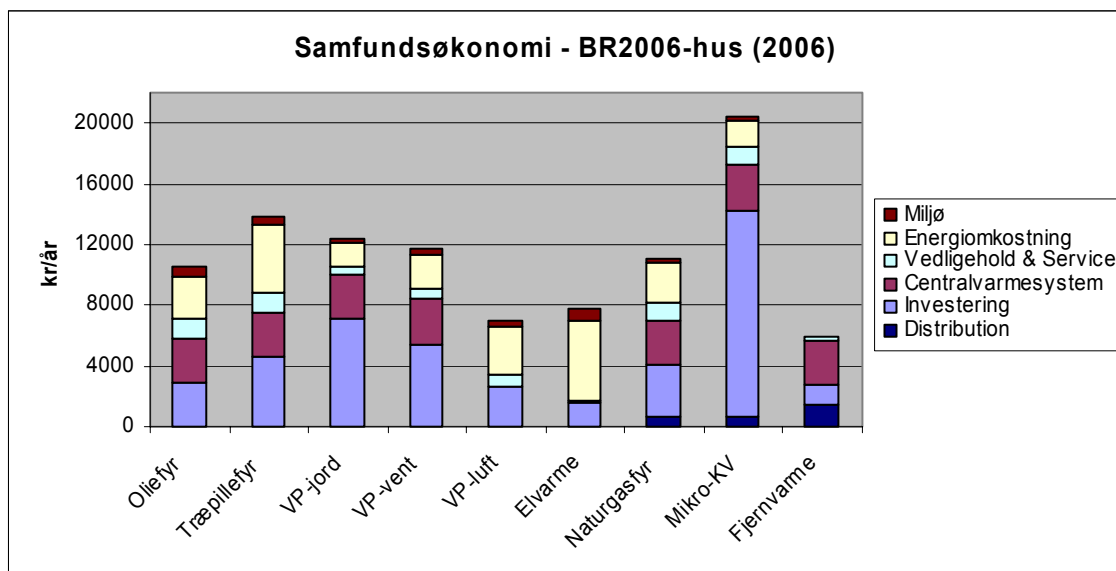
### 3.6.8 Nybyggeri – områder med eksisterende kollektiv forsyning

For ubebyggede grunde i områder med eksisterende fjernvarmenet vil fjernvarme-etablering til et nybygget parcelhus alene kræve en stikledning samt en fjernvarme-unit. I naturgasområder vil omkostningerne tilsvarende være begrænset til stikledning og naturgasfyr.

#### **Basisfremskrivning**

Med stramningerne i bygningsreglementets energiramme, reduceres opvarmningsbehovet for et parcelhus opført i henhold til dette væsentligt.

Figur 3.25: Samfundsøkonomi for opvarmningsystem installeret i nybyggeri "BR2006" i område med eksisterende kollektiv forsyning – 2006, basisforudsætninger

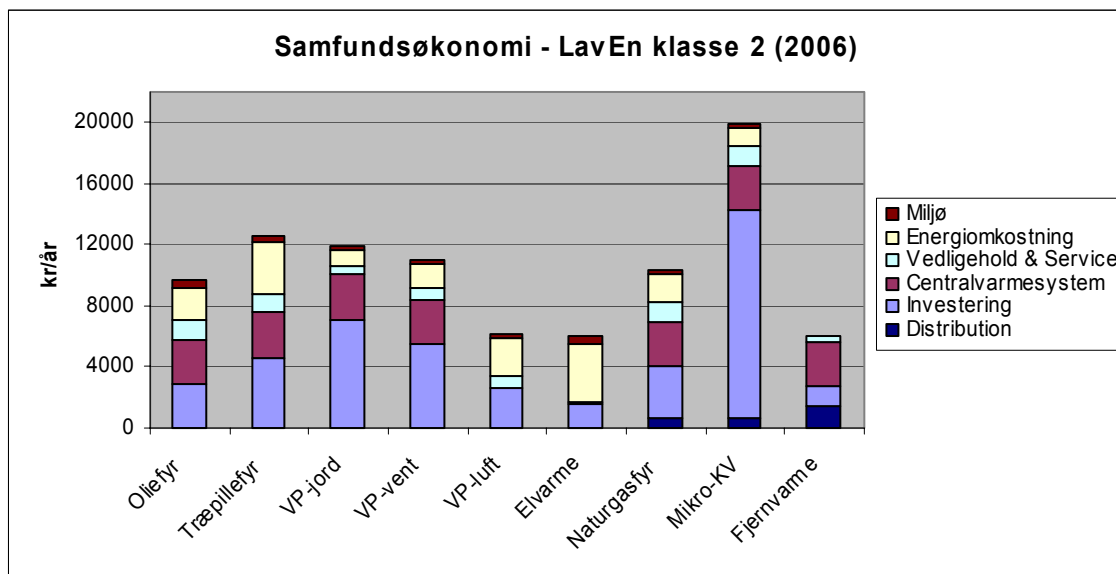


På trods af, at en stor del af investeringerne til den kollektive forsyning er afholdt levnes der for fjernvarme ikke megen plads til energiomkostningerne i sammenligning med de to opvarmningsformer uden vandbåret centralvarmesystem. Der kan dog være områder med lave fjernvarmeproduktionsomkostninger, hvor tilslutninger af nybyggede parcelhuse samfundsøkonomisk vil være at foretrække. Disse områder omfatter blandt andet centrale fjernvarmeområder og decentrale områder med overskudsvarme eller uudnyttet kraftvarmekapacitet.

Naturgas viser sig samfundsøkonomisk som en forholdsvis dyr løsning. Det er dog vigtigt at bemærke, at der er stor usikkerhed forbundet med at anslå omkostningerne for transport af naturgassen til den individuelle forbruger.



Figur 3.26: Samfundsøkonomi for opvarmningssystem installeret i nybyggeri "Lavenergiklasse 2" i område med eksisterende kollektiv forsyning – 2006, basisforudsætninger



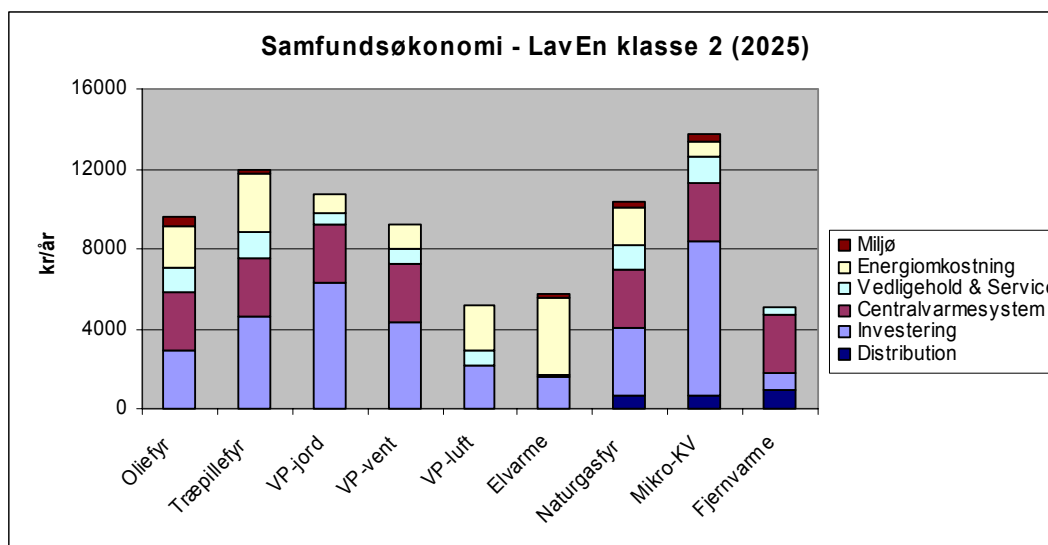
For lavenergihuse er alene de faste omkostninger ved fjernvarmeforsyning er på niveau med de samlede omkostninger inkl. energi og miljø for elvarme eller luftvarmepumper. Dertil kommer varierende omkostninger til energi og miljø afhængig af produktionskapaciteten i fjernvarmeområdet. Selv i områder med eksisterende fjernvarmeforsyning synes der dermed ikke at være et samfundsøkonomisk incitament til at fastholde tilslutningspligten for lavenergihuse.

