

# **Teknologier for produksjon og rasjonell utnyttelse av energi**

RF-1998/191



Vår referanse: <b>720/834450</b>	Forfatter(e): <b>Eric Brun</b>	Versjonsnr. / dato: <b>Vers. 1 / 7.7.98</b>
Ant. sider: <b>120</b>	Faglig kvalitetssikrer: <b>Rudolf Meissner</b>	Gradering: <b>Åpen</b>
ISBN: <b>82-490-0385-3</b>	Oppdragsgiver(e): <b>NFR, Stavanger Energi, Lyse Kraft</b>	Åpen fra (dato): <b>01.01.2003</b>
Forskningsprogram: <b>EFFEKT</b>	Prosjekttittel: <b>Energiselskapenes markedsinnretning under endrede rammebetingelser</b>	

Emne:

I denne rapporten gis en bred oversikt over energiteknologier. Det skilles mellom teknologier for produksjon av energi, og teknologier for rasjonell utnyttelse av energi.

Vindkraft, og varmepumpeteknologi har fått en utvidet beskrivelse.

Til slutt gis en vurdering av koblingen mellom politiske og markedsmessige rammebetingelser og valg av teknologiløsninger.

Emne-ord:

Energi, teknologier, miljøpolitikk

RF - Rogalandsforskning er sertifisert etter et kvalitetssystem basert på NS - EN ISO 9001

Prosjektleder  
Eric Brun

for RF - Miljø og næringsutvikling  
Kåre Netland

Vår referanse: <b>720/834450</b>	Forfatter(e): <b>Eric Brun</b>	Versjonsnr. / dato: <b>Vers. 1 / 7.7.98</b>
Ant. sider: <b>120</b>	Faglig kvalitetssikrer: <b>Rudolf Meissner</b>	Gradering: <b>Konfidensiell</b>
ISBN:	Oppdragsgiver(e): <b>NFR, Stavanger Energi, Lyse Kraft</b>	Åpen fra (dato): <b>01.01.2003</b>
Forskningsprogram: <b>EFFEKT</b>	Prosjekttittel: <b>Energiselskapenes markedsinnretning under endrede rammebetingelser</b>	

Emne:

I denne rapporten gis en bred oversikt over energiteknologier. Det skilles mellom teknologier for produksjon av energi, og teknologier for rasjonell utnyttelse av energi.

Vindkraft, og varmepumpeteknologi har fått en utvidet beskrivelse.

Til slutt gis en vurdering av koblingen mellom politiske og markedsmessige rammebetingelser og valg av teknologiløsninger.

Emne-ord:

Energi, teknologier, miljøpolitikk

RF - Rogalandforskning er sertifisert etter et kvalitetssystem basert på NS - EN ISO 9001



Prosjektleder  
Eric Brun



for RF - Miljø og næringsutvikling  
Kåre Netland





## Innhold

Forord	i
Sammendrag	ii
1 INNLEDNING	1
2 PRODUKSJON AV VARME	2
2.1 Fra kjemisk energi til varme	2
2.1.1 Fossile energikilder	2
2.1.1.1 Naturgass	2
2.1.1.2 CO <sub>2</sub> -fjerning og deponering	3
2.1.1.3 Norsk Hydros gasskraftkonsept	5
2.1.2 Bioenergi og avfall	6
2.1.2.1 Fast brensel	7
2.1.2.2 Biogass	13
2.1.2.3 Flytende biobrensel	22
2.2 Fra solenergi til varme	24
2.2.1 Aktive solvarmesystemer	24
2.2.2 Passive solvarmesystemer (Solar arkitektur)	26
2.3 Fra mekanisk energi til varme	27
3 PRODUKSJON AV ELEKTRISK ENERGI	28
3.1 Fra mekanisk til elektrisk energi	28
3.1.1 Vindenergi	28
3.1.2 Vannkraftverk	41
3.1.3 Tidevannsstrøm	44
3.1.4 Bølgeenergi	45
3.2 Fra varme til elektrisk energi - kogenerering	46
3.2.1 Turbiner	46
3.2.2 Stirling motorer,	47
3.3 Fra solenergi til elektrisk energi	51
3.3.1 Elproduksjon via solvarme	51
3.3.2 Elproduksjon fra solceller	53
3.4 Fra kjemisk energi til elektrisk energi	56
3.4.1 Brenselceller	56
3.4.2 Saltkraft	60
4 RASJONELL ENERGIUTNYTTELSE	63
4.1 Klassisk enøk i boliger/bygninger	63
4.1.1 Romoppvarming	63
4.1.1.1 Effektive isoleringsmidler	63
4.1.1.2 Forbedrede vinduer	64
4.1.1.3 Elektrisk oppvarming	64
4.1.1.4 Solvegger	65
4.1.2 Belysning	65

4.1.2.1 Dagslysutnyttelse _____	65
4.1.2.2 Elektrisk belysning _____	65
4.1.3 Husholdningsapparater m.m. _____	65
4.1.4 Prosjektutførelser i Norge _____	66
4.2 Varmepumpeteknologi _____	71
4.2.1 Termodynamisk grunnlag _____	71
4.2.1.1 Energikvalitet - eksergi og anergi _____	71
4.2.1.2 Varmepumper - ideelle og virkelige virkningsgrader _____	73
4.2.2 Typer varmepumper _____	76
4.2.2.1 Kompressordrevne varmepumper _____	77
4.2.2.2 Flertrinns systemer _____	77
4.2.2.3 Termisk drevne varmepumper (absorpsjonsvarmepumper og varmetransformatorer) _____	78
4.2.2.4 Kombinerte systemer _____	79
4.2.3 Varmekilder _____	79
4.2.3.1 Luft _____	80
4.2.3.2 Sjøvann _____	81
4.2.3.3 Innsjøer og elver _____	82
4.2.3.4 Grunnvann _____	82
4.2.3.5 Berg- og jordvarme _____	83
4.2.3.6 Avløpsvann _____	84
4.2.4 Anvendelser og utviklingstrender _____	84
4.2.4.1 Bygningsoppvarming _____	85
4.2.4.2 Geotermiske varmepumper øker i popularitet _____	90
4.2.4.3 Miniaturisering _____	90
4.3 Vannbåren varmedistribusjon, fjernvarme _____	92
<b>5 LAGRING AV ENERGI _____</b>	<b>93</b>
5.1 Lagring av varme _____	93
5.2 Lagring av elektrokjemisk energi _____	94
5.2.1 Batterier _____	94
5.2.2 Hydrogen _____	94
5.2.2.1 Framstilling av hydrogen _____	94
5.2.2.2 Lagring av hydrogen _____	96
5.3 Lagring av mekanisk energi _____	97
5.3.1 Vannmagasin _____	97
<b>6 RAMMEBETINGELSENE BETYDNING FOR VALG AV TEKNOLOGILØSNINGER _____</b>	<b>98</b>
6.1 Rammebetingelser i Norge _____	98
6.1.1 Politiske føringer i Norge _____	98
6.1.2 Harmonisering av rammebetingelsene i EU/EØS området _____	99
6.1.3 Energimarkedet _____	101
6.1.4 Satsingsområder _____	102
6.2 Offentlig støtte til tiltak for økt energieffektivitet: Eksempel Tyskland og Bayern _____	104

6.2.1 Oversikt over omfanget for finansiell støtte på statlig og delstatsnivå _____	104
6.2.2 Støtteordninger i delstaten Bayern _____	109
6.3 Avsluttende kommentar _____	114
REFERANSER _____	115



## **Forord**

Denne rapporten inngår i prosjektet “Energiselskapenes markedsinnretning under endrede rammebetingelser”. Dette prosjektets hovedmål har vært å analysere ulike rammebetingelsers betydning for kraftselskapenes virksomhet nå og i årene framover. Prosjektet har vært gjennomført i to parallelle deler. Den ene delen (del A) har bestått i en internasjonal komparativ studie, der en har gjennomgått erfaringer og trender fra Danmark, Nederland, Tyskland og EU og sammenlignet med norske forhold. Den andre prosjektdelen (del B) har bestått i en systematisk gjennomgang av teknologier for energiproduksjon og rasjonell energiutnyttelse, med hovedfokus på løsninger som det, i henhold til rammebetingelser beskrevet i prosjektdel A, er en viss realisme i å få etablert i Norge.

Prosjektdeltakere har vært Eric Brun, Rudolf Meissner og Arild Farsund.

Denne rapporten sammenfatter arbeidet i prosjektdel B. Prosjektdel A har resultert i rapporten “Offentlige rammebetingelser i kraftpolitikken - En sammenlikning av EU, Danmark, Nederland, Norge og Tyskland”, av Arild A. Farsund, RF

Oppdragsgivere har vært Stavanger Energi, Lyse Kraft og Norges Forskningsråd. RF vil rette en takk til disse for den økonomiske bistand de har ytet til prosjektet.

En spesiell takk til Stavanger Energi og Lyse Kraft for god hjelp underveis i prosjektet i form av kommentarer og avklaringer.

RF, 7.7.98



## Sammendrag

En oversikt er gitt over energiteknologier. Det er skilt mellom teknologier for produksjon av energi og teknologier for rasjonell anvendelse av teknologi. For teknologiene for energiproduksjon er igjen skilt mellom teknologier som produserer elektrisitet og teknologier som primært produserer varme. Data for energiproduserende teknologier er sammenfattet i tabeller på de følgende 4 sider. Så langt det har vært mulig å oppdrive, er nøkkelinformasjon av bestemte kategorier innplassert for de enkelte teknologiene.

Av teknologier for rasjonell energiutnyttelse og lagring er det lagt hovedvekt på varmepumpeteknologier. I tillegg til en oversikt over denne teknologien, er det innledningsvis i avsnitt 4.2.1.1 gitt en forklaring av prinsipper og begreper knyttet til *energikvalitet*, som står sentralt i dagens debatt om valg av energiløsninger.

Det er gitt betraktninger om rammebetingelsenes betydning for valg av energiteknologier. Med dagens uttalte energipolitiske målsetninger i Norge, er det etter alt å dømme en satsing på nye varmeløsninger, det vil si varmepumper og vannbåren varme, som er mest aktuell i den nærmeste framtid. Vi vil imidlertid råde til at det følges nøye med på primært tre energiteknologirområder, som fort kan bli aktuelle i Norge. Disse områdene er brenselceller, Stirling-motorer og kogenereringsteknologi. Naturgass er aktuelt brensel for alle disse tre teknologiene.

Avslutningsvis er det gitt eksempler fra på hvordan offentlig støtte gis i Bayern i Tyskland til tiltak for økt energieffektivitet.





# Elektrisitetproduserende teknologier

Teknologi		Teknologi status			Økonomi						
Stadium	Typisk enhetsstørrelse	Utnyttelsesgrad (%)	Ressursbase	Flaskehals(er)	Nåværende generasjon Kapitalkostnad (NOK/kWh)	Driftskostnad (øre/kWh)	Total (øre/kWh)	Neste generasjon Kapitalkostnad (NOK/kWh)	Driftskostnad (øre/kWh)	Total (øre/kWh)	
<b>Mekanisk energi</b>											
-> elektrisk energi											
Vindkraft	Kommersiell	0.02 - 1.5 MW el.	25 - 45	Avh. av plassering, årsidsvariasjoner.	Flaskehals(er)	6000 - 25 000	5 - 15	28 - 70	5000 - 7000	4 - 7	30 - 50
Vannkraft	Storskala Kommersiell	0.5 - 25 MW el.	80 - 90	Avh. av plassering, vannutnyttelse, nedbør		7000 - 15000	7 - 20	15 - 70	7000 - 30 000		30 - 70
Saltgradient	Kommersiell	3 - 10 MW el		Konstant		10 000 - 18 000	30 - 35	100 - 140			
Bølge og tidevann	Kommersiell	3 - 10 MW el		Diftus (bølge), konsentrert (bølge), avh. av plassering og årsidsvariasjoner							
<b>Solenergi</b>											
-> elektrisk energi											
Solvarmeproduisert el.	Demonstrert	7 - 100 MW el.	15 - 30	Avhengig av geografi, årstid og døgnsyklus	Utnyttelsesgrad, Skalering	15 000 - 30 000	7 - 20	75 - 180	10 000 - 20 000	13	40 - 60
Solceller	Demo. (i nett) Komm. (lokalt)	1 - 7000 kW el (i nett) 0.01 - 1000kW el (lokalt)	12 - 15 (Monokrystall) 11 - 13 (Polykrystall) 4 - 6 (Amorf)	Avhengig av geografi, årstid og døgnsyklus	Lagringsteknologi, Produksjonsforbedring og kostnadsreduksjon.	50 000 - 250 000	4 - 5	175 - 1100	20 000 - 35 000		100
<b>Geotermisk</b>											
-> elektrisk energi											
Hydrotermisk	Kommersiell	10 - 500 MW el.	10 - 16	Konsentrert, avh. av plassering		10 000	14 - 18	50 - 70	6000 - 7000	10	30
Dry Rock	FoU										
Magma	FoU										
Havtermisk energi	FoU	100 - 1000 MW el.		Diftus, ubegrenset ressursbase avh. av geografi		70 000		210 - 280	35 000		150 - 200
<b>Annen varme</b>											
-> elektrisk energi											
Turbiner	Naturgass	Gassturbin	Kommersiell	30 - 40							
		Dampsturbin	Kommersiell								
		Combined Cycle	Kommersiell	50 - 60							
	Olje	Dampsturbin	Kommersiell								
	Steinkull	Dampsturbin	Kommersiell	35 - 45							
	Brennhull	Combined Cycle	Kommersiell								
		Dampsturbin	Kommersiell								
	Biomasse	Combined Cycle	Kommersiell	25 - 35							
		(Dampsturbin?)	Kommersiell								
	Sterling motorer		Demonstrert	95							
<b>Kjemisk energi</b>											
-> elektrisk energi											
Brenselceller	Alkaliske Hydrogen	Brenselgass.	Kommersiell		60 Tilgang på brenselgass						
	Fast polymer Hydrog./Oksygen	Demo/Komm.									
	Fosfor/syre Hydrogen	Demonstrert	200 kW el.	40 - 45							
	Molten Carbonate	Demo/FoU	250 kW - 2MW	50 - 57							
	Faststoff oksygen	Molten FoU	100kW	45 - 50							
									9000 - 11000		
									6000 - 130000		

# Elektrisitetproduserende teknologier (forts)

Teknologi	Miljøpåvirkning	Markedsaspekter
<p>Mekanisk energi -&gt; elektrisk energi</p> <p>Vindkraft</p>	<p>Akkumulert energibruk (kWh/MWh)</p> <p>70-230 ved 4,5 m/s 35-120 ved 6,5 m/s</p> <p>CO2 utslipp (t/GWh)</p> <p>16 - 36 ved 4,5 m/s 8 - 18 ved 6,5 m/s</p> <p>Arealbehov (m2/GWh/år)</p> <p>670 - 3710 ved 4,5 m/s 360 - 1890 ved 6,5 m/s 1335 (snitt)</p> <p>Andre miljøaspekt</p> <p>Visuell påvirkning Stroboskopeffekt v/ lav sol Sløy</p>	<p>Barrierer / begrensende faktorer</p> <p>Stort potensiale Potensial for kostnadsreduksjon Kan avvleipe nett Privat utbygginginteresse</p>
<p>Vannkraft</p>	<p>4</p>	<p>Muligheter for energilagring</p> <p>Stort potensiale for mini- og mikrovannkraftverk</p>
<p>Saltgradient</p> <p>Beige og lidevann</p>		<p>Reguleringsplaner og verneinteresser</p> <p>Økte kostnader</p> <p>Konstant energikilde</p>
<p>Solenergi</p> <p>-&gt; elektrisk energi</p> <p>Solvarmeproduisert el.</p>	<p>3561</p>	<p>Pris/kostnader</p> <p>Tekniske.</p> <p>Pris/kostnader</p>
<p>Solcellsystemer</p>	<p>247 - 318 (Monokrystall) 232 - 298 (Polykrystall) 206 - 265 (Amorf)</p> <p>800 - 1030 (Monokrystall) 650 - 840 (Polykrystall) 570 - 730 (Amorf)</p> <p>3237</p>	<p>Liten bevissthet i energisektor</p> <p>Høye kostnader</p> <p>Aktuelt helst nær ekvator</p> <p>Anvendelig i mange størrelser</p>
<p>Geotermisk</p> <p>-&gt; elektrisk energi</p>	<p>404 (m2/GWh elprod)</p>	<p>Høye kapitalkostnader</p> <p>Mangel på kunnskap i markedet om fordelene med PV systemer</p> <p>Manglende standardisering av teknologien</p> <p>Lave driftskostnader</p>
<p>Annen varme</p> <p>-&gt; elektrisk energi</p> <p>Turbiner</p>	<p>Naturgass</p> <p>Gassturbin 580 Damp turbin 470 Combined Cycle 380</p> <p>Olje</p> <p>Damp turbin 780</p> <p>Stenkull</p> <p>Damp turbin 820 (med renseanlegg) Combined Cycle 790</p> <p>Brunkull</p> <p>Damp turbin 1040 (med renseanlegg) Combined Cycle 910</p> <p>Biomasse</p> <p>(Damp turbin?)</p> <p>Stirling motorer</p>	<p>Tekniske.</p> <p>Økonomiske.</p> <p>Teknisk risiko, kapitalkostnader.</p> <p>Tekniske.</p> <p>Økonomiske.</p>
<p>Kjemisk energi</p> <p>-&gt; elektrisk energi</p> <p>Brenselceller</p>	<p>3642</p>	<p>Økonomiske.</p> <p>Pris/kostnader</p> <p>Liten miljøpåvirkning under drift</p> <p>Muligheter for varme- og elproduksjon</p>



# Varmeproduserende teknologier (forts)

Teknologi	Miljøpåvirkning		Markedsaspekter
	CO2 utslipp (t/GWh)	Akkumulert energibruk (kWh/MWh)	
Kjemisk energi --> varme		Arealbehov (m <sup>2</sup> /GWh/år)	Muligheter / drivende faktorer
Fossil energi		Andre miljøaspekt	
Bioenergi			
Generelt: Fast biobrensel			Mangel på varmbåren varme Råvaretilgang og -sammensetning
Avfall		Ulike gass/rykstillegg	Begrensninger i landdeponi Økte avfallsmengder Lønnsomhet kan øke Biogass: synergi med naturgass
Bioetanol Biodiesel			Informasjon Pris/kostnader Utslippskrav
Solenergi --> varme			Høye kostnader Manglende informasjon om fordeler
Aktive solarsystemer			Økte muligheter med varmelagring Integrering i bygg Internasjonale retningslinjer
Passive solarsystemer			Manglende bevissthet både i byggebransje og hos kunde Stort uutnyttet potensial Betydelig lønnsomhetspotensial Nye estetisk/arkitektoniske muligheter

# 1 Innledning

Denne rapporten har hatt som målsetning å gi en bredest mulig oversikt over aktuelle energiteknologier. Å gi en fullstendig og detaljert beskrivelse av alle eksisterende teknologier som produserer energi, inkludert alle de nyeste utviklingene, ville likevel vært en oppgave som ville sprengt rammene for dette prosjektet. Det ville dessuten resultert i en rapport på mangfoldige bind, noe som ville gjort stoffet uoversiktlig og vankelig tilgjengelig. Vi har vurdert det som vår oppgave å gi en bred oversikt med tilstrekkelig med nøkkeldata for hver teknologi, samtidig som rapporten holdes på et overkommelig lesbart volum. Utvalget av informasjon om hver teknologi er derfor valgt med dette for øye. Vår ambisjon har vært å skaffe opplysninger for hver energiteknologi om:

- Teknologisk status og utvikling
- Økonomi og kostnadstall
- Miljøaspekter
- Markedsbarrierer og -muligheter.

Med hensyn på økonomitall har vi forsøkt å presentere tall i samme format/benevning for å lette sammenligning mellom teknologiene. Formatet som har vært tilstrebet er å angi investeringskostnader i kr/kW installert effekt, og driftskostnader samt energipris i øre/kWh. På grunn av sterkt varierende formater/benevninger som har vært brukt i de ulike kildene, og den sterkt varierende graden av informasjon som har vært å finne om de ulike teknologiene har det imidlertid ikke alltid lyktes å holde seg konsistent til ovennevnte format.

Hensikten med prosjektet har vært å gi en bred oversikt over aktuelle energiteknologier, med spesiell fordykning i en eller flere. Etter avtale med oppdragsgiverne er varmepumpeteknologi valgt som fordykningsemne, og denne er derfor viet en mer omfattende beskrivelse. I tillegg er vindkraft gitt en viss utdykning.

I tillegg til denne rapporten resulterer dette prosjektet i to andre rapporter:

1. "Offentlige rammebetingelser i kraftpolitikken - En sammenlikning av EU, Danmark, Nederland, Norge og Tyskland"
2. "Energy Services of Electric Utilities in different national regulatory contexts. - The present situation in Germany and the possible changes"

Med bakgrunn i oversikten over energiteknologiene og de ovennevnte rapportene, er det i kapittel 6 gitt en vurdering over rammebetingelsenes betydning for valg av teknologiløsninger. Eksempler er gitt fra delstaten Bayern i Tyskland, med henblikk på at prosjektet har omfattet en ekskursion i dette området for å studere en rekke eksempler på teknologianvendelser og demonstrasjonsanlegg for energiproduksjon og rasjonell energiutnyttelse.

## 2 Produksjon av varme

### 2.1 Fra kjemisk energi til varme

#### 2.1.1 Fossile energikilder

En full omtale av samtlige energiteknologier forbundet med bruk av fossile energikilde som olje og kull, vil både bli svært omfattende og til dels på siden av det vi oppfatter som relevant for oppdragsgivernes i dette prosjektet. Vi har derfor her valgt å konsentrere omtalen av teknologier for fossile energikilder på naturgass, og i tillegg omtale CO<sub>2</sub>-fjerning/deponering.