Såfremt fjernvarme på en økonomisk fornuftig måde skal kunne varmforsyne lavenergihuse er der behov for nytænkning af husinstallationer, eksempelvis i form af tilslutning til luftbårne varmedistributionssystemer i husene.

#### Situationen i 2025

Økonomien i varmepumpeløsninger bliver forbedret yderligere frem mod 2025. Byggestandarden må som minimum antages at være forbedret til "Lavenergiklasse 2" (antagelsen dækker også yderligere forbedringer i isoleringsstandard kombineret med større boligenheder). For fjernvarme forventes der også at ske en teknologiforbedring udtrykt ved et mindre varmetab fra stikledningen og reducerede omkostninger.

Figur 3.27



Samfundsøkonomisk er luftvarmepumpen og den direkte elvarme fortsat markant billigere end de øvrige alternativer. Selv uden at medregne energiomkostningerne bliver de samfundsøkonomiske omkostninger ved fjernvarmeforsyning på niveau med totalomkostningerne ved individuel opvarmning med luftvarmepumpe.

Naturgas viser sig fortsat som en samfundsøkonomisk dyr løsning. Det skal igen pointeres at der er stor usikkerhed forbundet ved at anslå omkostningerne for transport af naturgassen til den individuelle forbruger. Alligevel synes der at være behov for at udtænke metoder til omkostningsreduktioner for naturgasbaseret opvarmning i fremtiden.

### Øvrige scenarier

For nybyggeri udgør energiomkostningerne en relativt lille del af de samlede omkostninger til opvarmning. Der flyttes således ikke væsentligt på konklusionerne ved anvendelse af de øvrige scenarieprissæt, hvilket også fremgik af gennemgangen af nybyggeri udenfor kollektiv forsyning (variationerne i energiomkostninger vil være tilsvarende).

### 3.6.9 Konklusion

Beregningerne viser, at der er væsentlig forskel på, hvorvidt der er tale om eksisterende bygninger eller nybyggeri. Dette skyldes primært det faldende opvarmningsbehov for nybyggeri som følge af teknologiudvikling i byggesektoren og forudsatte stramninger af energirammen i bygningsreglementet.

Desuden har udviklingen i rammebetingelserne: energipriser og CO<sub>2</sub>-kvotepriser betydning.

I denne gennemgang er der fokuseret på parcelhuse, hvor en stor del af varmebehovet ligger.

For nybyggede parcelhuse er varmepumperne en oplagt mulighed for varmforsyning allerede fra 2006. Samfundsøkonomisk viser de elbaserede løsninger sig generelt som dem med de laveste omkostninger uanset udviklingen i prisen på fossile brændsler. Træpillefyret er den opvarmningsform med de største samfundsøkonomiske omkostninger. Oliefyret viser sig også bortset fra scenariet med lave oliepriser og CO<sub>2</sub>-priser, at være en opvarmningsform med ret høje samfundsøkonomiske omkostninger.

Frem mod 2025 forventes der en fortsat teknologisk udvikling af opvarmningssystemerne, særligt udtrykt ved forbedrede virkningsgrader. Det teoretiske potentiale for at forbedre varmepumpernes virkningsgrad er væsentligt større end for de øvrige opvarmningsformer. Sammen med mikrokraftvarme er det da også her at den største udvikling forventes.

For eksisterende bygninger synes varmepumperne i 2025 også at være interessante for bygninger udenfor kollektiv forsyning.

Økonomien i varmepumpesystemerne viser sig rimelig robust overfor ændringer i brændselspriser og heraf afledte ændringer i elprisen.

Træpillefyret er i alle scenarier den opvarmningsform med de største samfundsøkonomiske omkostninger.

I fjernvarmeområderne viser beregningerne, at det synes hensigtsmæssigt at stræbe mod en fortsat høj tilslutningsprocent. For nybyggeri synes der dog at være behov for nytænkning af koncepter, eks. ved nye (billigere) varmedistributionssystemer i husene. For lavenergihuse synes der ikke at være en samfundsøkonomisk begrundelse for at installere fjernvarme.

Udvidelser af fjernvarmeområderne til nye områder med spredt lav bebyggelse synes heller ikke at være samfundsøkonomisk hensigtsmæssigt. Her vil varmepumpeteknologien med fordel kunne anvendes.

En udbredt anvendelse af varmepumper vil resultere i et øget elforbrug, og det vil skulle indgå i en samlet vurdering hvilke konsekvenser, dette ville kunne have for det samlede energisystem. Det skal samtidig bemærkes, at det er for varmepumper-

ne, at der er forudsat den største teknologiudvikling (forbedring af effektfaktor), hvilket alt andet lige øger usikkerheden.

Også elvarme kan vise sig samfundsøkonomisk attraktivt ved et lavt opvarmningsbehov, men det resulterende energiforbrug er her større, hvilket kan have betydning for forsyningssikkerhed m.v. Effekten vil blive begrænset af, at elforbrug i energirammeberegninger i henhold til udkastet til det kommende bygningsreglement skal ganges med en faktor 2,5 relativt til andre energiformer, hvilket betyder, at elopvarmede huse skal isoleres væsentligt bedre for at opfylde kravene.

Naturgas viser sig samfundsøkonomisk som en dyr løsning. På trods af, at der er stor usikkerhed forbundet med at anslå omkostningerne for transport af naturgassen til den individuelle forbruger, synes der at være behov for at udtænke metoder til omkostningsreduktioner for naturgasbaseret opvarmning i fremtiden. Dette kan ske gennem nytænkning af teknologikonceptet. Til nybyggeri skal der udvikles systemer med små etableringsomkostninger, da store investeringsomkostninger, eks. for et mikrokraftvarmeanlæg, med et lavt varmebehov ikke kan tjenes hjem på trods af meget lave energiomkostninger.

Ifølge beregningerne er mikrokraftvarme i 2025 ikke en oplagt mulighed for varmforsyning af parcelhuse. En naturlig forklaring kan findes i det begrænsede varmegrundlag, som et enkelt parcelhus udgør. Mikrokraftvarmeenheten vil som en konsekvens af dette få en meget lille elproduktion. Det kan ikke afvises, at teknologien for andre bygningstyper vil være konkurrencedygtig i år 2025.

For olieopvarmning afhænger samfundsøkonomien i høj grad af udviklingen i prisen på de fossile brændsler. I scenariet med lave oliepriser og CO<sub>2</sub>-priser samt i basisfremskrivningen er der således ingen samfundsøkonomisk gevinst ved at skifte fra oliefyring i 2005. I scenariet med høje oliepriser giver et skift til varmepumpeopvarmning derimod allerede fra i dag en markant samfundsøkonomisk gevinst. Allerede ved moderat høje oliepriser vil der dog være samfundsøkonomisk fornuft i en udfasning. Den forventede teknologiske udvikling af varmepumper frem mod 2025 ændrer samfundsøkonomien til disses fordel uanset oliepris. En udfasning af oliefyr vil desuden have en positiv effekt på forsyningssikkerheden.

De ovenstående konklusioner gælder alene for parcelhuse. Der er ikke udført detaljerede økonomiske beregninger for større bygninger. I dag er størstedelen af etagebygningerne forsynet via kollektiv forsyning, og der synes ikke at være grund til at tro at dette billede vil ændre sig de kommende år.

Omkring 20 procent af det nybyggede areal har i de seneste år været etageboliger. En nyopført etagebolig vil selv efter stramminger i bygningsreglement samlet set have et anseeligt opvarmningsbehov, hvilket taler for tilslutning til kollektiv forsyning.

ning. Etageboliger opføres oftest i tæt bebyggede områder, dvs. i de samme områder hvor kollektiv forsyning er udbredt.

I etageboligbebyggelse der ikke er kollektivt forsynet anvendes der oftest olie. Elopvarmede etageboliger er i vid udstrækning blevet konverteret til kollektiv forsyning og har i den forbindelse fået etableret centralvarmesystem. Andre muligheder inkluderer elvarme, varmepumpesystemer og biobrændselskedler. Mikrokræftervarmeanheder (naturgas, olie eller biomasse) kan også vise sig som en rentabel løsning som følge af et større varmegrundlag sammenlignet med et parcelhus.