##### 2.1.1.1 *Naturgass*

Som et alternativ til kull og olje til framstilling av varme og kraft, står naturgass sterkt både økonomisk om miljømessig. I de senere år har ulike typer naturgassfyrte anlegg gjennomgått en betydelig utvikling og oppnådd høyere elvirkningsgrader og lavere utslipp av forurensende stoffer. Over de kommende år kan det videre forventes ytterligere forbedringer av naturgassteknologier.

Tre typer naturgassfyrte anlegg er særlig relevante pr. i dag: dampturbinanlegg, “combined cycle”, og gassmotoranlegg.

I **dampturbinanlegg** forbrennes naturgassen for å oppvarme en vannkjele, slik at det dannes damp med høyt trykk og temperatur. Denne driver en turbin, som igjen driver en generator. Siden fyring med naturgass er enklere og renere enn fyring med f.eks. olje eller kull, er både anleggsomkostninger og forurensende utslipp lavere ved bruk av naturgass, samtidig som elvirkningsgraden er ca. 2 prosent høyere enn ved bruk av kullkraft. Et naturgassfyrte dampturbinanlegg bygget i dag vil kunne ha en elvirkningsgrad i underkant av 50%, og i løpet av år 2020 forventes dette tallet å kunne stige til ca. 57%. Utnyttes spillvarmen fra anlegget, vil samlet virkningsgrad kunne nå opp i 93%.

Den nyeste kjeltypen per i dag er den som kalles “kondenserende kjel”. Når naturgass forbrenner, dannes vanndamp som en av forbrenningsproduktene. Energiinnholdet ved forbrenningen defineres i to nivåer, disse betegnes som henholdsvis nedre og øvre brennverdi. Nedre brennverdi er varmemengde som dannes ved forbrenningen. Etter europeisk norm er virkningsgraden 100% hvis en klarer å utnytte all denne varmen. For å utnytte all varmen i avgassen må en da la denne gå gjennom en varmeveksler og trekke ut så mye varme at temperaturen på vanndampen i avgassen kommer helt ned til duggpunktet. Øvre brennverdi er lik den samme varmemengden, pluss den energien som kan frigjøres hvis en i tillegg kondenserer vanndampen i avgassen. I en kondenserende kjel er det nettopp dette som skjer. Vanndampen fra naturgassforbrenningen kondenseres, en får da et energiutbytte i tillegg og virkningsgraden kommer opp i over 100% (typisk rundt 101-104%). Som sagt er dette

målt etter europeisk norm. I USA er det øvre brennverdi som er normgrunnlag for beregning av utnyttelsesgrad, slik at maksimal virkningsgrad blir 100% dersom all kondensasjonsenergien blir utnyttet.

I naturgassfyrte **combined cycle** (CC) anlegg forbrennes først gassen i en *gassturbin*. I en gassturbin er det den kraftige ekspansjonen av brenselgassen når denne forbrennes/eksploserer som driver turbinen rundt. Den varme eksosgassen som forlater gassturbinen anvendes deretter til å varme opp en vannkjel til å produsere damp, så kan drive en *dampsturbin*. De to turbintypene driver generatorer som produserer elektrisitet. Et CC anlegg får dermed en høyere elvirkningsgrad enn et rent dampturbinanlegg, i underkant av 60%. Det foregår en betydelig utvikling av gassturbineteknologi i land som USA, Japan, Tyskland og England, spesielt med sikte på å oppnå toleranse for høyere temperaturer. Samtidig må det dermed fokuseres på å minske den høye graden av  $\text{NO}_x$ -dannelse som normalt følger med forbrenning i luft ved høye temperaturer. På sikt regnes det for realistisk å oppnå en elvirkningsgrad med CC teknikk på nær 65%. Fordelen med CC anlegg er altså en høyere elvirkningsgrad enn dampturbinanlegg. Ulempen er at når anlegget er optimalisert for elproduksjon, vil den endelige spillvarmen holde en forholdsvis lav temperatur som det kan være vanskelig å utnytte. Rene dampturbinanlegg der spillvarmen kan utnyttes kan derfor oppnå en høyere total energivirkningsgrad. Et annet problem med CC anlegg er at dampturbindelen er relativt dyr, og for mindre anlegg kan det bli uøkonomisk å inkludere den.

**Gassmotoranlegg**, altså interne forbrenningsmotorer (eksplosjonsmotorer) med naturgass som drivstoff, er spesielt egnet for mindre, lokal kraft/varme produksjon. Vanlige gassmotorer kan i dag oppnå en elvirkningsgrad på ca. 40%, og ved spillvarmeutnyttelse en total energivirkningsgrad på 90%. Videre utvikling ventes å bringe disse tallene opp i henholdsvis 45-50% og 95%, bortsett fra for de helt små anleggene hvor virkningsgradene vil ligge lavere.

Stirling-motorer er også egnet til å utnytte naturgass som brennstoff, og blir omtalt i et eget avsnitt.

På lengre sikt er også naturgassfyrte brenselceller en aktuell teknologi. Også denne er omtalt i et eget avsnitt.

### **2.1.1.2 CO<sub>2</sub>-fjerning og deponering**

Den største miljøulempen ved fossile energikilder er at de ved forbrenning bidrar til netto økning av  $\text{CO}_2$  i atmosfæren. I de senere år er det derfor blitt fokusert mye på mulighetene og kostnadene ved å skille ut  $\text{CO}_2$  fra røykgassen til fossile energikilder, som et alternativ til å ta i bruk andre energikilder. Det finnes i dag teknologier både for å skille ut  $\text{CO}_2$  fra røykgassene, og for å deponere  $\text{CO}_2$  uten at den slipper ut i atmosfæren.

#### **CO<sub>2</sub>-fjerning**

$\text{CO}_2$ -fjerning fra røykgassene kan gjennomføres på flere måter. En av de mest energiøkonomiske metodene (som likevel er meget energikrevende) er utvasking av røykgassen med en vandig oppløsning av kjemikalier som binder  $\text{CO}_2$ . Andre metoder å skille ut  $\text{CO}_2$  på er gjennom filtrering av røykgassen gjennom ulike typer mikrofiltre



som tillater nitrogen å passere, men som holder tilbake de større CO<sub>2</sub> molekylene. Energiforbruket ved denne teknologien er imidlertid mye høyere enn ved utvaskingsteknologien, og den er mer utsatt for tilstopping av filtrene. En fremtidig anvendelse av filtreringsteknologi forventes derfor å skje spesielt i forbindelse med forbrenning av naturgass. For å bringe driftskostnadene ved de ulike teknologiene for CO<sub>2</sub>-fjerning ned, vil teknikkene helst være aktuelle i forbindelse med store anlegg.

En enklere, men omdiskutert måte å minske CO<sub>2</sub>-belastningen av atmosfæren på, er ved skogreisning. Tilvekst av trær vil gjennom fotosyntesen binde CO<sub>2</sub> fra luften, slik at CO<sub>2</sub> kan betraktes som lagret i trærne. Det framtidige CO<sub>2</sub>-regnskapet vil imidlertid avhenge av hvordan tremassen anvendes. Bli den tilvokste skogen stående urørt, har den bidratt til netto binding av fossilt generert CO<sub>2</sub>. Bli imidlertid den økte skogmengden tatt ut i økt forbruk i bioenergi ved å bli hogd og forbrent, vil CO<sub>2</sub>-en igjen gå ut i atmosfæren. En har imidlertid fått en energigevinst i mellomtiden gjennom energiutnyttelse av skogen, i forhold til om CO<sub>2</sub> fra fossil energi var gått rett ut i atmosfæren, uten å gå veien om skogvekst.

### **CO<sub>2</sub>-deponering**

For å hindre at CO<sub>2</sub> fra forbrenning av fossil energi kommer ut i atmosfæren, kan den deponeres enten underjordisk eller på havdypene. Andre muligheter består i å utnytte den oppsamlede CO<sub>2</sub> i industrielle prosesser.

Underjordisk deponering av CO<sub>2</sub> praktiseres til en viss grad allerede i dag, hvor CO<sub>2</sub> anvendes som hjelpemiddel til å øke oljeproduksjon. CO<sub>2</sub> injiseres i de underjordiske oljereservoarene for å opprettholde trykket i reservoarene og dermed presse mer olje ut av produksjonsbrønnene. Når et olje- eller gassfelt er tatt ut av produksjon, er det mulig å injisere ytterligere CO<sub>2</sub> ned i feltet og deretter forsegle det. Avhengig av størrelsen på feltet, vil det før eller siden bli fylt opp. Avhengig av hvilket tidsperspektiv man antar, må derfor løsningen anses som anvendelig kun på kort eller mellomlang sikt. I Norge er løsningen helst anvendbar for oljeselskaper med tilgang på infrastruktur for gasstransport til og fra Nordsjøen og tilgang på olje- og gassfelter hvor CO<sub>2</sub>en kan injiseres.

Deponering på havdypene (mer enn 1000m dyp) er en teknologi med et mye større teoretisk lagringspotensiale for CO<sub>2</sub> enn underjordisk deponering, på grunn av havets antatt store bufferkapasitet. Både tekniske og ikke minst de miljømessige sider av denne deponeringsformen er imidlertid ennå ikke belyst i særlig stor grad. Ifølge foreløpige vurderinger kan dyphavsdeponering binde CO<sub>2</sub> i et tidsrom fra noen hundre til tusen år, hvilket skulle kunne redusere betydelig den spissbelastning vi utsetter atmosfæren for nå og i kanskje hundre år framover. Imidlertid vil før eller siden også denne lagringsformen nå sin kapasitetsgrense, og det er også uvisst hvilken effekt CO<sub>2</sub> lagring vil ha på livet i havet, selv på kort sikt.

CO<sub>2</sub> deponering må derfor i det lange løp anses som foreløpige løsninger, for å "vinne tid" og tillate en langsiktig overgang fra fossile til fornybare energikilder.

### **Industriell anvendelse av CO<sub>2</sub>**

Som et alternativ til deponering, kan oppsamlet CO<sub>2</sub> utnyttes i industrielle prosesser. Eksempelvis kan CO<sub>2</sub> brukes i framstilling av metanol og ulike syntetiske stoffer, som i dag framstilles fra oljeprodukter. En annen anvendelse kan være industriell framstilling av biomasse (planter og alger).

### **2.1.1.3 Norsk Hydros gasskraftkonsept**

Norsk Hydro er, som kjent gjennom pressen, i gang med å utarbeide et nytt konsept for kraftproduksjon fra gasskraft kombinert med deponering av CO<sub>2</sub>. I konseptet skal naturgass (metan) brukes som råstoff for å produsere hydrogen i en prosess som ligner den som Hydro allerede bruker i mange naturgassbaserte amoniakkfabrikker. Hydrogenet vil i sin tur bli brukt som brennstoff for gass- og dampturbiner til å produsere elektrisitet. I produksjonen av hydrogen fra naturgass vil CO<sub>2</sub> bli dannet som avgass. I tradisjonelle gasskraftverk vil CO<sub>2</sub> som dannes fra forbrenningen av naturgass, være blandet med andre eksosgasser, og det er komplisert og kostbart å skille den ut. I den alternative prosessen som er lansert av Hydro, skilles CO<sub>2</sub> ut i ren form, slik at denne kan samles opp og deponeres. Gjennom denne prosessen hevder Hydro at CO<sub>2</sub> utslipp til atmosfæren ligger ca 90% lavere enn et tilsvarende konvensjonelt gasskraftverk.

Foreløpige estimater fra Hydro indikerer at investerings- og driftskostnader for et slikt anlegg ligger høyere enn for konvensjonelle gasskraftverk. Salg av CO<sub>2</sub> for injeksjon i oljereservoarer er derfor en viktig del av konseptet for å oppnå tilfredstillende økonomi.

## 2.1.2 Bioenergi og avfall

Utvinning av energi fra biologisk råvare er et stort og mangfoldig område. Teknologiene varierer avhengig av hvilket energiråstoff en skal bruke. Det som imidlertid er felles for alle bioenergiteknologiene, er at de primært utvinner varme ved forbrenning. I flere tilfelle kan varmen utnyttes til sekundært å produsere elektrisitet, men det er først og fremst teknologiene for å utvinne nyttevarme som vil bli presentert i dette kapitlet. Produksjon av elektrisitet fra varme er omtalt i kapitlene 2.1.1.1 og 3.2.

Ved forbrenning vil det dannes utslippsgasser, blant annet CO<sub>2</sub>, men det argumenteres likevel at bioenergiproduksjon ikke bidrar netto til økte CO<sub>2</sub>-utslipp. Årsaken er at det som regel er vegetabilsk materiale som anvendes til brensel. Vegetabilske vekster dannes ved fotosyntese hvor vann, CO<sub>2</sub> og lysenergi omdannes til karbohydrat og O<sub>2</sub>. Ved fullstendig forbrenning frigjøres energien og CO<sub>2</sub> igjen, men bare i samme mengde som det har inngått i dannelsen av denne biomassen ved fotosyntese. Historisk har vedfyring vært den vanligste formen for bioenergiutnyttelse.

Varmeutvinning fra biomasse kan inndeles i to områder: Enten forbrennes fast biomasse, eller en kan utvinne biogass fra biomassen, og så forbrenne gassen. Av biomassen kan en også utvinne flytende brensel i form av alkoholer eller biooljer. Disse tre områdene vil bli beskrevet hver for seg.

### **2.1.2.1 Fast brensel**

#### **(1) Forbrenning av fast biomasse**

Trevirke er den vanligste formen for fast brensel til bioenergigjenvinning. Vedfyring har som sagt vært den vanligste og mest kjente bioenergiformen i Norge. Imidlertid er det mulig å utvinne energi ved forbrenning også av gjødsel, organisk avfall, slam, husholdnings- og industriavfall mm.. Denne kan enten forbrennes uforedlet eller foredlet. Foredlet avfallsbrensel (FAB) fremstilles oftest i form av brikketter, pellets eller pulver og forbrennes i spesielle ovner. FAB kan i tillegg til fornybar råvare også inneholde ikke-fornybare råstoffer, så som plastavfall. Slik sett er FAB og annen avfallsbasert brensel ikke alltid en rent fornybar energikilde, og det er delte meninger innen miljøbevegelsen om bruken av det til energigjenvinning. Et vanlig syn er likevel at det er bedre å energiutnytte slike råstoffer ved fullstendig forbrenning enn å la dem gå til deponi. Den helt dominerende mengden med fast biobrensel i Norge utgjøres imidlertid av bark, flis og annet sekundært trevirke fra skogbruks- og trevirkeindustrien.

Forbrenningsanlegg for fast brensel produserer i første rekke varmeenergi. Effektiv utnyttelse av denne er avhengig av at en har vann- eller dampbårne varmeledningssystemer til de bygninger eller prosesser som skal nyttiggjøre seg av varmeenergien. Det er også velutviklet teknologi for å forbrenne biomasse og produsere damp, som så via dampturbin produserer elektrisitet.

Mesteparten av komponentene i forbrenningsanlegg for biomasse er like de en finner i konvensjonelle varmeanlegg basert på fossilt brensel. Hovedforskjellen ligger i forbrenningskammeret, siden biomasse i forhold til fossilt brensel har en lavere energitetthet, høyere fuktighetsinnhold, og utvikler større mengder aske.

Utnyttelsesgraden en kan oppnå ved å forbrenne biomasse avhenger av temperatur- og trykkforhold i kjelen og dampturbinen. Store anlegg (flere GW) har også fordeler i forhold til mindre, ved at de ofte kan rettferdiggjøre investering i utstyr som kan gi høyere utnyttelsesgrader enn små anlegg (noen få MW).

#### Forbrenningsanlegg

##### *Vedovner*

Bruk av vedfyring til oppvarming har økt i Norge de siste år, og spesielt siden høsten-96. Fyring på lav last og med liten lufting gir imidlertid ufullstendig forbrenning og betydelig utslipp av tjærestoffer, PAH og partikler. I de siste årene har derfor ovnprodusentene arbeidet med å utvikle ovner som gir god forbrenning også ved lav varmelast, og myndighetene har skjerpet kravene til utslipp og energieffektivitet i nye ovner.

##### *Pelletsaminer*

Pelletsaminer har blitt utviklet som et alternativ til vedovner og parafinbrennere. Pelletsaminer gir bedre forbrenning og betjeningskomfort enn tradisjonelle vedovner

### *Større fastbrenselanlegg*

- Undermaterstoker med fast rist. I en slik ovn skyves brenselet inn fra siden på en fast rist eller brennskål. Dette er den tradisjonelle utformingen av mindre flis- og brikettfyringsanlegg.
- Bevegelig rist anlegg. I et brennkammer med bevegelig rist skyves brenselet kontrollert gjennom kjelen. Dette gir fordeler som mulighet for automatisk askeutmatning. Disse ovnene kan også benytte brensel med høyere askeinnhold som bark, papirbriketter, FAB o.l.
- Reaktor/brenner m skrue. Dette er også en teknologi hvor brenselet mates kontinuerlig inn. Den er utviklet spesielt for å oppnå en enkel tilpasning av eksisterende oljefyrte kjeler.
- Hvirvelsjiktovner (Fluidised Bed / Circulating Fluidised Bed). Dette er en forholdsvis ny teknologi som gir meget gode forbrenningsmuligheter. Disse ovnene har ikke tradisjonell fyrrikt, men brenselet hvirvles opp og holdes oppe i luften i brennkammeret ved at forbrenningsluften blåses opp gjennom brenselet. Dette gir brenselet forbrenningsegenskaper omtrent som et flytende medium og gir svært fullstendig forbrenning, og dermed lave utslipp. Disse ovnene er svært fleksible m.h.p. brenseltype, men er oftest store med ditto investeringskostnader.

### *Mindre fastbrenselanlegg*

En ny type fastbrenselovner er også utviklet i Norge av firmaet Energos. Tidligere het firmaet Aitos, og begge disse firmanavnene forekommer i fagpressens omtale av teknologien. Denne ovnen har stor brenselfleksibilitet, så å si alt som kan brennes er egnet som brensel i Energos-ovner. Teknologien er derfor godt egnet til energigjenvinning av mange forskjellige typer og blandinger av avfall, men også til ren biobrensel som treflis og lignende. Fuktighetsinnholdet på brensel som har vært testet har ligget mellom 10% og 50%. Teknologien er også kjennetegnet ved svært lave utslipp til luft. Ved hvirvelsjiktovner oppnås også lave utslipp, om ikke fullt så lave som ved Energos-teknologi. Hvirvelsjiktovner krever imidlertid relativt store anlegg, mens Energos-teknologien muliggjør mindre og rimeligere anlegg, med høy grad av energiutnyttelse.

## **Økonomi**

Typiske kostnadstall knyttet til forbrenning av fast biomasse er gitt i Tabell 2.1.

Tabell 2.1

Investeringskostnader	18.500 - 26.000 kr/kW installert effekt
Driftskostnader	1.500 - 2.600 kr/kW installert effekt
Energipris med dagens teknologi	35 - 60 øre/kWh
Forventet nedgang i investeringskostnader de neste 10 år:	5 %

### Miljøaspekter

#### *Tilbakeføring av næringsalter*

Grener og topper fra trær utgjør et betydelig potensiale for energiutnyttelse i Norge. Disse betraktes gjerne som avfall fra skogsvirke, og kan males opp til flis og utnyttes som brensel. Det er imidlertid ikke uten konsekvenser for miljøet å ta disse ressursene ut fra skogen, ettersom de er rike på innhold av mineraler som kalsium, magnesium og kalium. I et naturlig kretsløp, hvor gamle og felte trær råtner på bakken, vil disse mineralene returneres til jorda. Mangel på disse mineralene vil på sikt kunne føre til en forsurening av jorda. Ved Vattenfall Utveckling i Sverige er det derfor gjennomført forsøk med å tilbakeføre aske fra forbrent skogsavvirke til jorda. Asken blir samlet opp fra ovnene hvor trevirket er blitt forbrent, og spres over de utnyttede skogsområde med helikopter. En innvending mot metoden er at energien og kostnadene som går med til denne tilbakeføringen av aske virker fordyrende og forringer det totale energimessige utbyttet. Vattenfall viser imidlertid til at kostnadene for å spre asken tilsvarer bare noen få prosent av prisen på skogsflisen, eller ca. 0,5 øre pr. kWh brensel, samt at man også må ta hensyn til at kostnader for alternativet, som er å legge asken på deponi, ventelig vil øke.

Noe mindre aktuelt for Norge er det å dyrke energirike vekster som gress, halm og hurtigvoksende tresorter for å anvende dem spesifikt til energiformål. Problemene her vil på mange måter være knyttet til de samme faktorer som gjelder for industrielt landbruk. Denne type energiutvinning vil dermed være forbundet med de samme miljøproblemstillinger med gjødsling, avrenning av næringsalter etc. som landbruket.

Forbrenning av trevirke kan gi relativt høye utslipp av sot m.m., dersom det ikke brukes moderne ovner.

### Markedsmuligheter

- Biomasseressurser finnes i stort omfang, og utgjør ca. 4% av verdens omsetning av energi.

## **Markedsbarrierer**

- Energiutnyttelse av biomasse gir i utgangspunktet varme som produkt. Mangel på vannbårne varmesystemer er den største barrieren for økt bruk av alle varmeproduserende teknologier som utnytter biobrensel.



## (2) Forbrenning av fast avfall

### **Teknologi - status og utvikling**

Teknologien for fast avfallsforbrenning er moden, men videreutvikles stadig. Trenden i avfallshåndtering gir økt sannsynlighet for at denne teknologien vil bli tatt i bruk i økt grad i framtiden. Dette kommer blant annet av at det vil bli vanskeligere å finne nye arealer til deponibruk, kostnadene forbundet med deponering vil øke, og lovgivningen etter alt å dømme vil gå i retning av å behandle avfall på et tidligere stadium (resirkulering, behandling, forbrenning) for å unngå deponering. Nye forbrenningssystemer som er i stand til å håndtere spesielle avfallsfraksjoner, slik som fluidised bed forbrenning, vil i økende grad bli tilpasset denne markedssektoren. AITOS teknologien (se forrige avsnitt) blir først og fremst anvendt til forbrenning av avfall.

### **Økonomi/pris - status og utvikling**

Typiske kostnadstall knyttet til forbrenning av fast avfall er gitt i Tabell 2.2.