### **3.7 Teknologier til fleksibel produktion og fleksibelt forbrug, herunder lagring**

#### **3.7.1 Indledning**

Med den stigende mængde vindkraft og kraftvarme i elsystemet vil der både være timer, hvor produktionen er rigelig og timer, hvor den er knap. En øget fleksibilitet både i elforbruget og i elproduktionen er derfor påkrævet, hvis systemet skal fungere tilfredsstillende. I dette afsnit analyseres følgende typer af tiltag til at øge fleksibiliteten i elsystemet:

- en egentlig lagring af elektricitet, i form af brint, i batterier eller i trykluftlagre
- fleksibilitet i elforbrug og elproduktion i kombination med lagring af fjernvarme i varmelagre
- brug af elpatroner til fjernvarmeproduktion

Produktion af brint til anvendelse i transportsektoren analyseres ikke i dette afsnit.

#### **3.7.2 Lagring af el**

Der er regnet på 3 forskellige metoder til lagring af el, nemlig følgende:

- produktion og lagring af brint, med efterfølgende elproduktion i en brændselscelle
- lagring af elektriciteten i et batteri (et såkaldt VRB-batteri)
- lagring af elektriciteten i et trykluftlager.

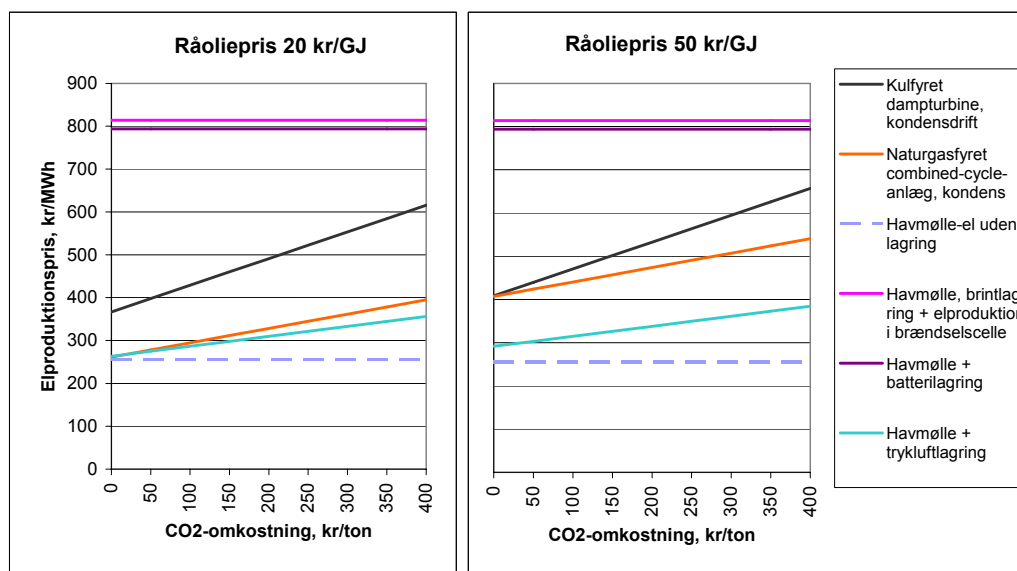
Ved lagring i form af trykluft kan tryklufften efterfølgende anvendes til at øge elvirkningsgraden i en gasturbine. Udnyttelse af tryklufften kræver altså, at der også anvendes naturgas, men til gengæld producerer anlægget lidt mere el end der oprindeligt er lagret i tryklufftlageret. Et tryklufftlager med gasturbine er altså i praksis en mellemting mellem et lager og et elproduktionsanlæg.

I første omgang forudsættes det, at elektriciteten produceres på en havvindmølle, dvs. til den pris, der er vist i figur 3.3 og 3.4. Der er regnet med en benyttelsestid på lagrene på 3000 timer til lagring og 3000 timer til anvendelse af den lagrede energi.

Der er ikke regnet på lagring gennem udnyttelse af vandkraftmagasinerne i Norge og Sverige, da sådanne beregninger ligger uden for rammerne af denne rapport.

Figur 3.28 viser resultatet af beregningerne, sammenholdt med de umiddelbare alternativer til lagringen, nemlig elproduktion på kondensværker (kul- eller naturgasfyrede), hvis produktion kan reguleres efter elefterspørgslen. Det er forudsat, at kondensværkerne har en benyttelsestid på 3000 timer/år, svarende til benyttelsestiden for lagrene. I praksis vil kondensproduktionen foregå på såkaldte udtagsværker, der både kan producere el alene og el i kombination med varme, og som producerer til en lidt lavere pris end den i figur 3.28 viste.

Figur 3.28



Figuren viser, at lagring af den producerede el i form af brint samt lagring i et batteri er væsentligt dyrere end alternativerne, mens lagring i et trykluftlager umiddelbart vil være billigere end elproduktion på kulfyrede og naturgasfyrede kondensværker.

I praksis er økonomien ved lagringen afhængig af udsvingene i de faktiske priser på elmarkedet, samt for trykluftlagerets vedkommende prisen på naturgas. I forlængelse af de overslagsmæssige beregninger baseret på elprisen for vindkraft er der derfor – for trykluftlageret – gennemført beregninger af økonomien baseret på timeværdier for elprisen på Nordpool. Der er gennemført beregninger både for basisfremskrivningen samt for de 4 scenarier med kombinationer af høje og lave olie- og CO<sub>2</sub>-priser. I alle tilfælde er der taget udgangspunkt i timepriserne i 2025.

Som udgangspunkt er der for trykluftlageret forudsat en lagerstørrelse svarende til max. ½ døgn lagring, og det antages derfor, at lageret – hvis markedspriserne er til det – fyldes og tømmes én gang i døgnet. For hvert døgn er der regnet på fyldning i henholdsvis de 2, 4, 6, 8, 10 eller 12 timer med den laveste elpris, og tilsvarende tømning i timerne med den højeste elpris, hvorefter det antal timer, der giver den bedste indtjening i det pågældende døgn er valgt.

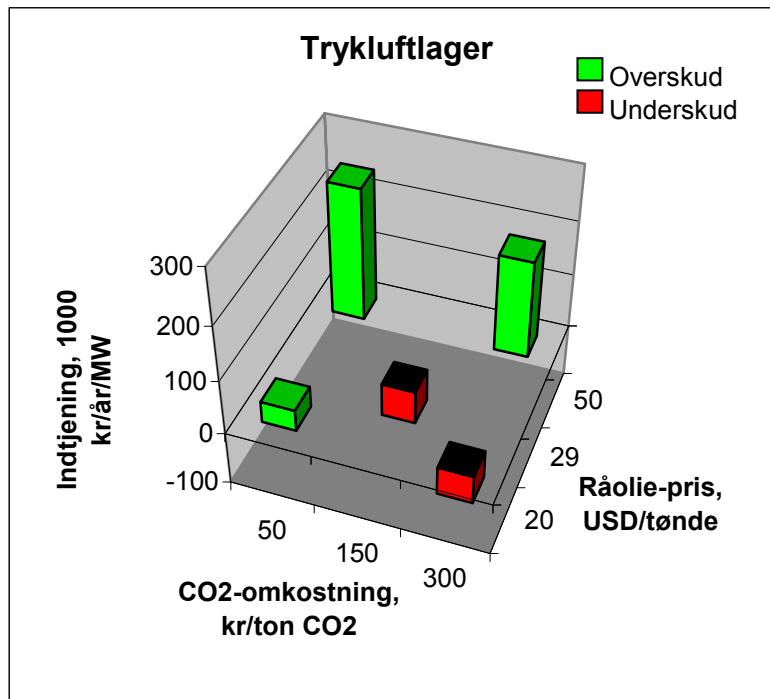
I praksis kan det være svært at finde den optimale driftsstrategi, og ovenstående metode giver formodentlig et lidt optimistisk billede af situationen.