Tabell 2.2

Investeringskostnader	60.000 - 75.000 kr/kW
Driftskostnader	3.500 - 5.500 kr/kW
Energipris med dagens teknologi	15 - 110 øre/kWh
Forventet endring i investeringskostnader de neste 10 år:	Økning

### **Markedsbarrierer:**

- I en rekke land blir lovgivning relatert til avfall og avfallsdeponering kontinuerlig revidert. Dette kan forsinke utvikling og implementering av energimessig fornuftige forbrenningsløsninger for avfall.
- Strengere utslippskrav til avfallsforbrenningsanlegg enn til industrielle ovner gir skjevheter i markedet.
- Motforestillinger hos publikum mot forbrenningsanlegg for avfall. Nyere teknologi kan overkomme mange av miljøproblemene forbundet med tradisjonelle avfallsforbrenningsanlegg, men informasjon om dette har nok kun i liten grad nådd allmennheten.
- Mangel på nøyaktig og objektiv informasjon for å foreta investeringsbeslutninger, for eksempel om fordeler og begrensninger av alternative deponerings- og behandlingsteknikker, og om helsepåvirkningene av disse alternativene i forhold til de etablerte forbrenningsprosessene.



**Markedsmuligheter:**

- Økende kostnader for deponering og innføring av lovmessige begrensninger i muligheter til å deponere, vil innebære økte muligheter og interesse for energigjenvinnings- d.v.s. forbrenningsalternativer.
- Deregulering i energimarkedet , økt konkurransedyktighet i små kogenereringsanlegg og muligheter for økte energipriser, vil kunne gjøre fast avfallsforbrenning mer konkurransedyktig.
- Det største markedspotensialet vil være i industriland i den nærmeste framtid, men det finnes trolig markedsmuligheter i utviklingsland som både har behov for mer energi og et alternativ til avfallsdeponier.

### 2.1.2.2 **Biogass**

#### (1) Anaerob nedbryting av husdyrgjødsel

##### **Teknologi - status og utvikling**

Når biomasse nedbrytes av mikroorganismer uten tilgang på oksygen, kalles dette *anaerob* nedbrytning, eller anaerob fermentering. Skjer nedbrytingen under tilgang på oksygen, kalles prosessen for *aerob* nedbryting, eller kompostering. Ved *aerob* nedbryting av biomasse dannes det ikke brennbare gasser, men det dannes varme på ca. 60-70°C i prosessen som evt. kan utnyttes. Ved *anaerob* nedbryting av biomasse produseres det derimot gass som er rik på metan (CH<sub>4</sub>). Blandingsforholdet er typisk 60-70%CH<sub>4</sub> og 30-40% CO<sub>2</sub> pluss noen sporgasser. Prosessen har vært kjent i mange år og brukes mye i rensesystemer for avløpsvann. De siste ti år har det funnet sted en teknologiutvikling omkring utnyttelse av dyregjødsel sammen med organisk avfall fra industri og husholdninger, som har gjort at teknologien er i ferd med å bli kommersiell.

Opptil 60% av det organiske materialet kan konverteres til biogass, gjennom det som betegnes som enten en våt eller en tørr prosess. Våte prosesser finner sted i store oppvarmede tanker, temperaturområde typisk 20-60°C, og hastigheten for nedbrytningen avhenger av sammensetningen av biomassen og av temperaturen. Den ferdig nedbrutte massen kan separeres i en væskefraksjon og en tørrstofffraksjon. Væskefraksjonen kan da benyttes til gjødsling og tørrstoffet som enten jordforbedringsmiddel eller bearbeides videre til mer høyverdig kompost.

Et eksempel på tørr anaerob nedbrytning er når organisk avfall fra husholdninger og næring ligger på avfallsdeponier som er blitt dekket over og dermed blir utsatt for bakteriell nedbrytning uten tilgang på luft. Biogassblandingen, blir i dette tilfellet oftest omtalt som deponigass. Denne teknikken er separat omtalt i punkt (3) i dette kapittelet. Andre tørre prosesser for anaerob nedbrytning er under utvikling, primært for å håndtere avfall fra husholdninger og næring.

Anaerob nedbrytning kan benyttes ved gårdsbaserte anlegg med husdyrgjødsel som råstoff. For at det skal være kostnadseffektivt å samle inn husdyrgjødsel med sikte på anaerob nedbrytning på denne måten, er det nødvendig å ha en stor mengde dyr som holdes innendørs lengre tid i året. I Danmark er det etablert en rekke større sentraliserte anlegg som er organisert som kooperasjoner og som mottar og fermenterer gjødsel fra flere gårder.

Teknologier for anaerob nedbrytning finnes over hele skalaen av modenhet. Noen prosesser er eksperimentelle, mens andre har nådd kommersielt nivå, for eksempel våte prosesser for behandling og rensing av kloakk.

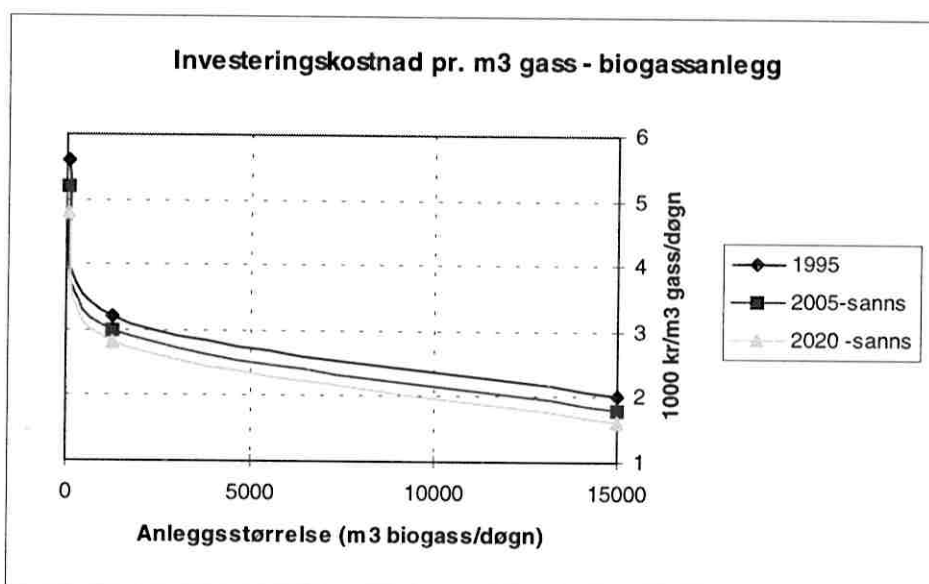
##### **Blanding med naturgass**

Metan utgjør hovedbestanddelen av biogass, såvel som i naturgass. I prinsippet kan derfor biogass og naturgass mates inn i samme ledningsnett for gassforsyning. I praksis er det imidlertid ofte slik at biogassen må oppgraderes for å oppnå samme renhet og metankonsentrasjon som naturgassen. Kostnadene for slike oppgraderingsanlegg har hittil vært en barriere for utstrakt innmating av biogass i naturgassnett.

## Økonomi/pris - status og utvikling

Kostnadstall for denne energiformen blir som regel oppgitt i pris pr. kubikkmeter gass, og ikke pris pr. kWh, som ville vært ønskelig. Dette skyldes at energiinnholdet i gassen er avhengig av metaninnholdet, som varierer alt etter sammensetningen av biomassen som nedbrytes. Fig. 2.1 viser kostnadstall fra Danmark, der en har sett at investeringskostnad pr. m<sup>3</sup> gass faller med økende anleggsstørrelse. Størst fall i kostnader er det når en går fra de minste anleggene (ca 75 m<sup>3</sup> gass/døgn) til de mellomstore (1000-1500 m<sup>3</sup> gass/døgn). Det er forventet at kostnadene pr. m<sup>3</sup> vil avta svakt de neste 25 år.

Figur 2.1. Investeringskostnader for danske biogassanlegg



Det typiske biogassanlegg ligger i grenseland til kommersiell konkurransedyktighet, og det er fortsatt usikkert om denne energiløsningen vil få et gjennombrudd eller et tilbakefall. Det hevdes at systemer som skal kunne overleve, må kunne klare seg med kun dyregjødsel som råvare. I dag tilsettes gjødselen organisk avfall fra industri og husholdninger, siden denne blandingen er lettere å nedbryte og resulterer i betydelig større gassproduksjon enn ublandet gjødsel. Biogass er ennå ikke konkurransedyktig i forhold til fossil energi, i første rekke naturgass. Lavere drifts- og kapitalkostnader er derfor viktig i framtidens biogassanlegg. Det gjenstår også en rekke utfordringer i å øke energiutbyttet fra gjødsel/avfallsblandingen, blant annet gjennom å tilpasse prosessen til økt innblanding av kildesortert avfall, spillvannsslam etc.

## Miljøaspekter

Ved anaerob nedbrytning av gjødsel oppnås en forbedret total utnyttelse av gjødselen. Ved å utvinne og oppsamle metangassen i tanker/reaktorer oppnås minsket metanutslipp

til atmosfæren. Når gjødselen innblandes med annet avfall oppnås også den fordelen at mindre avfall går til deponi.

I forbindelse med håndteringen av gjødsel kan det oppstå luktplager, men disse er langt på vei i ferd med å bli løst i forbindelse med utviklingen av nye anlegg. Den ferdig nedbrutte/avgassede biomassen har den fordelen at den skaper mindre luktplager når denne spres som gjødning, og er også mer homogen og lettere å håndtere. Næringsinnholdet i massen er også lettere å måle, og mengden med potensielt smittebærende bakterier er betydelig redusert etter nedbrytningsprosessen.

## (2) Anaerob nedbryting av avfall i reaktor

### Status:

Biologisk konvertering av avfall til metangass gjennom anaerob fermentering i reaktor er en teknologi som i økende grad nærmer seg fullskala kommersialisering. På samme måte som forklart under forbrenning av fast avfall, vil trenden sannsynligvis gå i retning av i størst mulig grad å behandle avfall forut for deponering.

### Økonomi

Det er ikke først og fremst energiøkonomiske betraktninger, men avfallspolitiske rammebetingelser som er den viktigste drivkraften (krav til utnyttelse av våtorganisk avfall og til deponering av restavfall). Imidlertid ser det i alle fall i Mellom-Europa ut til at fermenteringsanlegg vinner terreng i forhold til komposteringsteknologien, og da ikke minst på grunn av muligheten for kogenerering av strøm og nyttevarme. I 1997 var over 40 fermenteringsanlegg for kildesortert bioavfall i drift i Tyskland. I andre land som Frankrike, Nederland og Finland finnes det en rekke anlegg, ikke bare for bioavfall, men også for restavfallsbehandling. Et typisk anaerobt behandlingsanlegg for våtorganisk avfall produserer gjerne 100 standard m<sup>3</sup> biogass per tonn avfall, noe som gir et energiinnhold på ca. 600kWh/tonn. Anvendt i et kogenereringsanlegg vil dette bety ca. 150kWh elektrisitet, 360 kWh varme og 90 kWh tap (15%).

Typiske kostnadstall knyttet til anaerob nedbryting av avfall er gitt i Tabell 2.3.

Tabell 2.3

Investeringskostnader	1.800 - 3.500 kr/kW
Energipris med dagens teknologi	15 - 100 øre/kWh
Forventet nedgang i investeringskostnader de neste 10 år:	5 - 10 %

### Miljøaspekter

Den vesentligste fordelene med gjæring i forhold til kompostering er muligheten for energiutnyttelse. I komposteringsanlegg går varmen som oppstår under den aerobe nedbrytingsprosessen, bare tapt. Imidlertid er miljøfordelen med biogassutnyttelse adskillig høyere i andre land enn i Norge, fordi andre land bruker mer fossile energibærere innen strømproduksjon og romoppvarming.

### Markedsbarrierer

- (som for forbrenningsteknikker, første punkt)
- Sammensetningen av avfallet er av stor betydning for at fermenteringsprosessen skal forløpe optimalt. Avvik fra optimal sammensetning kan føre til driftsmessige

problemer. Nyere reaktorteknologier utarbeides imidlertid med sikte på å løse dette problemet.

- Det er mangelfullt med informasjon som er egnet til å sammenligne fordelene og ulempene av denne teknikken med andre alternativer, slik som forbrenning og deponering.

### **Markedsmuligheter**

- (som for forbrenningsteknikker, første punkt)
- Anaerob fermentering er et miljømessig godt alternativ i det at en kan både resirkulere/gjenvinne materiale og næringsstoffer fra organisk avfall og i tillegg produsere et netto energioverskudd.
- Metan har en drivhuseffekt ca. 23 ganger så sterk som den CO<sub>2</sub> har. Økende internasjonale forpliktelser til å begrense utslipp av drivhusgasser vil stimulere til økt bruk av energigjenvinning av avfall hvor effektive biologiske konverteringsteknikker tas i bruk.

(3) Anaerob nedbryting av avfall i deponi. (Deponigass).

### **Teknologi - status og utvikling**

På deponier som etter bruksperioden blir overdekket, vil det skje en anaerob nedbryting av avfallet som resulterer i dannelsen av en biogass, som typisk består av 40-55% CH<sub>4</sub> (metan), 25-40% CO<sub>2</sub>, 5-15% N<sub>2</sub> og 0-5% O<sub>2</sub>. Variasjonene kan være store på grunn av avfallsets sterkt varierende innhold og inhomogene struktur. Biogassen kan i tillegg bestå av mindre mengder andre gasser, som Cl<sub>2</sub> og H<sub>2</sub>S.

Utvinning av deponigass er i dag en moden teknologi. Gassen utvinnes gjennom et system av perforerte stål- eller plastrør, som er boret ned i deponiet med en kondensatbrønn i bunnen. Det er imidlertid ennå potensiale for videreutvikling av teknologien. Utvinningsgraden av gass er sterkt avhengig av det installerte utvinningsystemet, men også av avfallsets sammensetning og utformingen av deponiet. Pr. i dag er utforming og drift av avfallsdeponier sjelden optimalisert med hensyn på energiutnyttelse. Deponigass er en ressurs som øker i omfang ettersom det finnes et stort antall avfallsdeponier i Norge, hvor en ønsker å utnytte metanutslippet fra disse av miljøhensyn. Selv på de deponier der det er installert systemer for oppsamling av deponigassen, er det anslagsvis bare en tredjedel av den gassen som deponiet produserer som blir oppsamlet. Av både miljømessige og energiøkonomiske grunner er det derfor behov for mer effektive metoder for utforming og overdekking av deponier og for oppsamling av gassen, slik at en kan oppnå høyere grader av utvinning. En metode som er under utvikling i den sammenheng er den såkalte biocelle- eller biofillteknikken. Denne går i korthet ut på at avfallet sorteres og at avfallsfraksjoner som er best egnet til nedbryting og metangassproduksjon samles i egne celler i deponiet. Ved biofillteknikken er det oppnådd 2 til 10 ganger så høy grad av deponigassutvinning som ved tradisjonelle deponier med blandet avfallsinnhold. Andre fordeler med biofillteknikken er at avfallet etter endt nedbrytning har større sannsynlighet for å kunne gjenbrukes, for eksempel som tilsetning til jord. Nedbrytningsprosessen for det sorterte avfallet regnes for å være ca. 10 år. Siden forsøk med biofillteknikk først har begynt for alvor nå på 90-tallet, vil det i årene framover bli høstet mange nye erfaringer, og teknikken vil være i en utviklingsfase.

I Norge finnes systemer for energiutnyttelse av deponigass der en bruker gassmotor for produksjon av elektrisitet, i noen tilfeller med utnyttelse av varmen fra kjølevannet. Det finnes også anlegg i Norge som kun utnytter varmen fra gassforbrenningen, enten til prosessvarme eller til fjernvarme.

### **Økonomi/pris - status og utvikling**

Typiske kostnadstall knyttet til utnyttelse av deponigass er gitt i Tabell 2.4.

Tabell 2.4

Investeringskostnader	4.500 - 8.500 kr/kW
Driftskostnader	875 - 1600 kr/kW
Energipris med dagens teknologi	30 - 45 øre/kWh
Forventet endring i investeringskostnader de neste 10 år:	Svak økning

### Miljøaspekter

Metangassen som utvikles ved anaerob nedbrytning av avfall representerer en energiressurs, men er samtidig en av de såkalte klimagassene som gjennom å skape drivhuseffekt kan ha en forstyrrende virkning på jordens klima. Metan har en drivhuseffekt som er opptil 23 ganger så sterk som den for CO<sub>2</sub>, slik at bare det å oppsamle å fange metangassen fra deponier vil gi en netto miljøgevinst. Ut fra et energimessig synspunkt vil det imidlertid være ønskelig å også utnytte forbrenningen av metangassen til energiformål.

### Markedsbarrierer

- Liten tradisjon gassanvendelse generelt i Norge
- Lav pris på konkurrerende brensel
- Lite tilgang på passende anvendelser. Ofte er det stor geografisk avstand mellom deponi og potensiell gassbruker.
- Enkelte lover og regelverk kan være til hinder for optimal utnyttelse av deponigass. For eksempel kan tilførsel av vann i deponiet i noen tilfeller øke gassutvinningen, men innebære fare for forurensende avrenning fra deponiet.

### Markedsmuligheter

- Økt urbanisering og industrialisering har, på tross av tiltak for kildesortering og avfallsbegrensning, så langt medført økende mengder deponert avfall. Mulighetene for å utnytte deponigass som ressurs har derfor økt.
- Det gjenstår ennå mye uutnyttet potensiale i å gjenvinne energi av metangass fra deponier i Norge. Biofill-teknikken kan gi en markert mer effektiv utvinning av deponigass. Denne teknikken legger stor vekt på resirkulering av næringsstoffer og humus fra organisk avfall. Dette oppnås ikke ved forbrenning av avfallet. Biofill-teknikk er dessuten mer kostnadseffektiv enn anaerob nedbrytning i reaktor.
- Oppsamling og faking av deponigass blir ennå begrunnet utfra miljøhensyn, og ikke utfra energiforsyning. Det kan derfor være en mulighet for at myndigheter kan dekke en "miljømessig begrunnet" andel av kostnadene, slik at de fulle kostnadene for å utnytte energien ikke trenger å bæres av energiprodusentene alene.



#### (4) Termisk gassifisering og pyrolyse

##### **Teknologi - status og utvikling**

I termisk gassifisering varmebehandles brenselet (typisk ved 800-900°C) med mager tilgang på oksygen, slik at det produseres en brennbar gassblanding (for det meste bestående av CO og H<sub>2</sub>, men også CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> (metan) og en rekke høyere gassformige molekyler). Denne gassblandingen har en lav energitetthet i forhold til naturgass. Gassblandingen må renses for å fjerne tjære og støv, og kan deretter lagres i komprimert eller flytende form for senere utnyttelse i en forbrenningsmotor eller turbin, eller forbrennes direkte for å produsere varme. Gassifisering er en av de nyeste teknologiene innen biomasse-omforming, selv om prinsippene går mange tiår tilbake i tid (norsk "tregass" brukt til å drive biler på "knott" under andre verdenskrig). Teknologien kan blant annet benyttes til å produsere syntetisk naturgass (SNG), eller gassen kan benyttes som råstoff til produksjon av flytende metanol. På verdensbasis er ennå teknologien i kommersielt bruk i kun beskjedent omfang. Svenske Vattenfall har imidlertid et slikt anlegg i drift i Värnamo.

På mange hold betraktes termisk gassifisering som den mest lovende teknologien for energiutnyttelse av tremateriale. Teknologigrunnlaget er etablert, men videre utvikling er nødvendig på grunn av den lave energitettheten i CO/H gassblandingen og på grunn av askemengdene som dannes ved forbrenning/varmebehandling av biomasse.

I pyrolyse varmebehandles brenselet uten tilgang på oksygen, slik at det produseres gass, oljer ("pyrolytic liquids") og tjære. Ved svært høye temperaturøkninger kalles prosessen for flash pyrolyse. Denne prosessen optimaliserer væskeutbyttet og kan overføre opptil 85% av energien fra biomasse til væskeform. Pyrolyseteknologien er ennå ikke kommersielt utnyttbar. Den har til nå vært på laboratoriestadiet, men er etterhvert blitt klar til å videreføres i pilotanlegg.

##### **Økonomi/pris - status og utvikling**

Typiske kostnadstall knyttet til termisk gassifisering er gitt i Tabell 2.5.

Tabell 2.5

Investeringskostnader	kr/kW
Driftskostnader	øre/kWh
Energipris med dagens teknologi	øre/kWh
Nedgang i investeringskostnader de siste 10 år	%
Forventet nedgang i investeringskostnader de neste 10 år:	%

## **Markedsbarrierer**

Først og fremst hindres markedsutbredelsen av teknologier for termisk gassifisering og pyrolyse på grunn av teknologiske utfordringer som må overvinnes, blant annet på grunn av lav energitetthet. Transport av brensel med lav energitetthet medfører også betydelige kostnader per kWh.

### **2.1.2.3 Flytende biobrensel**

#### **Teknologi - status og utvikling**

Enkelte vekster og biomasser kan brukes til å utvinne flytende brensel. En slik utnyttelse av biomasse utgjør i dag den eneste kilden til *fornybar* energi i form av transportdrivstoff som kan brukes i konvensjonelle forbrenningsmotorer. Vi ser da bort fra brenselceller anvendt til transportformål, som brukes til å produsere strøm til elektromotorer. Av de flytende biodrivstoffene er det hovedsakelig etanol og biodiesel som er aktuelle.

#### **Etanol**

Sukker og forskjellige kornsorter er i dag den viktigste råvaren for produksjon av flytende biobrensel. Over 18 milliarder liter med etanol produseres årlig på verdensbasis (hvorav 4 milliarder i USA) med korn og sukker som råvare til transportbehov. Fabrikker for produksjon av etanol er vanligvis store, med typisk produksjonsvolum på 100 til 400 millioner liter pr. år.