De faste udgifter til investering og drift af lageret er beregnet til 279.000 kr/år/MW, og den årlige indtjening ved driften skal derfor være på mindst dette beløb. Tabel 3.7 og figur 3.29 viser indtjeningen efter fradrag af de faste udgifter for basisfremskrivningen og de 4 scenarier.

Nettoindtjening i 1000 kr/år/MW		CO <sub>2</sub> -omkostning, kr/ton		
		50	150	300
Råoliepris, USD/tønde	20	39		-52
	29		-62	
	50	245		180

Tabel 3.7 – Nettoindtjening for trykluftlager

Figur 3.29 – Nettoindtjening for trykluftlager



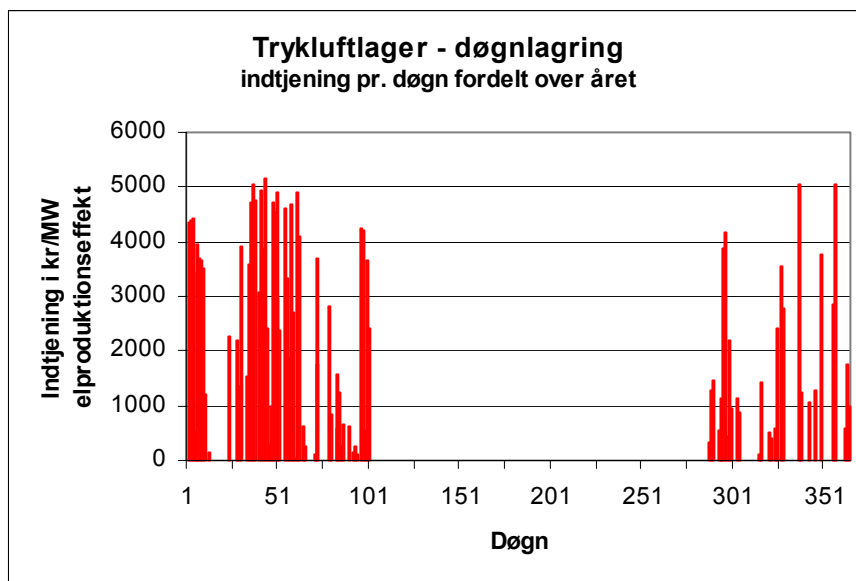
Det ses, at økonomien i trykluftlageret i meget høj grad afhænger af olieprisniveauet og CO<sub>2</sub>-omkostningen. I scenarierne med den høje oliepris vil der være en markant gevinst ved trykluftlageret, hvilket formodentlig skyldes, at disse scenarier giver en stor udbygning med vindmøller, hvilket giver anledning til store variationer i elprisen og dermed mulighed for en stor indtjening ved lagring.

I scenariet med lav oliepris og lav CO<sub>2</sub>-omkostning er der en beskedent gevinst, mens der i de sidste 2 scenarier er et mindre underskud ved trykluftlageret.

Figur 3.30 viser indtjeningen på driften for basisfremskrivningen fordelt på årets 365 døgn. Det ses, at anlægget kun oppebærer en indtjening i vinterhalvåret, svarende til, at udsvingene i elprisen i sommerhalvåret er for små til, at det kan betale sig at lagre elektriciteten. Dette billede går igen for de øvrige scenarier.



Figur 3.30 – Indtjening på driften fordelt på årets døgn.



Da de øvrige metoder til ellagring som udgangspunkt har en væsentligt dårligere økonomi end trykluftlagrene, må det antages, at disse lagringsmetoder ikke vil være konkurrencedygtige i forhold til trykluftlagring.

### 3.7.3 Fleksibilitet i kombination med varmelagring

Mens de store centrale kraftvarmeværker normalt er udtagsværker, der kan producere el uafhængigt af varmebehovet, vil de decentrale værker typisk være modtryksanlæg, hvor der er et fast forhold mellem el- og varmeproduktion. Dette forhold kan imidlertid brydes, hvis der i tilknytning til værket etableres et varmelager. Varmelageret vil muliggøre, at varmeproduktionen kan gøres uafhængig af det aktuelle varmebehov (typisk på ugebasis) og at værkets drift derfor kan tilrettelægges efter markedsprisen på el.

Også for eldrevne varmepumpeanlæg til fjernvarme vil et varmelager muliggøre, at produktionen kan tilrettelægges efter markedsprisen på el, blot skal produktionen her foregå, når markedsprisen er lav.

For at undersøge den mulige fordel ved varmelagring i forbindelse med disse teknologier er der foretaget time-for-time-beregninger af naturgasfyrede motoranlæg, naturgasfyrede brændselscelleanlæg og eldrevne varmepumper. Det er antaget, at der er etableret uge-varmelagre samt at anlæggene kører optimalt under hensyntagen til aktuelle markedspriser på el og varmebehov. Beregningerne er foretaget for 2025 for såvel basisfremskrivningen som de 4 scenarier. Til forskel fra beregningerne i afsnit 3.3 og 3.4 er der således medtaget investeringer i varmelagre og der

er taget udgangspunkt i de timeværdier for markedsprisen på el, der er beregnet i basisfremskrivningen og de 4 scenarier<sup>26</sup>.

I praksis vil omkostningerne til varmeproduktion for anlæggene være lidt større end beregningerne viser, afhængigt af, hvor tæt driftsstrategien i praksis kan komme på det optimale.

Tabel 3.8 og 3.9 viser den beregnede samfundsøkonomiske varmepris for hver af de 3 anlægstyper for hvert scenarie, under forudsætning af henholdsvis lav og høj værdisætning af SO<sub>2</sub>- og NO<sub>x</sub>-udledninger. El forudsættes solgt / købt til markedspris. Til sammenligning er vist samfundsøkonomien for et biomassefyret fjernvarmeanlæg og et naturgasfyret fjernvarmeanlæg. For hvert scenarie er den billigste teknologi markeret med gult og den næstbilligste med grønt.

<b>Varmepris ab værk i kr/GJ</b>	Naturgas- motorer	Brændsels- celle- kraftvarme	El-varme- pumper	Træflis- fjernvarme	Naturgas- fjernvarme
<i>Basis- fremskrivning</i>	47	11	45	51	41
Lav oliepris, lav CO <sub>2</sub> -pris	24	-27	42	51	30
Lav oliepris, høj CO <sub>2</sub> -pris	45	2	47	51	44
Høj oliepris, lav CO <sub>2</sub> -pris	29	-46	46	51	54
Høj oliepris, høj CO <sub>2</sub> -pris	55	-4	47	51	69

Tabel 3.8 – samfundsøkonomiske varmeproduktionsomkostninger i kr/GJ, lav værdisætning af SO<sub>2</sub>- og NO<sub>x</sub>-udledning.

<sup>26</sup> Jf. rapporten ”Scenarier for udbygning af el- og kraftvarmekapaciteten2, Energistyrelsen, juni 2005.

<b>Varmepris ab værk i kr/GJ</b>	Naturgas- motorer	Brændsels- celle- kraftvarme	El-varme- pumper	Træflis- fjernvarme	Naturgas- fjernvarme
<i>Basis- fremskrivning</i>	62	-1	47	56	41
Lav oliepris, lav CO <sub>2</sub> -pris	39	-39	44	56	30
Lav oliepris, høj CO <sub>2</sub> -pris	60	-9	48	56	44
Høj oliepris, lav CO <sub>2</sub> -pris	44	-58	48	56	54
Høj oliepris, høj CO <sub>2</sub> -pris	70	-15	49	56	69

Tabel 3.9 – samfundsøkonomiske varmeproduktionsomkostninger i kr/GJ, høj værdisætning af SO<sub>2</sub>- og NO<sub>x</sub>-udledning.

Tallene viser, at et naturgasfyret brændselscellekraftvarmeanlæg med varmelager vil være den billigste teknologi i alle tilfælde, og at det dermed vil være fornuftigt at udnytte den fleksibilitet i forhold til elproduktion, som varmelageret giver mulighed for.

Som tidligere nævnt er brændselscelleteknologien behæftet med stor usikkerhed, og det kan derfor være interessant også at se på de næstbilligste teknologier. Her viser det sig, at teknologierne med varmelagring (naturgasmotorer og elvarmepumper) vil være billigst i scenarierne med de høje oliepriser, mens naturgasfjernvarme i alle tilfælde på nær et vil være billigst i de øvrige scenarier. Lige som for trykluftlageret er forklaringen herpå formodentlig, at det er i scenarierne med de høje oliepriser, der bygges mange vindmøller, som øger behovet for (og økonomien i) fleksibel el.