Celluloseholdig biomasse kan også konverteres til flytende biobrensel, men bruken av denne råvaren krever mer avanserte teknologier. Det forskes på metoder for å redusere produksjonskostnadene forbundet med etanolproduksjon fra billig tremasse og energivekster. Noen steder brukes etanol i ren form som drivstoff. Det kan også tilsettes opptil 20% etanol i bensin uten at det kreves forandringer i bensinmotoren, og etanol kan også brukes som drivstoff i dieselmotorer med enkle tilpasninger. Det vanlige er imidlertid at etanol blir innblandet med bensin i 5 til 10% volumandel. Etanolen fungerer da som et oksygenat, og dette kan føre til en reduksjon i utslippene av uforbrente hydrokarboner. I noen land er det derfor krav om at petroleumsbrensel skal inneholde et minimumsnivå med oksygenater.

#### **Biodiesel**

Biodiesel utvinnes fra blant annet raps og soya. Biodiesel er foreløpig i svært liten grad på vei inn i markedet. Teknologien for å utvinne og prosessere biodiesel er kommersielt tilgjengelig, men forbundet med høye kostnader. Sluttprisen for biodiesel er derfor foreløpig relativt høy. Imidlertid subsidierer enkelte europeiske land, f.eks. Tyskland, biodiesel gjennom avgiftsfordeler i forhold til vanlig dieseldrivstoff. I Mellom-Europa er dessuten en rekke kogenereringsanlegg i drift som går på biodiesel eller kaldpresset planteolje. På grunn av beskjedne jordbruksarealer i Norge er potensialet for produksjon av biodiesel her hjemme begrenset.

#### **Økonomi/pris - status og utvikling**

Typiske kostnadstall knyttet til framstilling av flytende biobrensler er gitt i Tabell 2.6.

Tabell 2.6

	Etanol	Biodiesel
Investeringskostnader	45 - 100 øre/liter	50 - 75 øre/liter
Energipris med dagens teknologi	180 - 275 øre/liter	300 - 385 øre/liter
Forventet nedgang i investeringskostnader de neste 10 år:	25 - 50 %	20 - 25 %

### Markedsbarrierer

- Flytende drivstoff fra biomasse har typisk høyere produksjonskostnader enn petroleumbasert drivstoff. Dersom kostnader for miljøbelastning hadde vært medregnet i energiprisen, er det imidlertid mulig at biodiesel ville vært forbundet med de laveste totale kostnadene.
- De teknologiene for utvinning av etanol som brukes i dag, baserer seg på råvarer (korn og sukker) som er relativt dyre, og har alternativ anvendelse i næringsmiddelsektoren. Det er derfor behov for teknologier som kan utvinne etanolen fra rimeligere råvarer.
- Det finnes institusjonelle barrierer til økt bruk av flytende biodrivstoff, fordi disse har tradisjonelt vært av liten interesse for petroleumsindustrien eller andre viktige aktører i distribusjonsmarkedet.
- Det finnes avanserte teknologier som vil kunne oppnå høyere effektivitetsgrad og senkede produksjonskostnader, men disse er ennå på utprøvningsstadiet. Ytterligere utvikling av teknologiene er nødvendig for å senke den kommersielle risikoen.
- Ytterligere arbeid trengs for å forsikre at flytende biodrivstoff, spesielt i ren form, er kompatibel med motorteknologien på kjøretøyer.

### Markedsmuligheter

- Biomasse utgjør den eneste kilden til fornybare flytende drivstoff. Biodrivstoff kan bidra til å møte et økt globalt behov for drivstoff til transportformål.
- Flytende biobrensel har betydelige miljøfordeler i forhold til petroleumbrensel. I tillegg til å bidra til å begrense netto utslipp av CO<sub>2</sub> og eksos, er disse væskene biologisk nedbrytbare, slik at "oljesøl" fra f.eks. biodiesel vil være mindre miljøskadelig enn petroleumsdiesel.
- Flytende biobrensel gir muligheter til å utvikle infrastrukturer for energi som reduserer avhengigheten av import fra utenlandet. Innenlandsk produksjon av flytende biobrensel kan skape sysselsetting langs hele verdikjeden, fra råvareproduksjon, via raffinering, til omsetning og forbruk.

## 2.2 Fra solenergi til varme

Solvarmeproduksjon inndeles gjerne i såkalte passive og aktive solvarmesystemer.

Passive systemer leder solstråling inn i f.eks. bygninger og utnytter dette direkte til belysning og varme. Slike systemer har sin fremste anvendelse til oppvarming og belysning av bygninger, og teknologien er karakterisert av innovative materialer med effektive lys- og varmeledningsegenskaper. Bruk av passive solvarmesystemer er beregnet å kunne redusere behovet for konvensjonelt tilført energi med alt fra 5% til 30%, i Norge typisk 15-25%. Noen systemer som leder og utnytter dagslys optimalt inn i rom kan sågar redusere behov for elektrisk belysning med opptil 75%.

### 2.2.1 Aktive solvarmesystemer

#### Teknologi - status og utvikling

Aktive solvarmesystemer er systemer som fanger opp, lagrer og videretransporterer varmeenergien. Solfangersystemene er karakterisert av materialer med gode varmelednings- og absorpsjonsegenskaper, og transportsystemene er gjerne vann- eller luftbaserte. Systemene brukes oftest til oppvarming av rom og varmtvann i bygninger, men det finnes også systemer som utnytter energien til prosessvarme, f.eks. til høy- og korntørking.

Solvarme kan også brukes til å avkjøle bygninger, ofte ved å bruke konvensjonelle prinsipper for omsetning av varme til avkjøling. En fordel med denne teknologien er at tilgangen på solenergi er størst når behovet for avkjøling også er størst.

Typiske anvendelsesområder for aktive solvarmesystemer er:

*Boliger.* Solvarmebasert varmtvannsberedning er velutviklet og kommersielt tilgjengelig i flere land. Systemer for både varmtvannsberedning og romoppvarming er ennå på pilotstadiet, og ennå ikke kommersielle.

*Soloppvarmede svømmebasseng.* Disse systemene er velutviklet og kommersielt tilgjengelige i de fleste land.

*Større varmtvanns- og prosessvarmeanlegg.* Pilot-/demonstrasjonsanlegg er i drift i flere land. For det meste er disse anleggene avhengige av subsidier.

*Større solaroppvarmingsanlegg.* Systemer både med og uten varmelager er under utvikling i flere land med moderat klima. Disse systemene leverer varme til lokale og regionale nær- og fjernvarmenett. Kostnadene for sesonglagring av varme må reduseres dersom systemer med varmelagring skal kunne bli lønnsomme.

#### Økonomi/pris - status og utvikling

Typiske kostnadstall knyttet til aktive solvarmesystemer er gitt i Tabell 2.7.

Tabell 2.7

Investeringskostnader	1700 - 5000 kr./m <sup>2</sup>
Driftskostnader	2-15 øre/kWh
Energipris med dagens teknologi	20-70 øre/kWh
Nedgang i investeringskostnader de siste 10 år	30-60%
Forventet nedgang i investeringskostnader de neste 10 år:	30-50%

### Markedsbarrierer

- Aktive solvarmesystemer er forbundet med forholdsvis høye investeringer, slik at lønnsomheten er svært avhengig av gjeldende lånerente.
- Lave priser for konvensjonelle varmeløsninger.
- Det er ennå mangel på kunnskap om aktive solvarmesystemer hos de fleste aktører i markedet, fra byplanleggere og produsenter til installatører og sluttbrukere.

### Markedsmuligheter

- Varmelagring er et vesentlig element i vellykkede systemer for aktiv solvarme. Det er sannsynligvis mye rom for å senke kostnader og øke effektiviteten på systemer for varmelagring.
- Nye, innovative løsninger utarbeides stadig for å innebygge solkollektorer i bygninger.
- Utarbeidelse av internasjonale retningslinjer, i stedet for nasjonale, vil ventelig skape en bredere markedsbase for kommersielle aktive solvarmesystemer.

## **2.2.2 Passive solvarmesystemer (Solar arkitektur)**

### **Teknologi - status og utvikling**

Gjennom bevisste valg av bygningsløsninger med sikte på å rasjonalisere energibruken, er det mulig å bygge boliger med kun 25% av den energibruken en konvensjonell bolig av samme størrelse har. Forholdsvis enkle tiltak for passiv utnyttelse av solvarme er kostnadseffektive allerede i dag. Kostnadstillegget for å bygge inn disse i nye boliger og næringsbygg ligger i dag typisk i området 2 til 10%, men er stadig synkende.

Mange løsninger er i dag kostnadseffektive, men økonomien er helt avhengig av stedlige forhold.

### **Markedsbarrierer**

- Det er ennå en tendens innen byggesektoren å fokusere på deler av energibruken, som f.eks. romoppvarming og varmtvannsberedning, hver for seg. For å fullt ut utnytte passiv solvarme er det nødvendig å se på energibruk og utforming av bygningen under ett.
- For at en bygning skal kunne bygges med fullt inkorporert og effektivt fungerende passiv solvarme og rasjonell energibruk, trengs det utvikling av flere beregningsverktøy som gjør det mulig å vurdere de enkelte tiltakene, vekselvirkningen mellom dem og de resulterende energibesparelsene.
- Det mangler gode utprøvningsfasiliteter for å utprøve nye og innovative komponenter og teknikker.
- Det hersker forholdsvis lite oppmerksomhet på hvordan tiltak for å utnytte passiv solvarme kan innføres i eksisterende bygg.

### **Markedsmuligheter**

- Passiv utnyttelse av solvarme har potensiale for å dekke en betydelig del av verdens energibehov, selv i kalde klima som i Norge. I alle klima er det i prinsippet mulig å finne løsninger som kan utnytte tilgjengelig solvarme. Til nå har lite av dette potensialet blitt utnyttet.
- Passiv solvarmeutnyttelse er miljøvennlig og kan gi svært gunstig inntjening i investeringer på grunn av lave årlige energikostnader.
- Det er mulig i dag å bygge hus med svært lavt energiforbruk, og samtidig har andre attraktive egenskaper, for eksempel med hensyn på inneklima og estetikk.

## 2.3 Fra mekanisk energi til varme

Mekanisk energi kan omformes til varme gjennom friksjon. En turbin driver da et friksjonsnav hvor bevegelsen får en arbeidsvæske til å varmes opp, slik at denne kan sirkulere i et vannbårent varmeledningssystem. Både vindturbiner og vannturbiner kan utnytte dette prinsippet. Varmen kan enten bringes direkte til sluttbrukerformålet, for eksempel romoppvarming, eller den kan bringes til et varmelager (f.eks. et sandlager under en bygning), hvor et eget varmeledningssystem brukes for å hente ut varmen ved behov. En vindturbin av denne typen med vannbårent varmeanlegg er installert på Erga Gård i Klepp.

Produksjon av varme fra mekanisk energi kan være gunstig i enkelte tilfeller. I prinsippet er imidlertid dette en lite effektiv utnyttelse av energikvalitet. Mekanisk energi er i utgangspunktet ren eksergi, altså en energiform med den høyeste energikvaliteten (se kapittel 4.2.1.1), mens varmen som utvikles vil ha et lavt eksergiinnhold, altså lav energikvalitet. Effektiv utnyttelse av energikvalitet skulle derfor tilsi at en først og fremst burde produsere elektrisitet (som også er ren eksergi) fra mekanisk energi, eventuelt levere denne inn på nettet, og heller dekke lokalt varmebehov fra kilder med overskuddsvarme. Dersom en slik varmekilder ikke er tilgjengelig, mens en har overskudd på f.eks. vind- eller vannfallressurser, vil det imidlertid være gunstig å produsere varme fra disse framfor å bruke strøm eller fossilt brensel til oppvarming.



## **3 Produksjon av elektrisk energi**

### **3.1 Fra mekanisk til elektrisk energi**

#### **3.1.1 Vindenergi**

Denne teknologien omsetter vindenergi direkte til elektrisk strøm ved hjelp av vindmøller, eller vindturbiner, som de oftest betegnes. Det finnes hjulvisp-lignende typer med stående akse og de mer vanlige propell-lignende med liggende akse. Vindenergi fikk et noe dårlig rykte i oppstarten på grunn av en blanding av for høye markedsforventninger og liten effektivitet på de første turbinene. Denne er imidlertid vesentlig forbedret de siste 10 år, og fremstilling av elektrisitet fra vindenergi er idag å betrakte som en moden teknologi. For elproduksjon i stor skala er vindenergi idag den billigste av de nye fornybare energikildene. En annen fordel med denne energiformen, spesielt for Norge sin del, er at vi som regel har mest vind langs kysten om vinteren, når vi har størst behov for elektrisk energi.

Fordelen med vindenergi er at 'råvaren', vind, er gratis, og at den kan omsettes direkte til elektrisk energi. Kritikken som har vært reist går stort sett på 'visuell forurensning' når et større antall flere titalls meter høye vindturbiner dominerer et landskap, i tillegg til eventuell støy fra turbinene. Støyen er imidlertid helst forbundet med eldre turbintyper. Når det gjelder det visuelle, er det av disse hensyn en helst legger vindturbinanlegg på lite beferdede steder. I den senere tid har en av samme grunn begynt å vurdere offshore plassering av vindenergiparker.

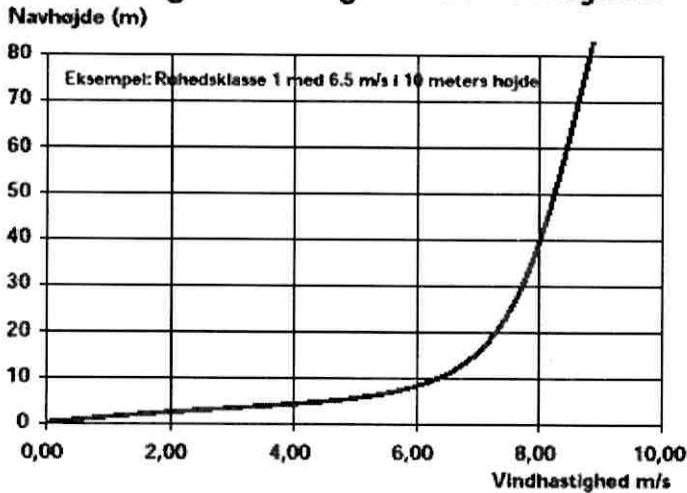
Et anlegg med flere vindturbiner vil kreve et forholdsvis stort areal, men på grunn av turbinenes høyde vil de ikke båndlegge arealet. Det er således fullt mulig å utnytte arealer til både vindkraftutvinning og jordbruk samtidig.

#### **Energi fra vind**

To forhold er svært viktig med hensyn på å utnytte energien i vind mest mulig effektivt. Det ene forholdet er at vinden er sterkere jo høyere opp fra bakken man kommer. Dette forholdet er illustrert i figur 3.1:

Figur 3.1

### Vindhastigheden stiger med navhøjden



Det andre viktige forholdet er at effekten som kan utnyttes fra vinden, øker med vindhastigheten i tredje potens, som angitt ved ligningen:

$$E = (\text{Konstant})(\text{Sveipeareal})v^3,$$

der konstanten inneholder diverse effektivitetsfaktorer og tettheten av lufta.

En dobling av vindhastigheten gir altså en 8-dobling av effekten, og en eventuell 3-dobling av vindhastigheten gir en 27-dobling av effekten. Det er derfor åpenbart at en plassering som gir størst mulig vindhastighet er av største betydning for å oppnå best mulig energiproduksjon fra vinden. Sett i forhold til figur 3.1 er det derfor ønskelig å gå opp i navhøyder på minst 30 meter.

### Teknologi - status og utvikling

Utforming av vindmøller og vindturbiner har hatt en lang utviklingshistorie. Opp gjennom tidene har oppfinnere og konstruktører bygget vindturbiner i nær sagt alle tenkelige utforminger. Etterhvert som teknologien har modnet, er det nå et fåtall hovedutforminger som dominerer. Utforming av vindturbiner kan inndeles etter en rekke kategorier:

#### *Akseorientering*

Det som i dag anses som konvensjonelle vindturbiner, altså med et vertikalt tårn og rotorblader som roterer om en horisontal akse, utgjør over 90% av alle installasjoner. I engelsk litteratur brukes fellesbetegnelsen HAWT (Horizontal Axis Wind Turbines). Av disse igjen er det en rekke alternative utforminger som vil bli beskrevet i de følgende avsnitt. Det finnes også vindturbiner med vertikal akse, og betegnes på engelsk VAWT (Vertical Axis Wind Turbines). Den eneste varianten av disse som har særlig utbredelse, er en hjulvisp-lignende konstruksjon med en lang vertikal akse og bueformede blader fra toppen til bunnen av aksens. Denne typen betegnes ofte "Darrieus-design" etter navnet på den franske oppfinneren D.G.M. Darrieus, eller  $\Phi$ -

design, siden turbinene ligner den greske bokstaven  $\Phi$ . Darrieus-turbiner bygges normalt med en eller to blader. Fordelene med slike turbiner er at en kan plassere generatoren på bakkenivå, samt at de ikke trenger yaw-mekanisme (se neste avsnitt) for å justere turbinens orientering ved skiftende vindretninger. Den største ulempen er imidlertid at utgangseffekten er lav i forhold til horisontal-akse turbiner. Vindstyrken er som hovedregel lavest ved bakken og tiltar med høyden, slik at en får dårlig utnyttelse av rotorflatenes laveste del. En mindre ulempe er det også at Darrieus-turbinene ikke starter av seg selv, men må “dyttes” i gang, for eksempel ved å bruke generatoren som motor dersom turbinen er tilknyttet til elnettet.

#### *Oppvind-Nedvind rotor*

Vindturbiner av “oppvind” typen har rotoren plassert på “losiden”, vindsiden av tårnet. En overveldende majoritet av vindturbiner har denne utformingen. Hovedfordelen med oppvind-turbiner er at man unngår å ha rotorene plassert i vindskyggen bak tårnet. Noe vindskygge vil det likevel dannes også foran tårnet, der strømlinjene i vinden begynner å bøye utover før de passerer tårnet. Når rotorbladene passerer gjennom dette området, får man et svakt fall i utgangseffekt fra turbinen. Den største ulempen med oppvind-turbiner er imidlertid at rotorbladene må lages forholdsvis stive for å unngå å bøyes innover og treffe tårnet. For å oppnå en viss sikkerhetsavstand mellom rotorblader og tårn er det også vanlig i oppvind-turbiner at rotoraksen ikke er nøyaktig horisontalt montert, men peker svakt oppover. En oppvind-turbin trenger i tillegg en såkalt yaw-mekanisme som sørger for at rotorflaten dreies og hele tiden peker mot vindretningen. Yaw-mekanismer inndeles i passive og aktive varianter. Ved passiv yaw har en for eksempel en forholdsvis stor styrefinne plassert på nedvinds-siden, som så dreier hele rotoren og navhuset rundt med skiftende vindretning. Ved aktiv yaw har man en mindre styrefinne som ved skiftende vindretninger aktiviserer en elektromotor som så dreier rotor og navhus rundt.

Vindturbiner av “nedvind”-typen har rotoren plassert på “lesiden”, eller vindens nedstrømsside av tårnet. Teoretisk sett skulle fordelene med disse være at de kan bygges uten yaw-mekanisme, siden rotoren kan dreie seg passivt etter vindretningen. I praksis trenger disse turbinene likevel yaw-mekanisme, for å hindre at rotoren med skiftende vindretninger gjør flere omdreininger og tvinner kabelforbindelsen fra navhuset og ned til bakken. Den største fordelene med nedvinds-turbiner er at rotorbladene kan gjøres mer fleksible, siden det ikke er noen fare for at de skal slå borti tårnet. Dette medfører både at vekten på rotoren kan reduseres, og at belastning fra sterk vind kan delvis opptas i bøyningen av rotorbladene i stedet for å overføres i sin helhet til tårnet. Totalt sett gir dette mulighet for å velge en lettere konstruksjon enn for en oppvind-turbin. Ulempen med nedvind-maskiner er at rotoren må passere gjennom vindskyggen på baksiden av tårnet, noe som gir opphav til fluktuasjoner i produsert effekt og til større belastning enn på oppvind-maskiner.

#### *Antall rotorblader*

De fleste moderne vindturbiner er utformet med tre rotorblader, med rotoren plassert i oppvind posisjon, og med elektrisk yaw-kontroll. Det har vist seg at dette gir et visuelt roligere inntrykk enn utforminger med færre rotorblader.

Turbiner med to-bladet rotor har den fordel i forhold til tre-bladete at en sparer både vekt og kostnader ved å ha et rotorblad mindre. Ulempen er at de trenger en større rotasjonshastighet for å oppnå samme utgangseffekt som en trebladet turbin. Dette er en ulempe med hensyn på støy som genereres. Det har også vært hevdet at en tobladet turbin gir et sterkere pulserende visuelt inntrykk i forhold til trebladet. Siden det finnes en svak vindskygge foran tårnet, skapes det en ubalanse i rotoren når ett av bladene passerer tårnet. Denne effekten er sterkere i en tobladet enn en trebladet rotor, slik at den tobladete rotoren krever en mer kompleks akslingsmekanisme, noen ganger med støtdemping, for å begrense belastningen på rotoren.

Turbiner med kun ett rotorblad forekommer også. Disse er imidlertid relativt sjeldne, hovedsakelig på grunn av at disse turbinene har de samme problemer som de med to blader, men i sterkere grad. Kostnader ved ett rotorblad spares, men siden det trengs en motvekt for å kompensere for vekten av rotorbladet, sparer en ikke vekt ved denne utformingen.

### *Stall og pitch kontroll*

For å unngå skader ved at utgangseffekten fra vindturbinen overstiger tillatt maksimum under ekstreme vindforhold, er det nødvendig å ha metoder for å regulere rotorhastigheten. Det finnes to hovedtyper av rotorhastighetskontroll; såkalt "pitch" eller "stall" kontroll. Ved pitch-kontroll blir dreiningen på rotorbladene justert i forhold til akselen, etter samme prinsipp som på f.eks. båtpropellere. Rotoren vil da stå stille når bladene står parallelt med vindretningen. Denne type kontroll kalles også for aktiv kontroll. Ved stall-kontroll er det rotorbladene innebyggede aerodynamiske egenskaper som begrenser maksimalhastighetene på rotoren. Dreining og tykkelse på bladene varierer i lengderetning på bladene på en slik måte at det dannes turbulens med en bremseeffekt når vindstyrke blir for høy. Denne typen kontroll kalles ofte for passiv kontroll. Stall-kontrollerte turbiner har også bremseanordninger på tuppene av rotorbladene for å kunne stanse rotoren når det er nødvendig.

Vanlig karakteristikk for en vindturbin er at den begynner å operere ved 4-5 m/s og når sin maksimale utgangseffekt ved ca. 15 m/s.

### **Utviklingstrender**

Nesten alle vindturbiner som installeres i dag, har horisontal akse. Akselen er forbundet med et gir og en generator, som begge er plassert inne i et navhus. Navhuset er montert på toppen av tårnet og inneholder alle mekaniske og elektriske komponenter. Gjennomsnittlig effektstørrelse på nye vindturbiner som installeres i dag er ca 600 kW. Trenden går imidlertid i retning av enda større turbiner.

### *Turbinvekt*

Historisk sett har det vært en markert forskjell på utformingen av vindturbiner av europeisk og amerikansk fabrikat. Tidlige amerikanske modeller var svært lette konstruksjoner, hvilket i mange tilfeller førte til driftsproblemer og havarier. Tidlige

europiske modeller har i kontrast vært tyngre og mer solide. Vekt pr. m<sup>2</sup> sveipeareal var i den danske Vestas V17 modellen nesten tre ganger så høy som U.S. Windpowers 56-100 modell, enda begge turbinene har omtrent samme totale sveipeareal. Kritikere av lette amerikanske modeller betegner dem gjerne som skrøpelige, mens forsvarerne hevder at de utnytter materialene mer effektivt. Sistnevnte mener på sin side at de europeiske, og spesielt de danske, vindturbinene er unødig tunge og at "mer stål" i et nøtteskall har vært danskens standardløsning på tekniske problemer. Danske og nederlandske konstruktører hevder igjen at økt mengde stål utgjør en rimelig kostnad i forhold til vindturbiner som havarerer i felten. Diskusjonen går fram og tilbake ennå, men den overliggende trenden er likevel i retning mot lettere turbiner i Europa og mot tyngre turbiner i USA.

#### *Enercon - girløs overføring.*

Konvensjonell teknologi på de fleste vindturbiner er at rotoren driver en girboks oppe i navhuset, som igjen driver en generator. Girboksen gir gjerne mulighet til et antall faste omdreiningshastigheter, slik at vekselstrøm genereres på en fast frekvens og mates inn på nettet. Den tyske produsenten Enercon har imidlertid lansert egne modeller med såkalt girløs overføring. Her er generatoren montert direkte på rotoren uten noen girboks imellom. Generatoren blir da drevet med variabel hastighet, ettersom hvor sterk vinden er. Det genereres da vekselstrøm med varierende frekvens, men denne korrigeres elektronisk til en fast frekvens før den innmates på nettet.

#### *DAWT - New Zealand modell.*

En interessant, og i vindkraftbransjen noe kontroversiell, nyskaping er den såkalte "Diffusjon Augmented Wind Turbine", eller DAWT. Ideen baserer seg på det faktum at energien i vinden øker med vindhastigheten i tredje potens. Enhver løsning som gir økt vindhastighet, vil derfor gi stor uttelling i energiproduksjon. Forskere ved det amerikanske flyindustrikonsernet Grumman fant allerede for flere tiår siden ut at ved å plassere et bredt, ringformet bånd (på engelsk: "diffuser" eller "spoiler") rundt rotorenheten, som spredte vinden ut til siden når den hadde passerte turbinen, ville det skapes et undertrykk i rotoren. Dette ville føre til at vinden ble "hjulpel" inn i rotoren av en sugeeffekt, slik at vindhastighet gjennom rotoren økte. Vindtunnelforsøk med prototyper viste at den nye ideen virket, og at en oppnådde at effektuttaket fra turbinen ble 5 til 6 ganger så høy som når samme turbin ble brukt uten diffuser-ringen.

Grumman klarte likevel ikke å viderutvikle modellen til praktisk bruk på grunn av problemer med materialene i turbinen. Stål hadde tilstrekkelig styrke, men ville bli for kostbart, og glassfiber var ikke sterkt nok til å kunne brukes i en fullskala modell. Et firma fra New Zealand, Vortec Energy, inngikk derimot en avtale med Grumman om rettigheter til å bygge turbiner med Grummans design i et nytt materiale, en egen ferrosement med høy strekkevne/bøyelighet. Vortec Energy har hittil bygget og utprøvd en modell kalt Vortec 7, med en rotordiameter på 7m, og har planer om å bygge en større modell med 20 meter rotordiameter, kalt Vortec 20. Hovedhensikten med disse demonstrasjonsmodellene er å få bekreftet energieffektiviteten og funksjonalitet i full skala. Kostnadseffektivitet, vekt og estetikk er forhold som først vil bli vektlagt i neste utviklingsfase.



### *Aerodynamisk forbedring*

Vindturbineteknologi kan hente mye erfaringsmateriale fra flyteknologien. Imidlertid er det visse forskjeller på de to fagmiljøene som gjør at vindkraftforskningen må utvikle egne metoder. Ett eksempel på dette er datasimulering av tredimensjonale luftstrømmer, som er viktig i vindkraftsammenheng, men som er forholdsvis lite brukt inne flyteknikk.

Imidlertid finnes det også en rekke teknologier som er kjent fra flyteknikken, og som blir utprøvd på vindturbiner for å oppnå økt ytelse. Ett eksempel er såkalte vortex generatorer, som er små finner (ofte bare ca. 1 cm. høy) som er festet på overflaten av rotorbladene i et spesielt mønster. Disse skaper en svak turbulens på oversiden av bladet men oppløser turbulensen på bakkant av bladet. Resultatet er at man får minsket stall-effekten, som altså bremser opp rotoren, ved lave vindhastigheter.

### **Økonomi/pris - status og utvikling**

#### *Faktorer som innvirker på økonomien i vindkraft:*

Foruten kostnader gitt av det enkelte lands eltariffer, er det to hovedtyper av faktorer som innvirker på prisen på produsert vindkraft. Den ene typen faktorer er økonomiske, så som kapital-, finansierings- og driftskostnader. Den andre typen faktorer er tekniske, slik som vindforhold og turbinens tilgjengelighet eller effektive driftstid.

- Kapitalkostnader; prisen på vindturbiner og installasjonskostnad

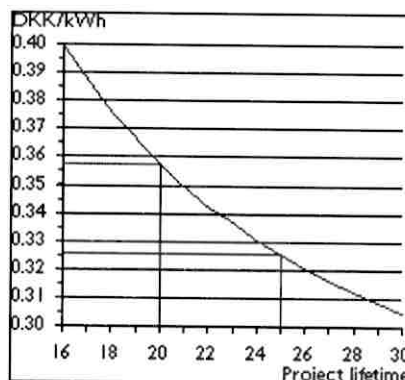
Typisk kostnad i dag for vindturbiner er ca. 6-7000 kr/kW effekt, og kostnaden inkludert ferdig installasjon på aktuelt sted i Norge er ca. 8-9000 kr/kW.

- Finanskostnader: rente og nedbetalingstid

Økonomien i nett-tilknyttet vindkraft avhenger i stor grad av finansieringsformen. Renten og nedbetalingstiden som investorene krever har stor innvirkning på om vindkraften blir konkurransedyktig i pris. Offentlige myndigheter og energiplanleggere tar ofte ikke i betraktning faktorer som skatt eller inflasjon, mens private investorer eller energiverk tar hensyn til både disse faktorene og andre som kan introduseres på grunn av politiske endringer, og endringer i finans- og valutamarkedene. Offentlige myndigheter krever vanligvis at kapitalen skal nedbetales i løpet av anleggets tekniske levetid, typisk 15-20 år, mens private investorer trenger å nedbetale anlegget i løpet av banklånets løpetid. Myndighetenes rentenivå er også typisk lavere enn de private investorenes.

Figur 3.2 viser en typisk sammenheng mellom prosjektlevetid og kraftpris (i danske kroner) fra vindturbiner (kilde: Danish Wind Turbine Manufacturers Association)

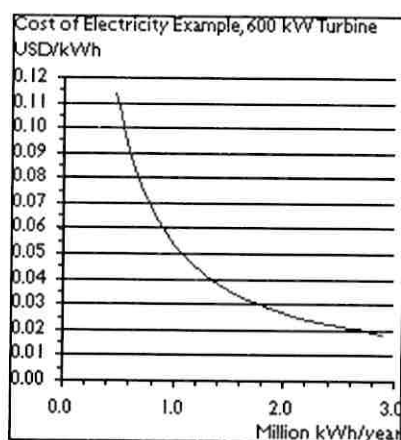
Figur 3.2



- Tekniske faktorer: Vindstyrke, -fordeling og tilgjengelighet m.m.

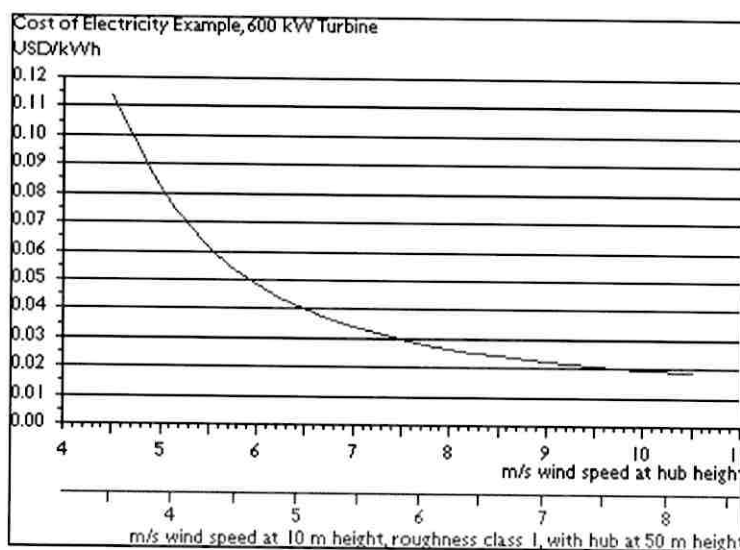
En rekke tekniske faktorer vil ha innvirkning på kostnadene forbundet med kraftproduksjonen fra vind. Figur 3.3 viser hvordan produksjonsprisen synker jo mer man får produsert fra en vindturbin i løpet av et år, altså med økende driftstid.

Figur 3.3 (kilde: Danish Wind Turbine Manufacturers Association)



Som vi viste innledningsvis i dette kapittelet, øker produsert effekt med vindhastigheten i tredje potens. Det er derfor klart produksjonsprisen vil synke med økende vindhastighet. Dette er vist i figur 3.4.

Figur 3.4 (kilde: Danish Wind Turbine Manufacturers Association)



- Driftskostnader

Drifts- og vedlikeholdskostnader er bestemt både av den enkelte turbinens tekniske kvalitet, og av klimatiske forhold, nettforhold, tilgjengelighet og hvorvidt en har installert enkelt-turbiner eller parker.

Grovt sett kan vedlikeholdskostnader i Norge anslås til 5-7 øre/kWh

Typisk pris per kWh kan anslås ved å anta typiske parametere, for eksempel:

Turbinstørrelse 600kW, med 2500 timer driftstid pr. år, kapitalkostnad 5,5 mill, nedbetalingstid over 20 år, med 6% rente, vedlikehold 6øre/kWh:

Produksjonspris vil da ligge på 38 øre pr. kWh.

### *Hvorfor går prisen nedover?*

Kostnader varierer mellom ulike land, men den overliggende trenden overalt er likevel i retning av fallende priser. Årsaksforholdene kan, som kostnadsfaktorene, igjen inndeles i to hovedgrupper: tekniske faktorer og finansfaktorer. Av tekniske faktorer er det flere: Prisen på selve vindturbinene faller etterhvert som teknologien utvikles og de produseres i større kvanta. De nye typene turbinene som produseres er også mer effektive, slik at de produserer energi mer kostnadseffektivt. Det er også en tendens i retning av større turbiner, hvilket både gir skalafordeler i produksjonen av hver enkelt turbin, og fordeler i installasjonsfasen ved at det kreves færre turbiner for en gitt produksjonskapasitet. Infrastrukturen som må bygges ut (vei, kabler) blir dermed mindre omfattende enn med flere mindre turbiner.



Finanskostnadene faller også med tiden, ettersom investorer opplever vindkraftprosjekter som mindre risikofylt enn før, og kan tilby investering på gunstigere betingelser. Ifølge IEA har kapitalkostnader innen vindkraft falt 30-50% de siste 10 år og vil falle ytterligere 20-35% de neste 10 år.

Typiske kostnadstall for utnyttelse av vindkraft er gitt i Tabell 3.1.

Tabell 3.1

Investeringskostnader	6.000-25.000 kr/kW installert effekt
Driftskostnader	5-15 øre/kWh
Energipris med dagens teknologi	28-70 øre/kWh
Nedgang i investeringskostnader de siste 10 år	30-50%
Forventet nedgang i investeringskostnader de neste 10 år:	20-35%

### Miljøaspekter

Støy og visuell sjenanse har vært framholdt som de viktigste miljømessige innvendingene mot vindkraft. Andre, "fysiske" miljøaspekter er angitt i tabell 3.2. Også her ser vi den sterkt gunstige effekten av økt vindhastighet.

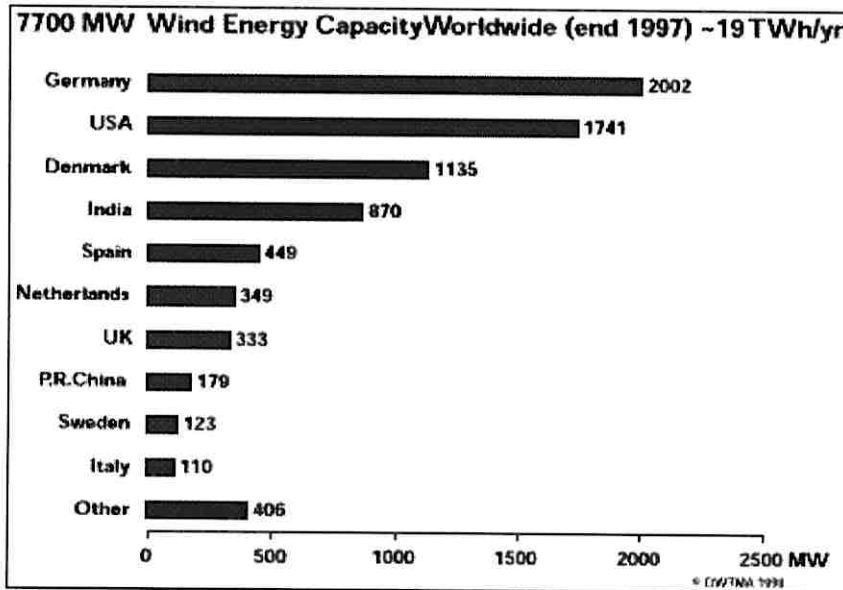
Tabell 3.2. Fysiske miljøaspekter ved vindkraft

	Assosierte CO <sub>2</sub> - utslipp (tonn/GWh)	Akkumulert enrgiforbruk (kWh/MWh)	Arealbehov (m <sup>2</sup> /GWh/år)
Ved 4,5 m/s	16 - 36	70 - 230	670 - 3710
Ved 6,5 m/s	8- 18	35 - 120	360 - 1890

### Markedsaspekter

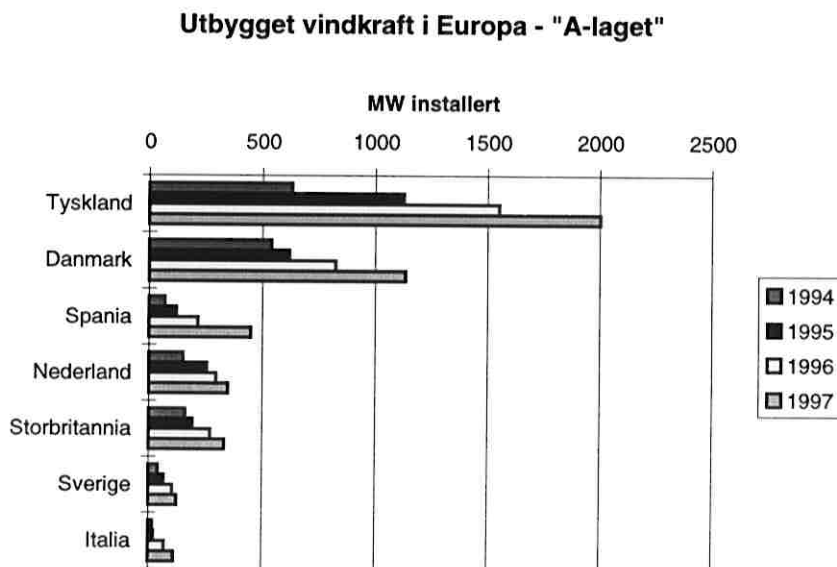
Det har etterhvert blitt en betydelig utbygging av vindkraft på verdensbasis. Tyskland er i dag det landet med størst installert vindkraftkapasitet, etterfulgt av USA og Danmark (se figur 3.5).

Figur 3.5



Figurene 3.6 og 3.7 viser hvordan oppbyggingen av vindkraftkapasitet har skjedd i perioden fra 1994 til 1997 i Europa. Innsatsen har variert sterkt fra land til land, men det går et klart skille mellom den gruppen som har satset sterkest ("A-laget") og de som har satset minst ("B-laget"). Det er forøvrig i den første gruppen vi finner de landene som er blitt studert i del A av dette prosjektet, hvor undersøkelse av rammebetingelser for energiproduksjon og -bruk er blitt analysert.

Figur 3.6

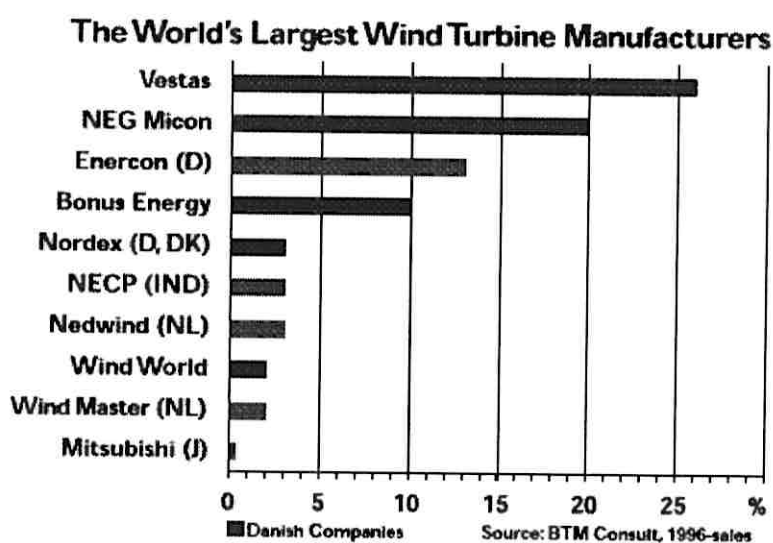


Figur 3.7

Error! Not a valid embedded object.

På grunn av det betydelige markedet som har utviklet seg, har i dag vindkraftindustrien fått et betydelig omfang. Figur 3.8 viser en oversikt med markedsandeler for de største vindturbinprodusentene i verden.

Figur 3.8



Med unntak av tyske Enercon, domineres markedet altså i dag av danske produsenter. Dansk vindturbinindustri sysselsatte i 1997 over 2000 direkte årsverk. I tillegg kommer den sysselsettingen som dette resulterer i hos underleverandører m.m.

Tabell 3.3. Direkte og indirekte sysselsetting i danske vindkraftindustri.

År	Direkte sysselsetting	Indirekte sysselsetting	Total
1991			3400
1992	775	2325	3100
1993	850	3250	4100
1994	1025	4975	6000

1995	1625	6875	8500
1996	1850		
1997	2050		

### Markedsbarrierer

- Visuell sjenanse er den største innvendingen fra allmenheten som setter et tak på hvor mye utbygging som kan foretas i et område. Støy er en annen hindring. I Danmark dekker vindkraft ca. 2 TWh av landets totale elforbruk på ca. 32 TWh. Likevel er innvendingene mot ytterligere utbygging av vindkraft i Danmark såpass mange at en nå har begynt å planlegge plassering av vindparker til havs. Skal landbasert vindenergi få en betydelig rolle i europeisk elektrisitetsforsyning, må større grad av aksept for vindkraft oppnås hos befolkningen.
- Teknologien trenger å utvikles videre i retning av reduserte kostnader og bedret ytelse, som et ledd i å oppnå konkurransedyktig kostnadsnivå.
- Elproduksjonen fra vindkraft anlegg varierer med vindstyrken. I flere land kan dette utgjøre en hindring for utbredelsen av teknologien på grunn av krav om leveringssikkerhet. Norge har i den sammenheng et fortrinn, siden vårt vannkraftbaserte elforsyningssystem innehar gode reguleringsmuligheter for å utligne fluktuasjoner. I tillegg kan en benytte vindkraft i vindrike perioder til å skåne vannmagasinene eller sågar lagre energi ved å pumpe opp vann i vannmagasinene.
- Planleggingsmyndigheter trenger bedre informasjon og teknikker/verktøy for å vurdere konsekvenser av vindkraftutbygging.

### Markedsmuligheter:

- Vindenergi har potensiale til å dekke en betydelig del av verdens elkraftbehov. Det er mange områder i verden med gode vindforhold og et økende behov for elektrisk kraft. Mange steder er det offentlige støttemidler tilgjengelig for vindkraftprosjekter.
- På tross av å være en moden teknologi, anses vindenergi ennå å ha betydelig potensiale for reduksjon av kostnader til produksjon, installering og drift, og for økt ytelse gjennom teknologisk utvikling. Lavere kostnader og bedret ytelse vil kunne gjøre vindkraften konkurransedyktig i pris på en rekke steder som har lavere vindhastigheter enn de som hittil er utnyttet.
- Det er argumentert for at vindkraftanlegg som leverer strøm til et svakt nett kan redusere overføringstap og redusere behovene for kostbar oppgradering av nettet. Siden vindturbiner bare kan levere elektrisitet når det blåser, er spørsmålet likevel om ikke et slikt nett må oppgraderes uansett, for å være dimensjonert til å kunne levere elektrisitet fra den sentrale produksjonen i vindstille perioder.