Ved sammenligning med beregningerne for de samme teknologier i afsnit 3.3 og 3.4 kan det konstateres, at etablering af varmelageret reducerer varmeproduktionsomkostningerne lidt for de 3 fleksible teknologier, sammenlignet med naturgasfyret og træflisfyret fjernvarme.

#### 3.7.4 Elpatroner til fleksibelt elforbrug

En enkel metode til at øge elforbruget i perioder med lave elpriser er at anvende elpatroner til fjernvarmeproduktion. Typisk vil varmeproduktionen på elpatroner erstatte naturgasfyrede kedler, idet varmeproduktionen i mange tilfælde som udgangspunkt vil foregå på disse kedler, når markedsprisen på el er lav.

Elpatroner er investeringsmæssigt en billig teknologi. Imidlertid skal markedsprisen på el være temmelig lav før det bedre kan betale sig (samfundsøkonomisk) at producere varme med elpatronen frem for naturgaskedlen, og det er derfor ikke på forhånd givet, at elpatronen vil kunne få tilstrækkeligt mange driftstimer til, at investeringen kan tjenes ind.

For at undersøge samfundsøkonomien ved elpatroner er der derfor med basis i år 2025 gennemført time-for-time-beregninger af brug af elpatroner for basisfremskrivningen og de 4 alternative scenarier. Beregningerne er opdelt på Østdanmark og Vestdanmark, da der er forskellige timepriser i de to områder.

Som forudsætning for beregningerne er det blandt andet antaget, at brug af el giver en marginal samfundsøkonomisk omkostning (til elnet m.m.) på 5 øre/kWh og at den samfundsøkonomiske omkostning ved udledning af SO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> som følge af elforbruget er 0,8 øre/kWh<sup>27</sup>.

Det viser sig, at der scenarierne imellem er stor forskel på, hvor langt markedsprisen på el skal ned, før det samfundsøkonomisk kan betale sig at bruge elpatron frem for naturgasfyret kedel. I scenariet med lav CO<sub>2</sub>-pris og lav oliepris (og dermed også lav naturgaspris) skal elprisen helt ned på 4 øre/kWh. Så langt ned kommer prisen imidlertid slet ikke, og det vil derfor aldrig kunne betale sig at anvende elpatron i dette scenarie.

Det samme gør sig gældende i basisscenariet og scenariet med lav oliepris og høj CO<sub>2</sub>-pris. I disse scenarier skal elprisen ned på ca. 9 øre/kWh, hvilket kun forventes at ske i ingen eller ganske få timer.

I scenariet med høj oliepris og høj CO<sub>2</sub>-pris kan det derimod betale sig at bruge elpatronen når blot elprisen er under ca. 18 øre/kWh, og da dette forventes at være tilfældet i ca. 1000 timer om året (både i Øst- og Vestdanmark) vil investeringen i en elpatron være tjent hjem på blot 2 – 2½ år.

I scenariet med høj oliepris og lav CO<sub>2</sub>-pris skal elprisen under ca. 13 øre/kWh. Dette sker noget oftere i Vestdanmark end i Østdanmark, og det betyder, at i denne situation vil investeringen i en elpatron være tjent hjem på 6 år i Vestdanmark, mens den aldrig tjenes hjem i Østdanmark.

Det er meget vanskeligt at opgøre, hvor store de marginale omkostninger ved levering er, og forudsætningen om, at disse omkostninger udgør 5 øre/kWh, er derfor

---

<sup>27</sup> Denne værdi fremkommer ved brug af de lave satser for værdisætning af SO<sub>2</sub>- og NO<sub>x</sub>-udledning. Når den lave værdi er valgt skyldes det, at der ved lave elpriser må forventes en stor andel ikke forurenende el fra vindmøller i elproduktionen.

behæftet med stor usikkerhed. Som følsomhedsanalyse er der derfor gennemført en beregning, hvor disse omkostninger er sat til 0 øre/kWh.

Følsomhedsberegningen viser, at det stadig ikke kan betale sig at etablere elpatroner i basisscenariet og de to scenarier med lav oliepris, selv om omkostningen til elnet fjernes. For de to scenarier med høj oliepris forbedres økonomien noget, således at tilbagebetalingstiden for elpatronen bliver 3½ år i Vestdanmark og 20 år i Østdanmark i scenariet med lav CO<sub>2</sub>-pris og 1-2 år i scenariet med høj CO<sub>2</sub>-pris i både Øst- og Vestdanmark.

### 3.7.5 Sammenfatning af beregninger vedrørende fleksibel el

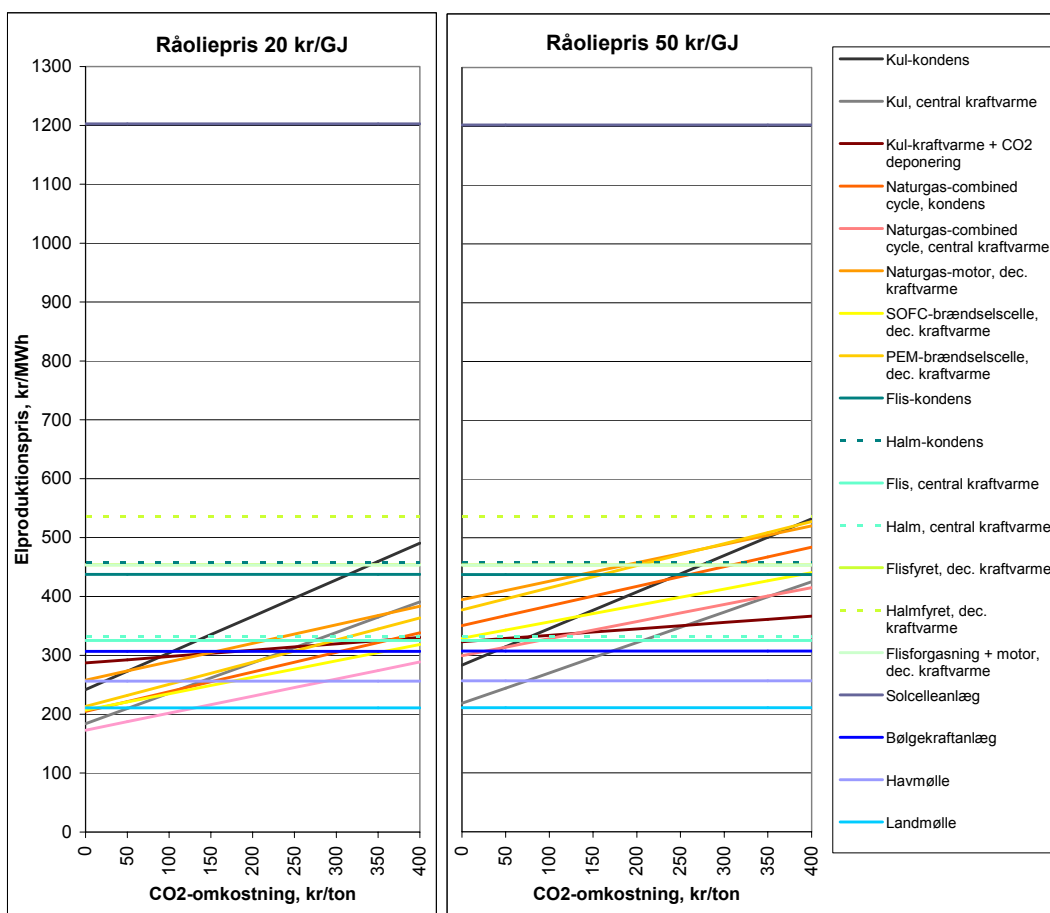
Beregningerne viser, at både lagring af el i trykluftlager, indirekte lagring i form af varmelagring i forbindelse med fjernvarmeproduktion samt brug af elpatroner vil kunne være hensigtsmæssige metoder til at udligne de forskelle mellem produktion og forbrug, som giver anledning til meget lave eller høje elpriser. Beregningerne viser også, at det stort set kun kan betale sig at investere i de fleksible teknologier, hvis der er væsentlige forskelle i markedsprisen på el fra time til time, således som det er tilfældet i de to scenarier med høj oliepris. Kun varmelagring i forbindelse med kraftvarmeproduktion kan til dels betale sig også i de øvrige scenarier.

Der er ikke gennemført beregninger af selskabsøkonomien ved fleksibel el. Der er dog ingen tvivl om, at brug af el, både ved lagring i trykluftlager, ved brug i varmepumper og ved brug i elpatroner kun vil være selskabsøkonomisk attraktivt hvis de nuværende regler om elafgift ændres. Varmelagring i forbindelse med kraftvarmeproduktion anvendes derimod allerede i dag.

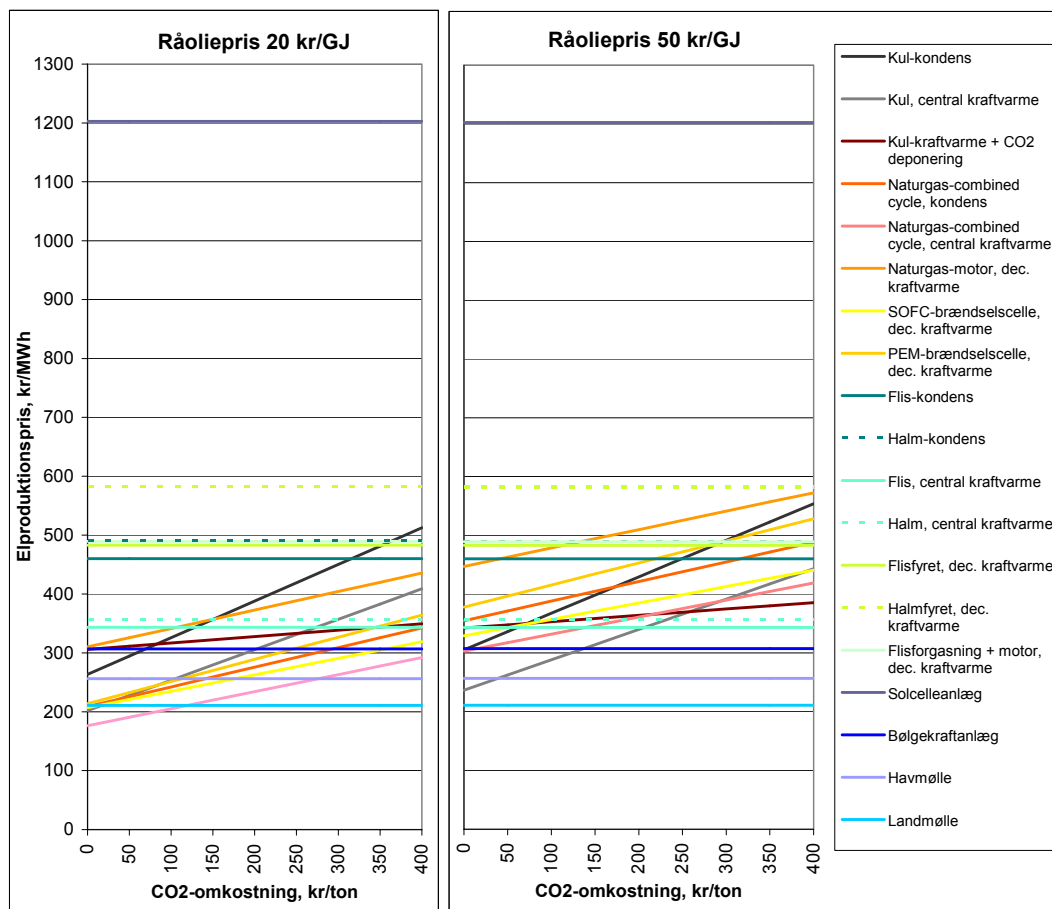
## Bilag 1 – Omkostninger for elproduktionsteknologier

Elproduktionsomkostninger for samtlige de elproducerende anlæg, der er regnet på, er vist i figur B.1 (lav værdisætning af SO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub>) og B.2 (høj værdisætning af SO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub>).

Figur B.1 – Elproduktionsomkostninger for 19 forskellige elproduktionsteknologier under forudsætning af SO<sub>2</sub>- og NO<sub>x</sub>-omkostninger på henholdsvis 32 og 15 kr/kg.



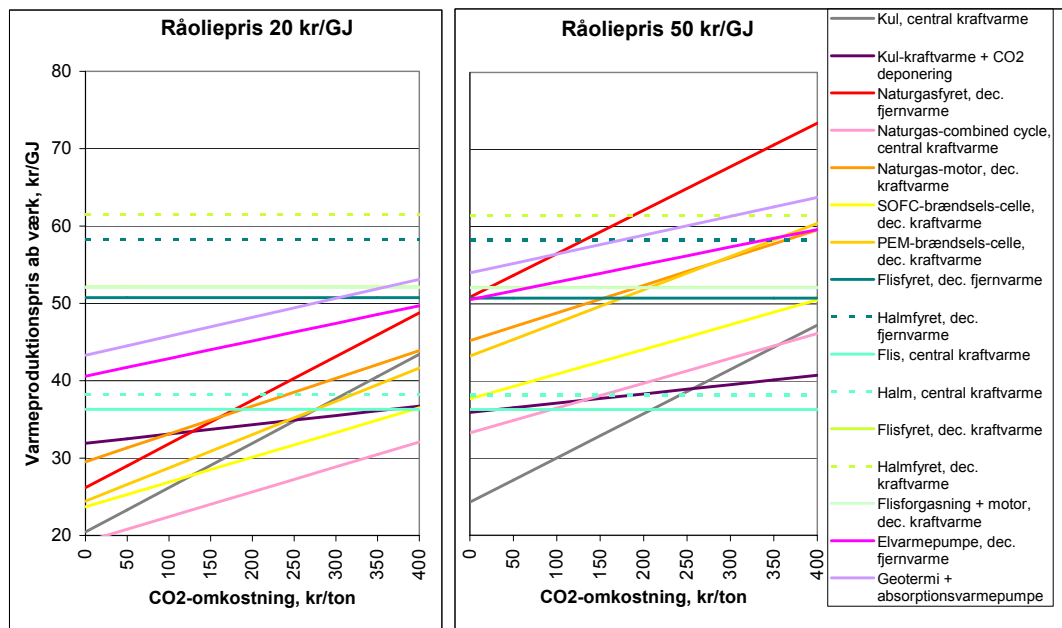
Figur B.2 – Elproduktionsomkostninger for 19 forskellige elproduktionsteknologier under forudsætning af  $SO_2$ - og  $NO_x$ -omkostninger på henholdsvis 52 og 83 kr/kg.



## Bilag 2 – Omkostninger for fjernvarmeproduktionsteknologier

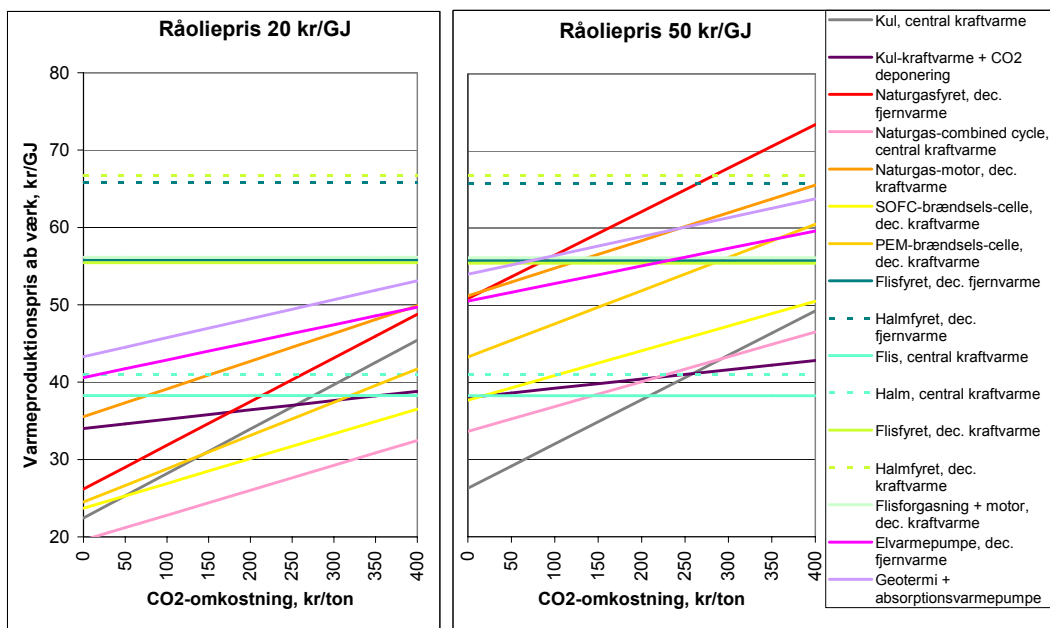
Fjernvarmeproduktionsomkostninger for samtlige de fjernvarmeproducerende anlæg, der er regnet på, er vist i figur B.3 (lav værdisætning af SO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub>) og B.4 (høj værdisætning af SO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub>).