- Internasjonalt sett gir den økte utbredelsen av vindkraftutbygging grobunn for ny næringsvirksomhet for utbyggere, produsenter og underleverandører av utstyr og tjenester.

### 3.1.2 Vannkraftverk

#### Teknologi - status og utvikling

Vannkraftanlegg kan deles inn i fire grupper som vist i tabell 3.4:

Tabell 3.4. Vannkraftinstallasjoner i Norge

	Størrelse	Antall i Norge	Samlet installasjon i Norge (MW)
Store kraftverk	>10MW	320	26511
Små kraftverk	1-10MW	236	847
Minikraftverk	100kW-1MW	130	55
Mikrokraftverk	<100kW	170	5

De store kraftverkene er som man ser både antallsmessig og kapasitetsmessig helt dominerende. Det finnes likevel et betydelige antall i alle kategorier av de mindre kraftverkene.

Vannkraft er en moden teknologi som står for ca. 16% av verdens produksjon av elektrisitet. Den er i dag verdens største kilde av kommersielt utnyttet fornybar energi. Turbiner og generatorer i store og moderne vannkraftanlegg opererer nært opptil teoretiske maksimumsgrenser. 40% av norske kraftverk har imidlertid generatorer som er eldre enn 30 år, og ved en oppgradering er det anslått at disse vil kunne yte 20-30% mer enn i dag. Samlet sett vil modernisering av alle disse eldre kraftverkene i Norge kunne øke norsk kraftproduksjon med 8-10 TWh per år.

I land som Norge, hvor mesteparten av lønnsomme og ikke vernede vassdrag er blitt utnyttet, kan potensialet i framtiden ligge i å bruke vannmagasinene som energilagre. Når elektrisk kraft er tilgjengelig på gunstig måte fra andre kilder (import, vindkraft, bølgekraft el.l.), kan denne brukes til å pumpe vann opp i vannmagasinene for senere kraftproduksjon.

#### *Mini, mikro og småkraftverk*

Inntil slutten på 1980-tallet var den internasjonale trenden i retning av stadig større anlegg. De senere år har imidlertid denne trenden snudd og i mange land er det nå en økende interesse for småskala og desentralisert vannkraftproduksjon. Små vannkraftanlegg er velegnet i avsidesliggende strøk. Teknologien er velprøvet, forholdsvis enkel og kan gi god lønnsomhet, men investeringskostnadene kan bli noe høye for de minste anleggene.

## Økonomi/pris - status og utvikling

Vannkraft er konkurransedyktig i mange kraftforsyningsmarkeder. Kapitalkostnadene er svært avhengige av utbyggingsstedet, og en økende andel av utbyggingskostnadene består etterhvert i å møte myndighetskrav.

Kapitalkostnader har holdt seg relativt konstant de siste 10 år, og vil trolig øke noe over de neste 10 år for å møte strammere myndighetskrav. Gjenværende vassdrag som er aktuelle for utbygging i Norge er både mindre lønnsomme enn tidligere utbygginger, og vil også være mer omstridt.

Typiske kostnadstall (ifølge IEA) for utnyttelse av vannkraft er gitt i Tabell 3.5.

Tabell 3.5

Investeringskostnader	7.000 - 15.000 kr/kW
Driftskostnader	7 - 20 øre/kWh
Energipris med dagens teknologi	15 - 75 øre/kWh
Endring i investeringskostnader de siste 10 år	Konstant
Forventet endring i investeringskostnader de neste 10 år:	Økning

## Miljøfaktorer

Den vesentligste miljørelaterte ulempen med vannkraft ligger i arealbehovet for utbygging av vannkraftanlegg. Arealbehovet for det enkelte anlegg avhenger av stedlige forhold. ABB har anslått at dersom et vannkraftanlegg trenger mer areal enn 2 km<sup>2</sup> per MW installert effekt, så båndlegger det mer areal per MW enn de fleste andre fornybare energiteknologier.

## Markedbarrierer

- Reguleringsplaner og opinion, verneinteresser.
- I vannkraftutbyggingsprosjekter er miljøkostnadene integrert i de totale kostnadene. Dette er ennå ikke tilfelle for kraftanlegg basert på fossilt brensel. Dette skaper derfor et skjevt grunnlag for sammenligning av kostnader
- Økte kostnader for beslutningsprosesser vedrørende utbygginger, m.h.p. konsekvensutredninger m.m.

## Markedsmuligheter

- Vannkraftteknologien er enestående blant de elektrisitetsproduserende teknologiene, i det at produksjonsprosessen kan reverseres slik at store mengder energi kan lagres i vannmagasinene. Dette gir gode muligheter for samspill med andre elproduserende

teknologier, slik at produksjon og forbruk av elkraft fleksibelt kan tilpasses naturressurs-tilgangen og forbruksmønsteret.

- Potensialet for elkraftproduksjon fra småskala vannkraftverk er stort og lite utnyttet.



### **3.1.3 Tidevannsstrøm**

#### **Teknologi - status og utvikling**

En rekke metoder er forsøkt for å utnytte tidevannenergien. Dette inkluderer vannhjul, hevbare plattformer, kompressorer mm. De fleste av disse metodene forsøker å utnytte høydeforskjellen mellom flo og fjære, og utnyttelsen begrenses i praksis til steder med tidevannsforskjeller på over 3m og egnet lokalisering. I Storbritannia foregår det en del utviklingsaktivitet på dette området, og i Frankrike er det bygget et 240 MW anlegg i La Rance.

Her i Norge planlegges det et 20-30 GW anlegg i Kvalsundet utenfor Hammerfest i Finnmark, med sikte på installasjon i 1999. Dette anlegget baserer seg ikke på høydeforskjellene på flo og fjære, men på vannstrømningshastigheten som oppstår gjennom sund i skiftene mellom flo og fjære. Anlegget vil bestå av et sett med vannturbiner som står plassert på sjøbunnen og som utnytter strømmen som passerer gjennom det trange Kvalsundet.

Norge kan ha naturlige fortrinn for denne måten å utnytte tidevannsenergi. Skjærgården kan gi mange muligheter for faseforskjeller mellom tidevannsbølger som gir opphav til strømmer mellom øyene. En vesentlig fordel med denne energiformen er at den er svært forutsigbar, ettersom flo og fjære bestemmes av solens og månens posisjoner i forhold til jorden. Videre gir teknikken svært små synlige inngrep over havflaten. Det meste av anlegget ligger på sjøbunnen og tillater fortsatt passasje av båttrafikk og fisk. En ulempe som *kan* ha miljømessige konsekvenser er at vannstrømmene i sjøen blir bremsset opp av vannturbinene.

#### **Økonomi/pris - status og utvikling**

Økonomien i den type tidevannskraftanlegg som er aktuell for Norge er ennå usikker. Pilotinstallasjonen i Kvalsundet vil være indikerende for hvilke kostnader en kan forvente med denne teknologien i Norge.

### **3.1.4 Bølgeenergi**

#### **Teknologi - status og utvikling**

En lang rekke ulike prinsipper og patenter er utviklet for å utnytte bølgeenergien. I Norge har det hovedsakelig blitt arbeidet med to av disse; kilerennekonseptet og svingende vannsøyle. På 1980-tallet lå Norge i forskningsfronten innen bølgekraftutnyttelse, men da statlige bevilgninger stoppet opp stanset også forskningsaktiviteten. Kværner utarbeidet en fungerende modell basert på svingende vannsøyle-prinsippet, men etter at denne havarerte under en storm har Kværner ikke videreført sine aktiviteter innen bølgekraftutnyttelse. Den vesentligste aktiviteten på norsk side utføres for tiden av selskapet Indonor, med etablering og drift av et anlegg basert på kilerenneprinsippet i Indonesia.

I Danmark har aktiviteten innen bølgekraftforskning økt i de senere år. Ett av de nye prinsipper som blir studert på dansk side er den såkalte Wave Dragon, en slags kunstig kyst som i likhet med kilerenneprinsippet er basert på at bølgeenergien fører sjøvannet opp i et reservoar hvor det senere kan tappes ut gjennom en turbin. Et annet prinsipp som har fått en del omtale er den såkalte bølgehøvelen, som fører vannet fra bølgebevegelsen ned gjennom en spalte hvor det fokuseres i en kraftigere stråle som så treffer en turbin.

Bølgeenergien har vært brukt en tid til spesielle formål som lensepumper og navigasjonsbøyer. Det er utsikter til at bølgeenergien i kommende tiår kan bli kommersiell når det gjelder energi til pumping av rent sjøvann for eksempel til fiskeoppdrettsanlegg eller til rensing av forurensede fjordarmer og til energiforsyning for isolerte kystsamfunn som et alternativ til, eller i samkjøring med, små dieselkraftverk.

## 3.2 Fra varme til elektrisk energi - kogenerering

### 3.2.1 Turbiner

I avsnitt 2.1.1.1 er det omtalt ulike turbinteknologier for elektrisitetsproduksjon gjennom forbrenning av naturgass. Dampturbinteknologien krever i prinsippet kun at det er en tilstrekkelig varmekilde til stede, så denne teknologien kan anvendes både ved forbrenning av olje, kull og biobrensel, eller ved annen produksjon av varme, for eksempel solvarme fra parabolspil. Historisk er det i første rekke i sammenheng med forbrenning av fossilt brensel som tungolje og kull at dampturbiner har vært anvendt i varmekraftverk. Det er derfor av spesiell interesse å se hvilke miljømessige aspekter som knytter seg til varmekraftproduksjon fra turbinteknologi.

#### Miljøaspekter

Tabell 3.6 viser en oversikt over CO<sub>2</sub> utslipp forbundet med varmekraftproduksjon fra ulike turbinteknologier og ulike typer brensel.

Tabell 3.6. CO<sub>2</sub>-utslipp ved kraftproduksjon fra ulike turbinteknologier (angitt i tonn CO<sub>2</sub> per GWh)

	Gassturbin	Dampturbin	Combined Cycle
Naturgass	580	470	380
Olje		780	
Steinkull		*820	790
Brunkull		*1040	910

\* med renselanlegg

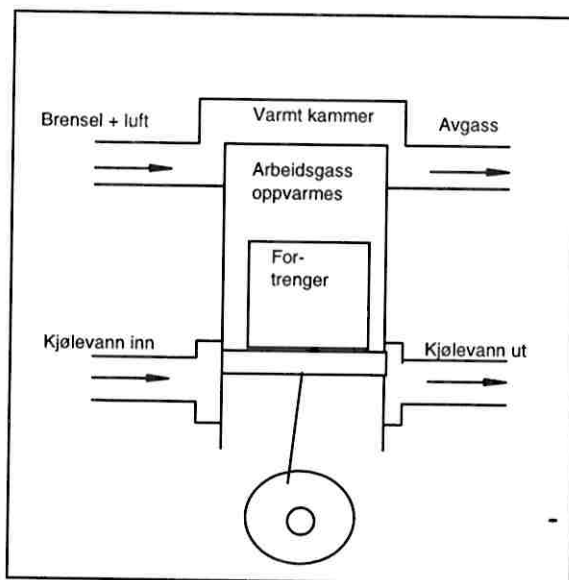
### 3.2.2 Stirling motorer,

#### Teknologi - status og utvikling

Stirlingmotoren har fått sitt navn etter en skotsk prest, Robert Stirling, som i 1816 oppfant denne motortypen. Etter å ha gått i glemmeboken en tid, ser det nå ut til at motoren kan komme til å få sitt gjennombrudd.

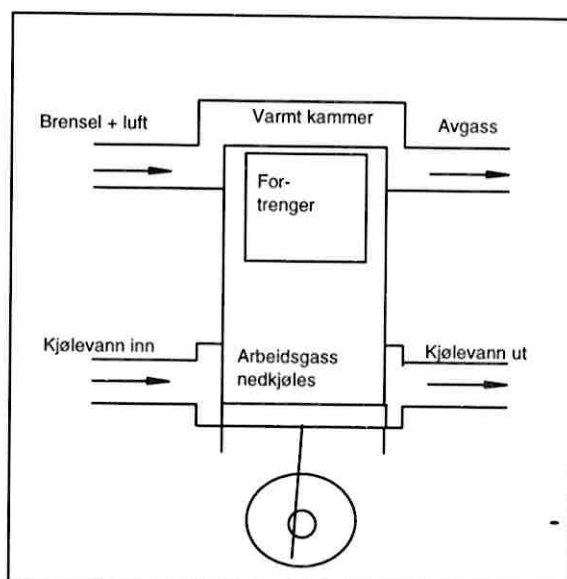
Stirlingmotoren består av en sylinder som hele tiden varmes opp øverst og hele tiden kjøles nederst. Et arbeidsstempel kan bevege seg opp og ned i sylinderen, og er forbundet med en veivaksel, på samme måte som i en vanlig (intern) forbrenningsmotor. Inne i sylinderen er det en arbeidsgass. Denne blir ikke forbrent, men skal utføre det mekaniske arbeidet i motoren gjennom ekspansjon og sammentrekning. Vanlige arbeidsgasser som benyttes er helium og hydrogen. En komponent som er spesiell for Stirlingmotoren er den såkalte fortrengeren, som er en hul tønne forbundet med veivakselen på en slik måte at den beveger seg opp og ned i sylinderen i takt med rotasjonen av veivakselen. Arbeidsgassen kan passere i mellomrommet mellom fortrengeren og sylinderveggene. For at motoren skal gå jevnt er det plassert et svinghjul på veivakselen.

Figur 3.9



Dersom utgangsstillingen er som vist i figur 3.9, vil arbeidsgassen bli oppvarmet og ekspandere. Stempelet vil da bli skjøvet ned og drive veivakselen rundt. Samtidig vil fortrengeren på grunn av måten den er koblet til veivakselen, bli skjøvet opp i toppstilling, slik at den varme arbeidsgassen flytter seg til nederst i sylinderen. Situasjonen er da som vist i figur 3.10:

Figur 3.10



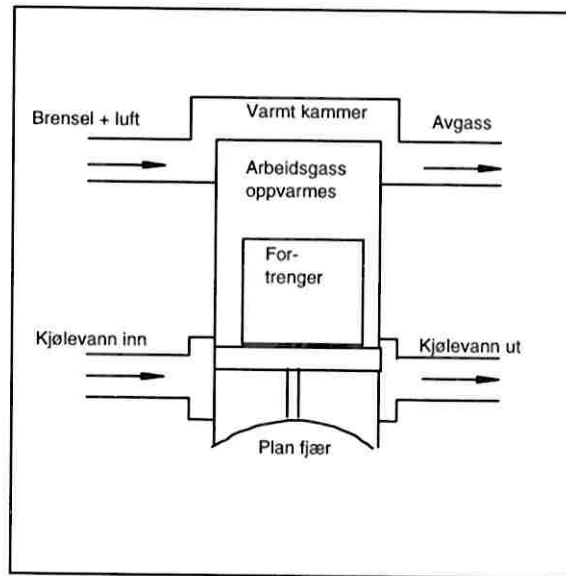
Her vil gassen bli avkjølt og dermed trekke seg sammen. Stempelet blir da trukket opp igjen og veivakselen drives videre rundt. Fortrengerer vil bli trukket ned mot stempelet og den avkjølte arbeidsgassen drevet opp i toppstillingen på sylinderen igjen, slik at man er tilbake til posisjonen i figur 3.9. Arbeidsgassen blir da oppvarmet og syklusen gjentar seg.

Stirlingmotoren krever utvendig tilførsel av varme og kjølevann, og avgir varme og mekanisk arbeid. Av denne grunn blir Stirlingmotoren ansett som interessant til kogenereringsformål. Veivakselen kobles da til en elektrisk generator, og varmen utnyttes i avgassen og kjølevannet.

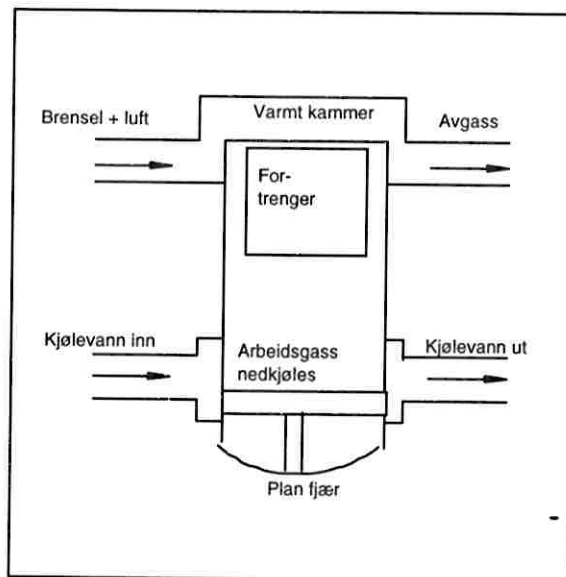
Stirlingmotoren er en såkalt ekstern forbrenningsmotor, i motsetning til interne forbrenningsmotorer, som bensin og dieselmotorer, hvor brenselet forbrennes inne i motorens sylinder. I Stirlingmotoren foregår det ingen forbrenning inne i sylinderen. En Stirlingmotor er ikke avhengig av et bestemt brennstoff, den er kun avhengig av at rett varmemengde tilføres utenfra. Dermed kan Stirlingmotoren anvendes med en rekke forskjellige brennstoff. Ulike typer biobrensel og naturgass er de brenseltypene som i Norge er blitt ansett som de mest aktuelle. I solrike land finnes det solvarmeanlegg som benytter parabolspeil til å samle solstrålene i et fokuspunkt, hvor det så er plassert Stirling motorer til å generere elektrisitet fra solvarmen.

Den modellen av Stirlingmotoren som er beskrevet ovenfor, fremkaller som nevnt en roterende bevegelse i en veivaksel. Dette er den mest kjente utformingen av motoren, men den har ennå ikke nådd kommersielt nivå på grunn av en rekke problemer, blant annet forbundet med friksjonstap. Det finnes imidlertid også en annen utforming av Stirlingmotoren; den lineære. Stempelet på disse er ikke forbundet med en veivaksel og svinghjul, men med en langsgående akse som er festet i en eller flere plane fjærer, slik at stempelet får jevn bevegelse fram og tilbake i sylinderen for hver syklus. Se figurene 3.11 og 3.12.

Figur 3.11



Figur 3.12



Denne utformingen har framkommet som et resultat av forsøkene på å overkomme problemene med den veivakslende Stirlingmotoren. For å produsere elektrisitet brukes det i denne utformingen ikke en konvensjonell roterende generator, men det festes et system av magneter på den svingende akselen og spoler langs sylinderveggen, slik at det indueres elektrisk strøm når akselen svinger fram og tilbake. Fordelen med den lineære Stirlingmotoren er, ifølge utviklerne av den, at friksjonsproblemene kan løses i forhold til veivaksel-varianten, ved at systemet kan forsegles hermetisk og utnytte arbeidsgassen som smøremiddel. Ulempen med den lineære Stirlingmotoren er at den foreløpig har begrenset ytelse i kW i forhold til veivaksel-utformingen.

Stirlingmotorens vesentligste fordel er at den har ekstern forbrenning. Dermed er det for det første mulig å anvende flere typer brensel. For det annet, siden ingen forbrenning foregår inne i sylindere, blir motoren lite utsatt for slitasje, og har derfor lang levetid og lite driftskostnader. Den eksterne forbrenningen foregår kontinuerlig, slik at det er mulig å få til en reinere forbrenning enn i interne forbrenningsmotorer. Siden motoren ikke har noe eksplosjons-slag, blir også Stirlingmotoren mer stillegående.

En av Stirlingmotorens ulemper er at den trenger en høy arbeidstemperatur. Den er også relativt stor og tung i forhold til konvensjonelle motorer av samme ytelse, og den har derfor vanskeligheter med å konkurrere prismessig med disse.

### **Økonomi/pris - status og utvikling**

Stirlingmotoren har som nevnt ennå ikke nådd helt fram til kommersielt nivå.

Prisen på denne typen kogenereringsanlegg ligger vanligvis innenfor rammen av 5000-6000 kr/kW installert elektrisk effekt.

Det finnes ett firma i Norge som forhandler Stirlingmotorer; Sigma Elektroteknisk, med Svein Hestevik som daglig leder.

### **Miljøaspekter**

Stirlingmotoren utgjør en teknologi til å utnytte ikke bare fossile brensler som olje og gass, men også biobrensel til å produsere elektrisitet, som et alternativ til konvensjonell dampkjel og dampturbin.

Siden volumet av arbeidsgassen er svært lite, vil det være minimale problemer i tilfelle lekkasje fra sylindere. Det vil være utslipp fra forbrenningen, alt avhengig av hvilket brensel som brukes.

### 3.3 Fra solenergi til elektrisk energi

Framstilling av elektrisk strøm fra solenergi kan inndeles i to hovedkategorier; enten kan solenergien oppsamles til varme som igjen omsettes til elektrisitet, eller solenergien kan omsettes direkte til elektrisitet i solceller.

#### 3.3.1 Elproduksjon via solvarme

##### Teknologi - status og utvikling

Systemene for dette er karakterisert ved teknologier for å oppkonsentrere innstrålt solenergi fra et større område. Eksempler på dette er:

- Soltårn. Her reflekteres sollyset fra en stor mengde speil på bakken og rettes inn mot en sentral mottaker i et tårn. Her omsettes varmen i en væske som videre kan drive en dampturbin.
- Parabolspeil eller -traug. I parabolspeil reflekteres sollyset fra de krumme speilflatene og fokuseres i et mottakerpunkt hvor varmen blir oppkonsentrert og brukes oftest direkte til å drive en generator (Stirling motor). Paraboltraug virker tilsvarende, men disse er krummet bare langs en retning og samler opp energien i langsgående rør fylt med væske som varmes opp og transporteres videre til å drive en turbin.