Figur B.3 – Fjernvarmeproduktionspris for 16 forskellige varmeproduktionsteknologier, under forudsætning af SO<sub>2</sub>- og NO<sub>x</sub>-omkostninger på henholdsvis 32 og 15 kr/kg.





Figur B.4 – Fjernvarmeproduktionspris for 16 forskellige varmeproduktionsteknologier, under forudsætning af SO<sub>2</sub>- og NO<sub>x</sub>-omkostninger på henholdsvis 52 og 83 kr/kg.



## Bilag 3 – Opvarmningsteknologier –forudsætninger

Teknologier til opvarmning af husstande beskrives i det følgende. Disse indgår ikke i det nyeste teknologikatalog (bortset fra mikrokraftvarme) og der er i nogen grad tale om skøn for omkostninger og virkningsgrader, baseret på markedsobservationer af den i dag tilgængelige teknologi, samt forventninger til en fortsat teknologiudvikling.

For så vidt angår investeringen og udgifter til vedligehold kan der, hvor der er tale om kendt teknologi, ikke forventes den store udvikling i reelle priser. Det antages at installationsprisen for de teknologier, der allerede i dag er markedsmodne, vil være uændret (i realpris) i år 2025. Til gengæld kan der for de fleste teknologier forventes en vis forbedring af virkningsgraden og et nedsat elforbrug. For fjernvarmenet er det sandsynligt at udgifterne ved nyetablering af net og ved nye tilslutninger kan reduceres som følge af bedre dimensionering og dobbeltrør.

### *Oliefyr*

Ved installation af et nyt oliefyr forbedres virkningsgraden i forhold til det udtjente fyr. Virkningsgraden vil typisk være højest i vintermånederne, hvor anlægget kører på fuldlast. Udover brændselsforbruget beregnet på grundlag af årsnyttevirkningsgraden tilgår et elforbrug til pumper m.v..

De anvendte forudsætninger fremgår af nedenstående tabel:

Oliefyr	2005	2025
Årsnyttevirkning,	0,92	1,00
Elforbrug [kWh/år]	300-600	200-400
Installationspris [kr]	20000-25000	20000-25000
Vedligehold [kr/år]	1000	1000
Levetid	15	15
SO <sub>2</sub> [g/MWh indfyret]	83	
NO <sub>x</sub> [g/MWh indfyret]	187	

## ***Træpillefyr***

Årsvirkningsgraden for et træpillefyr vil i nogen grad afhænge af brugen, men vil typisk være lidt lavere end for et oliefyr. Prisen vil (når der ses bort fra evt. ændringer af fyrrum for eksisterende boliger som følge af pladsoptag og brandkrav) typisk ligge 10.000-20.000 kr. over prisen på et oliefyr. Denne merpris skal forbrugeren holde op imod en lavere brændselspris. Også elforbruget til pumper m.v. er som regel lidt højere end for oliefyr. Fyret tilsluttes til et eksisterende eller nyinstalleret vandbåret centralvarmesystem.

Træpillefyr	2005	2025
Årsnyttevirkning,	0,90	1,00
Elforbrug [kWh/år]	300-700	200-500
Installationspris [kr]	32000-40000	32000-40000
Vedligehold [kr/år]	1000	1000
Levetid	15	15
SO <sub>2</sub> [g/MWh indfyret]	90	
NO <sub>x</sub> [g/MWh indfyret]	432	

Opvarmningsformen optager relativ megen plads: Dels fylder fyret mere end et oliefyr, dels er der pladskrav i fyrrummet i forhold til brandsikring og dels går der opbevaringsplads til træpiller. Desuden kræver et træpillefyr sammenlignet med de øvrige betragtede opvarmningsformer en aktiv indsats af forbrugerne.

## ***Varmepumper***

### *System a - luft/luft*

Et luftvarmepumpesystem med en udedel og en indedel vil kunne dække 50-75 procent af rumvarmebehovet. Den resterende del må dækkes af eks. elvarme. Installationsomkostningerne for et typegodkendt anlæg (DTI) er omkring 30.000,- inkl. moms og anlægget vil i dag typisk have en årsnyttevirkning på 2,8. Et anlæg af denne type bidrager ikke til opvarmningen af brugsvand, der således må opvarmes med elpatron.

Luftvarmepumpe	2005	2025
Årsnyttevirkning	2,8	3,5
Dækningsgrad	50-80%	60-85%
Elforbrug [kWh/år]*	2000	2000
Installationspris [kr]	20000-28000	15000-20000
Vedligehold [kr/år]	600	600
Levetid	20	20

\* til opvarmning af brugsvand

Dækningsgraden antages at være højere i velisolerede huse. Således antages der i 2005 for gennemsnitshuset en dækningsgrad på 65 procent og for BR95-huset 75 procent. I 2025 antages dækningsgraden at være øget med 5 procentpoint.

For nybyggeri regnes der med en dækningsgrad på 85 procent i 2005 og 90 procent i 2025.

Der eksisterer på det danske marked enkelte systemer med flere indedele, hvorved der kan opnås en højere dækning af det samlede varmebehov. Installationsomkostningerne vil samtidig være lidt højere.

#### *System b – ventilationsvarmepumpe*

En luft/vand varmepumpe til opvarmning af brugsvand og tilkobling til centralvarmesystem. Anlægget tilkobles udsugningsluften fra ventilationssystemet og tjener således samtidig som mekanisk ventilationssystem. Det antages at et sådant system vil dække 90-95% af rumvarmebehovet. Spidseffekten er indregnet i årsnyttevirkningen. Installationsmæssigt vil der være tale om en elpatron.

Ventilationsvarmepumpe	2005	2025
Årsnyttevirkning*	2,5	3,5
Elforbrug [kWh/år]	0	0
Installationspris [kr]	40000- 60000	30000- 50000
Vedligehold [kr/år]	600	600
Levetid	20	20

\* medregnet lavere effektfaktor ved brugsvandsproduktion

### *System c – jord/vand*

Systemets varmeveksler er jordslanger der skal nedgraves. Systemet vil dække 95-100% af behovet for rumvarme og brugsvand og den resterende eleffekt er indregnet i årsnyttevirkningen.

Jordvarmepumpe	2005	2025
Årsnyttevirkning*	3,5	4,5
Elforbrug [kWh/år]	0	0
Installationspris [kr]	55000- 80000 (heraf veksler 30%)	50000- 70000 (heraf veksler 30%)
Vedligehold [kr/år]	400	400
Levetid	20 (veksler 30)	20 (veksler 30)

\* medregnet lavere effektfaktor ved brugsvandsproduktion

Da jordvarmeveksleren vil have længere levetid end resten af anlægget og kunne genbruges ved reinvesteringen vurderes denne del af investeringen at have en økonomisk levetid på 30 år.

### *Naturgasfyr*

Der regnes med et nyt kondenserende naturgasfyr. Virkningsgraden vil typisk være højest i vintermånederne, hvor anlægget kører på fuldlast. Udover brændselsforbruget beregnet på grundlag af årsnyttevirkningsgraden tilgår et elforbrug til pumper m.v.

Naturgasselskabet afholder under normale forhold udgiften til tilslutning med stikledning. Der eksisterer ikke et marked for laveffekt naturgaskedler i Danmark, hvorfor udgiften til et naturgasfyr vil være nogenlunde uafhængig af isoleringsstandarder.

Naturgasfyr	2005	2025
Årsnyttevirkning,	0,97	1,02
Elforbrug [kWh/år]	300-500	200-300
Installationspris [kr]	24000-28000	24000-28000
Vedligehold [kr/år]	1000	1000
Levetid	15	15
SO <sub>2</sub> [g/MWh indfyret]	0	
NO <sub>x</sub> [g/MWh indfyret]	108	

Etableringsudgifter til stikledning og tilslutning antages at udgøre 5000-8000 kroner. Denne udgift afholdes almindeligvis af naturgasselskabet.

Naturgas - Stikledning [ca. 15m] og tilslutning	2005	2025
Installationspris [kr]	5000-8000	5000-8000
Vedligehold [kr/år]	100	100
Levetid	30	30

For distributionsnettet gælder der for de økonomiske nøgletal samme forhold som beskrevet under fjernvarme: Ved et faldende opvarmningsbehov skal investeringen i distributionsnet afskrives over et mindre naturgassalg.

Omkostningerne vil i praksis afvige meget afhængig af områdets karakter og tabellen nedenfor angiver omtrentlige værdier for en nyudstykning med spredt lav bygelse.

Naturgas - distribu- tion	2005	2025
Installationspris [kr]	5000- 10000	5000- 10000
Vedligehold [kr/år]	100-200	100-200
Levetid	30	30

Ved samfundsøkonomiske betragtninger af en udbygning af naturgasnettet anvendes naturgasprisen for decentrale værker. I modsat fald ville omkostninger til drift og vedligehold af distributionsnettet blive medregnet to gange.

### *Fjernvarme*

Fjernvarmekunden kan tilsluttes enten ved en direkte tilslutning eller via en varmeveksler. Ved den førstnævnte løsning er der normalt ikke behov for hjælpeeffekt til pumper o. lign.. Der kan i praksis være et mindre varmetab ved tilslutningen. Betydningen anses dog forsvindende for nærværende formål og fjernvarmetilslutninger regnes således at have en virkningsgrad på 1,00.

Forbrugerens etableringsomkostninger vil som oftest være opdelt i et tilslutningsbidrag (til dækning af stikledning og i nogle tilfælde fjernvarmeunit'en) og et investeringsbidrag (til – delvis - dækning af det nødvendige distributionsnet).<sup>28</sup>

Vedligehold af fjernvarmesystemet er begrænset, dog vil fjernvarmeunit og centralvarmesystem skulle justeres. Levetiden må anses for rimelig lang – minimum 20 år. Stikledningen skal som distributionsnettet kun etableres en gang (men dog vedligeholdes).

Fjernvarme - tilslut- ningsanlæg	2005	2025
Årsnyttevirkning	1,00	1,00
Elforbrug [kWh/år]	0	0
Installationspris [kr]	12000	8000
Vedligehold [kr/år]	100	100
Levetid	20	20

<sup>28</sup> Dette kan være afhængigt af nødvendig effekt eller boligareal samt hustype og stikledningens længde. Forholdene varierer meget fra selskab til selskab.

Stikledningen betegner røret fra distributionsnettet til tilslutningsanlægget og retur. Ved at isolere fremløbs- og returrøret i samme kappe kan varmetabet og omkostninger reduceres. Varmetabet reduceres også ved en dimensionering af stikkene til et lavere varmebehov.

Fjernvarme - Stikledning [ca. 15m]	2005	2025
Varmetab [MWh/år/stik]	1,5	1,0
Elforbrug [kWh/år]	0	0
Installationspris [kr]	12000	8000
Vedligehold [kr/år]	150	150
Levetid	30-40	30-40

For distributionsnettet er varmetabet og investeringen i høj grad afhængig af det specifikke områdes karakter. Det mulige energisalg per ledningsmeter vil være den afgørende parameter. For en vurdering af en specifikt projekt må udgifter til distributionsnet, stikledninger samt eventuelle investeringer i pumper og vekslerkapacitet anslås. Dette kan gøres ud fra en vurdering af nødvendige rørlængder og diameter for et område. Ved at vurdere rørlængder og -diametre fås det mest nuancerede billede, da der vil blive taget højde for, at effektiviteten af et fjernvarmenet der forsyner et område med et lille varmebehov vil være lavere end den for et fjernvarmenet der forsyner et område med et stort varmebehov.<sup>29</sup>

Udover et varmetab medfører fjernvarmedistributionen ligeledes et elforbrug til drift af pumper.

Ved et faldende opvarmningsbehov er økonomien ved tilslutning alt andet lige ringere, da investeringen i distributionsnet m.v. skal afskrives over et mindre varmesalg.

I tabellen nedenfor er angivet omtrentlige værdier for en nyudstykning med spredt lav bebyggelse. Værdierne vil i praksis afvige meget afhængig af områdets karakter.

<sup>29</sup> Dette skyldes at varmetabet primært er afhængigt af rørlængden og ikke af den gennemstrømmende varmemængde (dog lidt af spidseffekten og den heraf bestemte nødvendige diameter).



Fjernvarme - Distri- butionsnet	2005	2025
Varmetab [MWh/år/hus]	1,0	0,7
Elforbrug [kWh/år]	100	100
Installationspris [kr/hus]	30000- 50000	25000- 45000
Vedligehold [kr/år]	600-1000	500-900
Levetid	30-40	30-40

For at bestemme miljøpåvirkningen samt vurdere selskabs- og samfundsøkonomien må varmetabet fra distributionen af fjernvarmen ligeledes tages med i betragtning. I det miljøpåvirkningen er værdisat i produktionsleddet tilgår også omkostninger for de miljøpåvirkninger som følger af energitab i distributionen.

Produktionen af fjernvarme er også afhængig af områdets karakter. Store centrale udtagsværker eller combined-cycle værker er i sagens natur kun egnede til store sammenhængende fjernvarmenet, det vil sige i de større byer.

For decentrale værker vil omkostningerne også reduceres når større værker kan etableres med en høj benyttelsestid.

### *Elvarme*

Installationsomkostningerne for et elvarmesystem i nybyggeri anslås til 16.000,-. I forhold til et vandbåret centralvarmesystem vurderes det at der undgås et utilsigtet varmetab/merforbrug på 0,5 MWh/år.

Elvarme	2005	2025
Virkningsgrad	1,0	1,0
Installationspris [kr]	20000	20000
Vedligehold [kr/år]	100	100
Levetid	20	20

### *Mikrokraftvarme*

En mikrokraftvarmeenhed producerer både el og varme. En fuldstændig dækning af varmeforbruget giver ikke nødvendigvis den bedste udnyttelse af kapaciteten. Forskellige styringsstrategier kan derfor give forskellige økonomiske og energimæssige resultater. Ved installation af supplerende opvarmningssystem vil omkostningerne stige yderligere.

Vedligehold må antages som minimum at være som for et naturgasfyr.

Teknologien er også beskrevet i Technology Data for Electricity and Heat Generating Plants.

Naturgasfyr	2005	2025
Varmevirkningsgrad,	0,6	0,6
Elvirkningsgrad	0,15	0,25
Installationspris [kr]	70000-90000	50000-70000
Vedligehold [kr/år]	1000	1000
Levetid	10	15
SO <sub>2</sub> [g/MWh indfyret]	0	
NO <sub>x</sub> [g/MWh indfyret]	54	

Hertil kommer udgifter til stikledning og tilslutning samt til distributionsnet. Disse vil være identiske med de for naturgasfyret da det antages at det større behov som følge af elproduktionen ikke influerer. Udgifter til tilslutning til elnettet er indregnet i installationsprisen.

Elektriciteten der produceres tillægges i de samfundsøkonomiske beregninger værdi som el an forbruger (da det antages at størstedelen kan anvendes indenfor husstanden). Værdien af elproduktionen fratrækkes de samlede omkostninger.