Slike systemer har anvendelse hovedsakelig i områder med svært høy årlig innstråling av sol, i praksis mellom 40° nordlig og 40° sørlig breddegrad. I disse områdene er det beregnet at elkraft fra solvarme kan konkurrere med enkelte vannkraftprosjekter i energipris. I Middelhavsområdet er det indikert et potensial for utbygging av 23 GW, eller 55 TWh/år innen år 2020/2025.

##### Økonomi/pris - status og utvikling

Typiske kostnadstall knyttet til elproduksjon fra solvarme er gitt i Tabell 3.7.

Tabell 3.7

Investeringskostnader	15.000 - 30.000 kr/kW installert
Driftskostnader	7 - 20 øre/kWh
Energipris	0,75 - 1,80 kr/kWh
Nedgang i investeringskostnader de siste 10 år	50%
Forventet nedgang i investeringskostnader de neste 10 år	25%



### **Markedsbarrierer**

- Hovedaktørene på energisektoren i verden har forholdsvis lite kjennskap til teknologien for å utvinne elkraft fra solvarme. Kapital kostnadene forbundet med teknologien er høye, og det hersker fortsatt usikkerhet om dens ytelse og pålitelighet. Investorer vurderer derfor generelt risikoen forbundet med teknologien som høy.
- De miljømessige fordelene med teknologien blir ikke tatt med i betraktning når investering vurderes.

### **Markedsmuligheter**

- På kort og mellomlang sikt finnes det viktigste potensialet langs "solbeltet" på +/- 40° langs ekvator, slik at de fleste markedsmulighetene er i utviklingsland.
- Teknologien er anvendelig i en rekke størrelsesklasser, fra 10 kW til flere hundre MW, hvilket gir fleksible anvendelsesmuligheter.

### 3.3.2 Elproduksjon fra solceller

#### Teknologi - status og utvikling

Solceller er basert på et fysikalsk prinsipp som kalles den fotovoltaiske effekt. Denne går i korthet ut på at enkelte halvledermaterialer har evnen til å frigjøre elektroner når de blir utsatt for lyspåvirkning. Slike materialer kan sammenkobles i forskjellige konfigurasjoner og danne celler/paneler som kan produsere elektrisk strøm ved belysning. På grunn av den tilsvarende engelske betegnelsen 'Photovoltaic' brukes ofte forkortelsen PV på solcellesystemer.

Det finnes en lang rekke forskjellige solcelletyper med ulike materialer, eksempler er silisium i krystallinske eller amorf form, galliumarsenid, kobberindiumselenid m.m. De ulike typene avviker i virkningsgrad og pris. Silisium er den vanligste hovedbestanddelen i solceller.

Hovedfordelene med solenergi er at 'råvaren', sollys, er gratis og at energiproduksjonen ikke medfører utslipp. Ulempen i Norge er at tilgangen på sollys er ujevn og ofte lav i perioder hvor det er størst behov for energi. Et lagringsmedium er derfor oftest nødvendig for å utnytte solceller til elforsyning.

Verdensmarkedet for PV systemer vokser med en rate på ca. 15% per år. I 1996 var total effekt av nye PV installasjoner på 84 MW. Akkumulert mengde installert PV effekt var samme år 600MW, hvilket leverer ca 500GWh per år. Systemer for kraftproduksjon fra solceller faller inn i to hovedkategorier:

1. PV systemer som ikke er tilknyttet kraftnett. PV brukes for eksempel til å forsyne fjerntliggende områder der det ikke er tilgang på kraft fra nett, eller til nisjepregede bruksområder, slik som vannpumping (på sydlige breddegrader), telekommunikasjon (romfarts-/satellittanvendelser) osv. PV anvendes her siden teknologien, til tross for sin høye pris, er konkurransedyktig med alternativene (for eksempel framlegging av nytt kraftnett).
2. PV systemer knyttet til kraftnettet. Utbygging her skjer hovedsakelig som resultat av satsing som gjøres av myndigheter og energiselskap ut fra en forventning om at disse systemene vil bli lønnsomme på sikt.

80% av ny-installasjonene i 1996 var for anlegg i den første kategorien, altså ikke-nett-tilknyttede. Det antas at det kommersielle PV markedet likevel vil skifte over de neste 10 - 20 år slik at en økende andel av nye PV installasjoner vil være for nett-tilknyttede anvendelser.

Dersom PV systemer integrert i bygninger (solcellepaneler som takbelegg etc.) blir konkurransedyktig i pris med kraft fra nettet, er det anslått at det potensielle markedet for slike systemer kan bli opptil 1.500 MW innen år 2010. En interessant utvikling som foregår i den sammenheng er arbeid med å integrere PV-systemer i vindusglass, slik at man i en bygning kan få strømproduserende vinduer.

Det vil sannsynligvis ta lenger tid for nett-tilknyttede PV-systemer å bli konkurransedyktige i pris enn det vil ta for bygnings-integrerte PV systemer. Det

potensielle markedet for nett-tilknyttet PV er imidlertid stort. Innen 2010 antas det at installert effekt på verdensbasis kan nå opp i 400 MW.

### Økonomi/pris - status og utvikling

Typiske kostnadstall for fotovoltaiske systemer er gitt i Tabell 3.8.

Tabell 3.8

Investeringskostnader	50.000 - 250.000 kr/kW installert
Driftskostnader	4-5 øre/kWh
Energi pris	1,75 - 10 kr/kWh
Nedgang i investeringskostnader de siste 10 år	40%
Forventet nedgang i investeringskostnader de neste 10 år	40-50%

### Utnyttelsesgrad

Standard paneler ligger på en utnyttelsesgrad på ca. 15%. Det beste resultat som er oppnådd hittil er på over 30%.

### Miljøaspekter

Tabell 3.9 gir en oversikt over to miljøaspekter ved solcellesystemer. Tabellen viser CO<sub>2</sub> utslipp og akkumulert energiforbruk forbundet med produksjon og drift av solcellesystemer.

Tabell 3.9. Miljøkonsekvenser ved solcellesystemer

Solcellesystem	CO <sub>2</sub> utslipp (tonn/GWh)	Akkumulert energiforbruk (kWh/MWh)
Monokrystall	247 - 320	800 - 1030
Polykrystall	232 - 298	650 - 840
Amorf	206 - 265	570 - 730

(Kilde: Energipolitik, Hans G. Brauch (red.))

Som vi ser er CO<sub>2</sub> utslippene lavere enn ved f.eks. kullkraftproduksjon (tabell 3.6), men likevel betydelige. Likeledes er akkumulert energiforbruk høyt.

### **Markedsbarrierer**

- Produksjonsvolumene for solceller er fortsatt lave. Kapital- og produksjonskostnadene for PV systemer er derfor høye i forhold til konvensjonelle teknologier for kraftproduksjon.
- PV systemer integrert i bygg er fortsatt ikke konkurransedyktig i pris i forhold til elektrisitet levert fra nettet.
- Det er ennå utbredt skepsis og mangel på kunnskap i markedet om fordelene med PV systemer.
- Det er mangel på standardisering av komponenter, sertifiseringsregler, prosedyrer etc. for PV systemer, og dette hemmer utviklingen av markedet.
- Det mangler regelverk for nett-tilknytning og for bygningsintegrering av PV systemer.
- Økt offentlig støtte er nødvendig for å påskynde kommersiell utvikling og spredning av solcelleteknologi.

### **Markedsmuligheter**

- PV systemer har liten miljøpåvirkning. Visuell sjenanse fra slike systemer er liten, og de gir ingen støy eller utslipp under drift.
- Enkeltstående anlegg for PV systemer har vist seg å være en svært pålitelig energikilde for beboelse i isolerte områder.
- PV systemenes modulære karakter gjør dem svært fleksible. De er enkle å installere, og kan sammensettes til å møte et bredt spektrum av effektbehov.
- Ved integrering av PV systemer i bygninger kan solcellenepanener erstatte konvensjonelle bygningsmaterialer. Dette gir nye arkitektoniske muligheter for å gi disse panelene en estetisk funksjon samtidig som de produserer energi.
- Drifts- og vedlikeholdskostnadene for PV systemer er lave, slik at teknologien vil ha et stort potensial når kapitalkostnadene en gang kommer ned på et konkurransedyktig nivå.

## 3.4 Fra kjemisk energi til elektrisk energi

### 3.4.1 Brenselceller

#### Teknologi - status og utvikling

Brenselceller har vært brukt til å produsere elektrisitet i romfartøyer siden 1960-tallet. Tradisjonelt har brenselceller vært svært kostbare, og det er først i den senere tid en har sett en kostnads- og teknologiutvikling som kan tyde på at denne energikilden kan komme til mer almen anvendelse innen overskuelig framtid.

I brenselceller, i likhet med batterier, er det kjemiske reaksjoner som produserer elektrisiteten. Den prinsipielle forskjellen på batterier og brenselceller er imidlertid at batterier får tilført elektrisk energi før de kan avgi samme type energi, mens brenselceller får tilført kjemisk energi i form av en brenselgass, som så reagerer med oksygen slik at det dannes elektrisk (like)strøm, varme og vann som reaksjonsprodukter. Tradisjonelle energiteknologier basert på fossilt brensel går som oftest først via en forbrenning til å generere varme, som så genererer mekanisk arbeid, som så igjen genererer elektrisitet. Brenselceller, derimot, konverterer kjemisk energi direkte til elektrisk energi, og har dermed ikke de vanlige begrensningene som tradisjonelle varmekraftmaskiner har. Opptil 80 % av brenselets kjemiske energi kan konverteres til elektrisk energi og høytemperatur varme, og effektiviteten er stort sett uavhengig av størrelsen og kapasiteten til brenselcellesystemet. De fleste kraftverk basert på brenselceller opererer som kogenereringsanlegg på grunn av de lave utslippene og den høye temperaturen på varmen som utvikles.

Den overordnede prosessen i brenselcellen er at hydrogen og oksygen kombineres og danner vann. Reaksjonen i brenselcellen er imidlertid forskjellig fra vanlig forbrenning av hydrogen, hvor all energi frigis i form av varme. I brenselcellereaksjonen blir det også produsert varme, men en del av energien blir altså avgitt i form av elektrisk energi.

Reaksjonen foregår via en elektrolytt, og det finnes ulike utforminger av brenselceller, avhengig av hvilken elektrolyttløsning som er valgt. De vanligste teknologiene er: Fosforsyre brenselcelle (Phosphoric acid fuel cell, PAFC), smeltet karbonat brenselcelle (Molten Carbonate Fuel Cell, MCFC) og fast-oksyd brenselcelle (Solid Oxide Electrolyte Fuel Cell, SOFC). Hydrogenet som inngår i brenselcellereaksjonen kan enten tilføres direkte eller det kan brukes andre typer brensel, slik som naturgass (metan), deponigass (metan), propan, metanol, som brukes til å produsere hydrogenet i en forprosess.

#### *PAFC*

Fosforsyre brenselcellen (Phosphoric Acid Fuel Cell) bruker flytende fosforsyre som elektrolytt, og er den mest modne brenselcelleteknologien som er tilgjengelig i dag. Størrelsene på anlegg er fra 200 kW til over 10 MW. De største anleggene brukes blant annet i sentrale kraftproduksjonsanlegg (siden 1983 i USA), offentlige bygg,

næringsbygg m.m., mens de minste anleggene kan benyttes i større kjøretøyer. I Japan drives det et 11MW PAFC kraftanlegg i tillegg til mange små anlegg, hovedsakelig i størrelser fra 50-500kW som blir kommersielt benyttet til kogenerering.

Arbeidstemperaturen til PAFC cellen er omkring 200°C. Pr. i dag har denne teknologien en elektrisk virkningsgrad på 41 %. Tidlig på 1990-tallet var det knyttet forventninger til utviklingen av PAFC teknologien med betydelig senkede investerings- og driftskostnader, samt forlengelse av anleggenes levetid. I dag vurderes imidlertid ikke PAFC cellen å kunne bli konkurransedyktig.

### *MCFC*

Molten-Carbonate Fuel Cells, eller smeltet karbonat brenselcelle er en type brenselcelle som eliminerer den eksterne prosessen som trengs for PAFC celler for å konvertere metan til hydrogen. I MCFC brenselcellen består elektrolytten av litium-kaliumkarbonat oppsuget i porøs keramikk. Elektroder og den øvrige strukturen av cellen består av nikkel og nikkellegeringer.

Arbeidstemperaturen i MCFC brenselceller er ca. 650°C, hvilket medfører at det er gode muligheter for utnyttelse av spillvarmen til enten fjernvarmesystemer eller til ytterligere strømproduksjon via damp turbin. Opptil 50% av den kjemiske energien i cellen kan tas ut i elektrisitet, hvilket er en høyere elektrisitetsvirkningsgrad enn hva PAFC cellen oppnår.

MCFC brenselcellen forutses å være kommersiell for mindre anlegg i år 2005. Danmark og Tyskland gjennomfører et felles utviklingsprogram med henblikk på kommersialisering av MCFC teknologi.

De vestlige fordelene ved MCFC cellen er den høye elektrisitetsvirkningsgraden, og at utslippene av SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub> og støv er ubetydelige. Den modulære oppbyggingen av cellene gjør at anleggene kan masseproduseres, hvilket bidrar til å redusere produksjons- og installasjonskostnader. MCFC celler forventes å ha en levetid på ca. 5 år, men utrangerte celler forventes ikke å utgjøre et miljøproblem, siden de har en stor skrapverdi på grunn av det høye innholdet av nikkel, som kan gjenbrukes.

En av ulempene ved MCFC cellen er at den stiller store krav til renheten av brenselet, eksempelvis må alt innhold av svovel fjernes. Anleggene vil sannsynligvis også bli relativt plasskrevende og ha store krav knyttet til styringssystemene. Det er også knyttet korrosjonsproblemer til det smeltede karbonatet som må løses før teknologien kan bli kommersiell.

### *SOFC*

Faststoff elektrolytt brenselceller (Solid Oxide Electrolyte Fuel Cells) anvender en fast elektrolytt, ofte brukes zirkoniumoksyd stabilisert med yttrium (YSZ). Anoden er ofte en blanding av nikkel og YSZ. Cellen arbeider ved atmosfærisk eller høyere trykk og temperaturer på ca 1000°C, hvor den faste elektrolytten blir tilstrekkelig ledende for oksydioner.

SOFC cellen har flere egenskaper som gjør den interessant for sentral kraftproduksjon og industrielle anvendelser. En av dem er høy toleranse for forurensninger i brennstoffet. Det at elektrolytten er fast og ikke flytende gjør at en unngår problemer med lekkasjer, og at elektrolytten kan fysisk utformes i forskjellige fasonger som kan gi optimal kraftproduksjon pr. volumenhet.

Utslippsgassene fra SOFC cellen holder en temperatur på 500-850°C, og den elektriske effektivitetsgraden er ca 50%. Den høye temperaturen gjør at det ligger godt til rette for utnyttelse av spillvarmen, for eksempel til kogenerering. SOFC cellen har også svært små utslipp. For eksempel dannes det svært lite NO<sub>x</sub>, fordi brenselet oksyderes uten tilgang på nitrogen.

SOFC teknologien er ikke kommet så langt i teknologisk utvikling som MCFC, men SOFC har potensial til å kunne bli billigere enn både PAFC og MCFC teknologiene. Den vesentligste ulempen ved SOFC er den høye arbeidstemperaturen, fordi denne medfører at deler av anleggene blir kostbare. SOFC teknologien krever i tillegg at brenselet er helt rensset for svovelinnhold.

### *PEM*

Protonutvekslings-membran (Proton Exchange Membrane) er en annen type brenselcelleteknologi som er under utvikling. Denne brenselcelletypen har en arbeidstemperatur på under 100°C, og selv ved romtemperatur kan den produsere nyttbar elektrisk energi. PEM cellene har den egenskapen at de krever en kort oppstarttid til å produsere full effekt, i motsetning til flere av de andre brenselcelleteknologiene, som kan kreve oppstarttider på flere timer. Dette gjør at PEM teknologien blir ansett som den mest lovende tenologien for transportformål. Den største produsenten av PEM brenselceller til transportformål, Ballard Power Systems, har levert PEM celler til svært mange av de store bilprodusentene i verden. De aller fleste av disse bilprodusentene har utprøvningsprogrammer for brenselcelledrevne biler, men teknologiutviklingen hos Ballard skjer i et partnerskap med Ford og Daimler-Benz.

### *Alkalisk*

Denne brenselcelletypen var lenge i bruk av NASA til romfartsformål. Her brukes kaliumhydroksyd som elektrolytt, og cellene kan oppnå elektrisk effektivitetsgrad på opptil 70%. Teknologien har hele tiden vært for kostbar til at den kunne anvendes kommersielt, men teknologien videreutvikles med sikt på å redusere kostnadene og øke funksjonaliteten.

### **Økonomi/pris - status og utvikling**

Tabell 3.10 gir en oversikt over forventede investeringskostnader i ca. år 2005 for henholdsvis MCFC og SOFC teknologiene.



Tabell 3.10. Forventede investeringskostnader i år 2005 for brenselcelleanlegg

	MCFC	SOFC
Investeringskostnader - sentrale anlegg	9000 kr/kW	6-7000 kr/kW
Investeringskostnader - desentrale anlegg	11000 kr/kW	10-13000 kr/kW

Tabell 3.11 viser en oversikt over de vanligste brenselcelletypene og deres egenskaper:

Tabell 3.11. Egenskaper ved ulike brenselcellertyper

	PAFC	MCFC	SOFC
Elektrolytt	Fosforsyre $H_3PO_4$	Karbonat $LiKCO_3$	Fast oksyd $Y_2O_3$ og $ZrO_2$
Arbeidstemperatur	200°C	650°C	1000°C
Elektrisitets effektivitet	40-45%	50-57%	45-50%
Modulstørrelse	200kW	250kW - 2MW	100kW
Brenseltype	Naturgass, deponigass, forgasset kull, hydrogen		
Kommersielt tilgjengelig:			

### Miljøaspekter

Miljømessig er fordelene ved brenselceller at utslippene av  $SO_x$ ,  $NO_x$  og støv er ubetydelig, siden utslippsgassene fra cellene består av  $CO_2$ ,  $O_2$ ,  $N_2$  og vanndamp. For anlegg som brukes til kogenerering vil vanndampen bli kondensert, og det kreves kun en enkel rensing for at vannet skal kunne resirkuleres i brenselcellen. Brenselcellen vil dermed kunne fungere uten tilførsel av vann utenfra.



### 3.4.2 Saltkraft

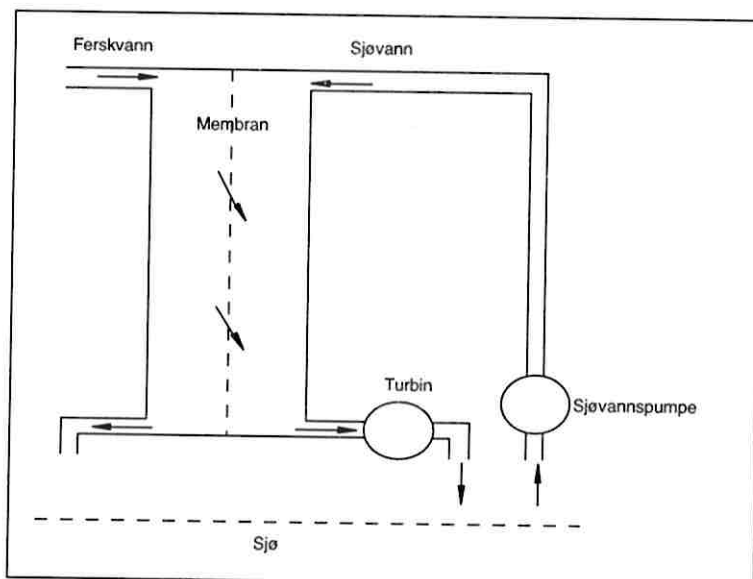
#### Teknologi - status og utvikling

Det teoretiske grunnlaget for saltkraft går ut på at energi kan frigjøres når en saltholdig løsning fortynnes. De praktiske tilnærmingene til hvordan denne energien kan utvinnes i praksis, kan i hovedsak deles i to hovedprinsipper, ett hvor energien utvinnes i form av mekanisk energi (vanntrykk) og ett hvor energien utvinnes direkte som elektrisk energi.

#### 1: Trykkretardert osmose (TRO)

Prinsippet for trykkretardert osmose kan fremstilles i figur 3.13

Figur 3.13. Prinsippskisse av et TRO-anlegg

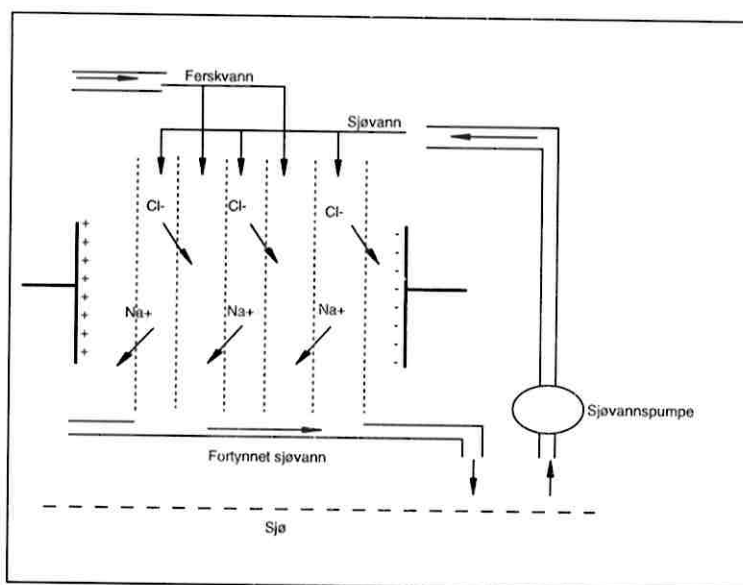


Ferskvann og sjøvann holdes adskilt av en membran som er såkalt semipermeabel, det vil si at den slipper gjennom vann, men ikke salt. I følge prinsippet for osmose, vil vannet strømme i den retning fra lav mot høy saltkonsentrasjonen. Trykket som driver denne vannstrømmen kalles det osmotiske trykket, og siden det osmotiske trykket fra ferskvann til sjøvann er på 27 bar, tilsvarer dette til trykket av en vannsøyle på 270 meter. Noe av trykket går tapt over membranen, men resten kan bygge opp et hydraulisk trykk på saltvannssiden av membranen, som da kan brukes til å produsere elektrisitet via en konvensjonell turbin.

#### 2. Omvendt elektrodialyse

Det andre hovedprinsippet for utvinning av saltkraft kalles omvendt elektrodialyse (OED) og er skissert i figur 3.14

Figur 3.14. Prinsippskisse av et OED-anlegg



Her benyttes en rekke elektrisk ladede membraner til å skille ulike kammerer, hvor ferskvann og sjøvann strømmer gjennom annethvert kammer. En utnytter her prinsippet at salt i oppløsning er dissosiert til ladede ioner. Hver ladede membran vil sperre for de ionene med samme ladning, men slippe gjennom de med ulik ladning. Membranene som skiller ferskvanns- og saltvannskamrene har vekslende ladning, slik at i sum vandrer de positive ionene i en retning og de negative i motsatt retning. Dette resulterer i at det frigjøres energi i form av en elektrisk strøm.

Andre metoder og prinsipper for å utvinne energi når saltvann fortynnes i ferskvann har også vært vurdert, men uten hell så langt. De to ovennevnte teknikkene er derfor de mest aktuelle å følge på både kort og lang sikt.

### Økonomi/pris - status og utvikling

Kostnadmessig er det imidlertid stor forskjell på TRO og OED. Energipriser på 25-50 øre/kWh regnes å være innen rekkevidde for TRO teknikken, mens energiprisen fra OED anlegg ligger på opp mot 5 kr/kWh. Den korteste veien til konkurransedyktig kraftpris ligger derfor i en optimalisering av TRO teknikken. De viktigste flaskehalsene er membranegenskapene (m.h.p. trykkfall og gjennomstrømning) og turbineffektivitet. I småskala forsøk er det per i dag oppnådd maksimalt 1,5 til 2,0 W/m<sup>2</sup> uten bruk av optimaliserte membraner. Det antas at en optimalisert membran kan nå en gjennomstrømningsverdi på 10 l/m<sup>2</sup> pr. time. Med 75% effektivitet på maskindelen av anlegget vil en da få en produksjon på 2,5 W/m<sup>2</sup>, og med videre utvikling av membraneteknologien regnes 5 W/m<sup>2</sup> som mulig i framtiden. Ut fra prisutviklingen på membraner regnes også 50 kr./m<sup>2</sup> som realistisk prisnivå i nær framtid, og membranene regnes å ha en levetid på ca. 7 år. Med en årlig driftstid på 8500 timer gir dette membrankostnader på 50 kr./2,5 W / 8500h = 33,6 øre/kWh, eller halvparten (16,8 øre/kWh) dersom en oppnår 5W/m<sup>2</sup>. Membrankostnadene regnes å utgjøre den helt dominerende andel av kostnadene for et saltkraftanlegg, slik at det er nok å legge på ca. 15% for øvrig utstyr. Dette gir 39 øre/kWh ved 2,5 W/m<sup>2</sup> og 19 øre/kWh ved 5W/m<sup>2</sup>.

Investeringene i et TRO anlegg vil ligge i intervallet 14.000 til 27.000 kr/kW. Dette er høyere enn tilsvarende kostnader for nye vannkraftanlegg (5.000 - 10.000 kr/kW). Saltkraft har imidlertid den samme fordel som vannkraft, i det at det er en praktisk talt konstant energikilde, til forskjell fra periodiske kilder som for eksempel vind-, sol- og bølgekraft.

## 4 Rasjonell energiutnyttelse

### 4.1 Klassisk enøk i boliger/bygninger

Energieffektivisering er et begrep som for Norge omfavner blant annet reduksjon av bygningers energibehov. For å oppnå energieffektivisering benyttes gjerne ulike teknologisk løsninger ofte i sammenheng med varmelagring og bruk av fornybare energikilder.

#### **Boligmassen**

Rundt 20 % av Norges samlede energibruk finner sted i boliger, og boligmassen er derfor av stor betydning for den bærekraftige utviklingen i landet. Energibruk er én av flere indikatorer med tilhørende krav for en bærekraftig utvikling som er utarbeidet i prosjektet "Bærekraftig økonomi". Energikravet er 50 % reduksjon i energibruken per person innen år 2030 i forhold til 1989-nivå. Dette kravet kan for Norge sin del virke umulig å oppnå i og med at den totale energibruken i boligmassen i perioden fra 1960 til 1990 økte med 120 %. Mye av økningen ligger i en kraftig økning i boligstørrelser. I 1960 var gjennomsnittlig boligstørrelse 78 m<sup>2</sup>, som økte til 111 m<sup>2</sup> i 1990. Både økte komfortkrav som har resultert i høyere innetemperatur og mere energikrevende utstyr i boligen kan ha bidratt til et høyere energibruk.

Grunnet det faktum at mange gamle boliger er blitt rehabilitert med etterisolering og nye vindu, og at de nye boligene stadig har fått bedre isolering, var imidlertid at den spesifikke energibruk (kWh/m<sup>2</sup>) i boligmassen noe lavere i 1990 enn i 1960.

#### **Strømpriser**

Lite nedbør i 1996 medførte knapphet på vannkraft, noe som resulterte i økte strømpriser, som igjen medførte større oppmerksomhet om energibruken i boliger.

I perioder med spisslast er nettkapasiteten fullt utnyttet mange steder, noe som gjør at effektforhold vil bli viktig i fremtiden. Dette vil sannsynlig medføre en økt differensiering av strømpriser over døgnet. For å få utnyttet lave strømpriser om natten, evt. kombinert med utnyttelse av solenergi til oppvarmingsformål i norske husholdninger, kreves gode løsninger med muligheter for varmelagring. Slike løsninger vil kunne gi kostnadseffektiv energibruk.

#### 4.1.1 Romoppvarming

##### 4.1.1.1 Effektive isoleringsmidler

Med tradisjonell byggeteknikk vil de isolasjonsmaterialer som er i bruk i dag, resultere i etterhvert meget tykke yttervegger dersom en skal oppnå en vesentlig høyere energibesparelse enn i dag. På lang sikt er det muligheter for utvikling av avanserte isolasjonsmaterialer (aerogel- og vakumisolering), som vil kunne redusere tykkelsen på

isoleringsmaterialet med ca. en faktor 10 i forhold til tradisjonelle materialer med samme isolasjonsverdi. Disse avanserte materialene er ikke kommersielt tilgjengelige i dag, men det arbeides med forskning og utvikling av disse i ulike land.

#### **4.1.1.2 Forbedrede vinduer**

Energitap fra vinduer utgjør for nye bygninger 20-30% av det samlede varmetapet. Ved full utnyttelse av kjent moderne teknologi kan om lag halvparten av dette tapet innspares. Det arbeides i dag med forskning og utvikling på høyisolerende vindusruter som også her utnytter aerogel- og vakumteknikk. Formålet er å utvikle vinduer som varmemessig isolerer tilnærmet like godt som isolerte vegger. For nye bygg vil slike vinduer gi nye arkitektoniske utformingsmuligheter, samt mulighet for bedre dagslysutnyttelse. Et annet forskningsområde omfatter vinduer med mulighet for elektrisk kontroll av varmegjennomgangen. Slike vinduer vil kunne gi betydelige besparelser for ventilasjons- og klimaanlegg, ved for eksempel å hindre solvarme å passere gjennom fra utsiden på solfylte, varme dager.

Utviklingen innenfor vindusisolasjon ventes å gi resultater først på mellomlang og lang sikt, men utgjør et betydelig enøk-potensiale. Danmark er i forskningsfronten internasjonalt innen dette området.

Bruk av nyere, energieffektive vinduer vil være spesielt interessante ved renovering av eldre bygg, i det at en kan oppnå en betydelig enøk-gevinst, med det relativt enkle bygningsmessige inngrep som skifte av vinduer er.

#### **4.1.1.3 Elektrisk oppvarming**

Med elektrisk oppvarming menes her enhver form for bruk av elektrisitet til oppvarming i bygninger/boliger, det vil si romoppvarming, vannvarming (inkludert bruk av vaske- og oppvaskmaskiner), matlaging samt varmeprosesser i industribygg.

Den største muligheten for å redusere dette elforbruket ligger uten tvil i å bruke andre energikilder enn elektrisitet. Dette er imidlertid i stor grad omtalt senere i denne rapporten. Mer effektiv bruk av elektrisitet til romoppvarming vil i første omgang være mulig gjennom eksisterende teknikker som nattsinking, toveis kommunikasjon og telefonbasert kontroll (f.eks. panelovner som kan slås på og av via telefon).

På vaskeområdet ligger det muligheter for energibesparelse gjennom utvikling av nye vasketeknikker. En slik teknikk er koking ved lav temperatur ved å ha vakum i vasketrommelen, en annen er mekanisk påvirkning ved hjelp av ultralyd. En ytterligere mulighet til energibesparelse er mer adferdsrelatert. Innføring av nye vaskemidler har gjort det mulig å rengjøre tøy ved lavere temperaturer, men det må informasjonstiltak til for at forbrukerne skal bevisstgjøres dette og legge om gamle vaner.

Lignende teknikker er under utvikling for tørking av tøy. Det er under utvikling tørketromler som ved bruk av vakum kan halvere elektrisitetsforbruket til tøytørking.

Innen matlagingsområdet er det også energibesparende teknologier under utvikling, eksempelvis selvregulerende kokeplater og induksjonskomfyrer.

#### **4.1.1.4 Solvegger**

En solvegg plasseres utenpå bygningens yttervegg og fungerer som en solfanger, slik at oveflatetemperaturen på ytterveggen stiger. Solvegger kan være alternativer til etterisolering av eksisterende bygg og gir økte arkitektoniske muligheter til utforming av nye bygninger. Ved optimal utforming kan en oppnå at solveggen gir en netto tilførsel av energi til bygningen, og ikke bare reduserer varmetapet.

### **4.1.2 Belysning**

#### **4.1.2.1 Dagslysutnyttelse**

Utnyttelse av dagslyset til innvendig belysning kan gi store energibesparelser. Med riktig orienterte vinduer, god romutforming og automatisk lyskontroll kan behovet for elektrisk belysning reduseres sterkt, opp til 75%. I tillegg kan behovet for kjøling og utlufting reduseres fordi varmeavgivelsen fra lysarmaturer reduseres. På den annen side kan store vindusflater medføre økt innstråling av solvarme, hvilket kan medføre økt behov for kjøling og ventilasjon på varme dager. En må derfor være oppmerksom på at en uheldig utforming kan ha uønskede virkninger på inneklimaet og det totale energiforbruket. Utfordringene ligger derfor mye på det arkitektoniske planet. En teknologi som likevel kan nevnes, er såkalte holografiske vinduer, som for eksempel kan sørge for at sollys som passerer på skrå ovenfra inn gjennom vinduet både vil passere nedover og samtidig brytes oppover, slik at både gulv og tak blir opplyst.

#### **4.1.2.2 Elektrisk belysning**

Den mest merkbare utviklingen for å redusere forbruket av elektrisitet til belysning, har skjedd gjennom økt bruk av sparepærer. Ulemper med disse er at de har en høy innkjøpspris, at de er større enn konvensjonelle glødetrådspærer, slik at det kan være vanskelig eller umulig å innpasse sparepærene inn i enkelte pæresokler, og at lyskvaliteten i noen tilfeller ikke er like god (kaldt lys). Økt bruk av energisparepærer i boligsektoren vil nok derfor være betinget av en reduksjon i prisen, størrelsen/design på disse og en forbedring av lyskvaliteten.

Et annet betydelig potensial kan ligge i systemer for lysstyring. Signaler fra følere som kan registrere dagslysnivå og tilstedeværelse av personer vil kunne benyttes til å innstille optimalt lysnivå i rom, men det vil være nødvendig med systemer som er enklere å installere enn det er i dag.

### **4.1.3 Husholdningsapparater m.m.**

Elektrisitetsforbruk i boligsektoren for øvrig kommer fra bruk av ulike apparater som støvsugere, kjøkkenmaskiner, radio/stereo/video/TV, PCer, vannsenger, elektriske ur, elektrisk verktøy osv. Forbruket består ofte enten av apparater med høyt effektforbruk og korte benyttelsestider, eller av apparater med lavt effektforbruk og lange benyttelsestider. Et eksempel på sistnevnte kategori som i den senere tid har medført et tiltagende elektrisitetsforbruk i boliger, er apparater med såkalt Standby-funksjon. En slik funksjon forekommer ofte i både TVer, videospillere, stereoanlegg,



mikrobølgeovner, telefonsvarere osv. I en typisk husholdning kan det let forekomme 5-10 standby-forbruk av denne type, og i tillegg kommer gjerne konstant tilsluttede ladeapparater for ministøvsugere, elektriske tannbørster, trådløse telefoner osv. Forbruket av denne type apparater kan i en bolig typisk ligge på 500 til 1000 kWh pr. år ifølge danske undersøkelser.

Tiltak for å begrense elektrisitetsforbruk fra husholdningsapparater vil i stor grad bestå informasjonstiltak. Tilbakemelding til forbrukerne, slik at disse kan bli bevisst sitt eget forbruksmønster kan være effektivt. En teknologiutvikling i retning av mindre elektrisitetsforbrukende apparater, inkludert lavere standby-forbruk, vil også være nødvendig.

#### **4.1.4 Prosjektutførelser i Norge**

Norges forskningsråd hadde i perioden 1990-94 et FoU-program ved navn *Produktutvikling og forsøksbygging* som var tverrfaglig og brukerstyrt. Ett av programområdene var Energi og innemiljø. Beskrivelser av aktuelle energiprojekt som er støttet i dette fagområdet er vedlagt. Det er foretatt et litteratursøk hos Norges byggforskningsinstitutt - Byggforsk. Aktuelle energirapporter etter søket er beskrevet nedenfor.

##### **Byggforsk**

I 1992 ble det gjennomført et prosjekt som så på ulike løsninger for å redusere energiforbruket i lavenergiboliger. En lavenergibolig er en bolig som oppnår en reduksjon på 50 % av det totale energiforbruket etter byggeforskriftene. Skal energiforbruket og totalkostnadene reduseres, må energi, installasjoner og arkitektur ses i sammenheng. Rapporten viser eksempel på planløsninger i bolig som er teknisk og energiøkonomisk gunstig. Boligen har en varm kjerne som er sentralt plassert med et konsentrert opplegg av alle tekniske installasjoner og våtrom. Siden alle energikilder kan omdannes til energi i form av varmt vann er vannbårne systemløsninger gunstige. Lavtemperaturvarme kan utnyttes til boligvarme ved gulvvarme, forvarmet forbruksvann og ventilasjonsluft. Boliger må generelt ha et lavt totalt varmetap siden det ikke bare er energiforbruket, men også behovet for kjøpt effekt som skal være lavest mulig. Det er en direkte kobling mellom effekt og energi når det gjelder boligoppvarming. En bolig med lavt effektbehov vil samtidig ha et lavt energiforbruk.

God ventilasjon er nødvendig i moderne tette hus for at luftkvaliteten skal bli tilfredstillende. Balansert ventilasjon med varmegjenvinning er den mest gunstige energiøkonomisk løsning.

Transmisjonsvarmetapet reduseres ved økt U-verdi i tak og gulv, samt bruk av høyisolerte vinduer. Det er viktig å unngå eller redusere kuldebroer av enhver art. Økning av U-verdien for vegger er arealkrevende og dermed kostbart og bør unngås dersom det er mulig. Dynamisk isolasjon er vurdert til å være lite egnet energiøkonomisk. Det er anbefalt å fordoble isolasjonstykkelse til 100 mm, og 150-200 mm når det brukes gulvvarme. Energi til produksjon av varmt tappevann (ca. 4000 kWh/år) kan reduseres ved å gjenvinne spillvann til boligens gulvvarme, eller til å forvarme varmtvannet. Forvarming av varmtvannet vil kunne redusere effekttoppene

vinterstid siden effekten er størst i vinterhalvåret når inngangstemperaturen på vannet er lavt.

I prosjektet er det også vurdert solfangere som en integrert del av takkonstruksjonen for å produsere varmt tappevann. Effektiv utnyttelse av solvarme forutsetter en form for varmelagring. Vanntank på 400 l og et solfangerareal på 10-15 m<sup>2</sup> er tilstrekkelig til produksjon av varmt tappevann.. Utnyttelse av passiv solenergi ved bruk av større vindusarealer har lite for seg i vårt klima der solenergi ikke er tilgjengelig når det er mest behov for den. Solvarme er også vurdert som fellesløsninger i en energisentral for flere boliger. Dette forutsetter rimelige distribusjonssystemer.

Byggforsk har også gjennomført et prosjekt med en konseptutvikling på rimelige lavenergiboliger. Disse overordna kriterier går blant annet på energirammer, inneklima, boligutforming, planløsning og kostnader. Følgende overordna kriterier er lagt til grunn for boligutforming og planløsning:

- *Kvadratisk kompakt bygningskropp*
- *Stue og kjøkken mot syd med store vinduer og soverom mot nord*
- *Takutspring mot syd for å skjerme mot solinnstråling*
- *Bod som klimaskjerm mot nord*
- *Planløsning med sentralt beliggende installasjonsskjerm for samordning av tekniske installasjoner*
- *Planløsning med mulighet for inndeling i temperatursoner*
- *Bevisst bruk av materialer*

Videre er det i prosjektet gitt rammebeskrivelser for krav som bør stilles til klimaskjerm og de tekniske installasjoner for å oppnå målsetting om energi- og kostnadseffektivitet.

I utviklingen av lavenergiboliger har Byggforsk vært med i et samarbeidsprosjekt for å utvikle og utprøve en ny type gulv på grunn. Denne er sammenlignet med referanseboliger av samme hustype, men som har tradisjonell gulvkonstruksjon. Målet var å utvikle en løsning som gav et varmetap som låg godt under det halve av det som var gjeldende krav i byggeforskrifter. Gulvløsninger uten bruk av vann som må tørkes ut gir store produksjonsmessige fordeler. Beregninger har vist at over halve varmetapet fra gulv på grunn i småhus avgis fra en sone på ca. 1,0 m fra husets yttervegg. Siden denne sonen utgjør ca 40 % av den samla gulvflate, er utvikling av løsninger som eliminerer kuldebroer i denne sonen energiøkonomisk.

Resultatet av prosjektet ble en lett gulvkonstruksjon uten bruk av betong, hvor huset er satt på et sokkelement av trykksterke høyverdige isolasjonsmaterialer. Kostbart betonggulv er erstattet med gulvisolasjon som ble økt fra 50 til 150 mm, som gav en U-verdi på 0,14 W/m<sup>2</sup>K. For randsonen på 0-1 m fra ytterveggen gir den nye løsningen en reduksjon i U-verdi på nær 50 % i forhold til referanseutførelsen. Etterkalkyle av kostnadene for tradisjonell og ny utførelse viste at besparelsen er på kr 660.- for den nye utførelsen. Årlig energibesparelse er på ca. 1200 kWh. I tillegg til reduserte



energikostnader oppnås også en betydelig høyere overflatetemperatur på gulvet i randsonen.

Hvilke samla energikostnader og miljøeffekter som er knyttet til produksjon av byggevarer er belyst i et annet prosjekt fra Byggforsk. Dette er den første samlede undersøkelsen om energiforbruk og utslipp fra tilvirkning av byggematerialer i Norge. 14 byggvareprodusenter, som tilvirker over 95 % av massene i et bygg, har deltatt i prosjektet med data for bygningsmaterialer slik at energi- og miljøregnskap for bygninger ble gjennomført. Det er satt opp et flytskjema over alle materialer som inngår i fremstilling av bygningsmaterialet, og et energi- og miljøregnskap fra råstoffuttak til ferdig oppført bygg. Regnskapet er utført i en livsløpsvurdering, med 50 år som levetid på byggene. Regnskapet inkluderer også riving, gjenbruk eller deponering av materialene. Følgende kategorier av miljøpåvirkninger er vurdert:

1. Global klimaendring, som er forårsaket av CO<sub>2</sub>-utslipp
2. Forsuring, som er forårsaket av svoveldioksyd SO<sub>2</sub> og nitrøse gasser (NO<sub>x</sub>)
3. Fotokjemisk oksidasjon (ozondannelse nær bakkenivå) som i dett prosjektet forårsakes av flyktige organiske forbindelser (VOC) fra transport
4. Overgjødsling (eutrofiering) som forårsakes av nitrøse gasser (NO<sub>x</sub>).

I tillegg er forbruk av ressurser i form av fossilt brensel vurdert.

Livsløpsvurderingene er basert på prinsipper og retningslinjer som SETAC (Society of Environmental Toxicology and Chemistry) og US EPA (United States Environmental Protection Agency) har lagt til grunn.

Innsamling av energidata er splittet på elektrisitet og fossilt brensel fra utvinning av råstoff og frem til produkt på byggeplass, splittet opp i delprosesser og transport. Transport i forbindelse med fremstilling av byggevarer i Norge er av stor betydning. 10 % av CO<sub>2</sub>-utslippene kommer fra transport, mens utslipp av VOC i sin helhet kommer fra transport. For de tre eneboliger som er undersøkt utgjør 70-74 % den bærende konstruksjonen, mens interiøret (innervegger, isolasjon, vinduer, skap og hyller, etc.) utgjør vel 25 % og det tekniske utstyret 1-2 % av de totale massene. Tilsvarende tall for kontorbygg er 90 % på bærende konstruksjon, 7-8 % på interiøret og 2-3 % til det tekniske utstyret.

Det totale energiforbruket for fremstilling av eneboligene fordeler annerledes ved at interiøret står for ca. 50 % og den bærende konstruksjonen for 35-40 %, mens det tekniske utstyret står for 10-15 %. Fordelingen av det totale energiforbruket ved fremstilling av kontorbygg er ca 40 % på konstruksjon og interiør og ca. 10-20 % på det tekniske utstyret. Det er ingen signifikante forskjeller mellom kontorbygg i stål og betong, verken på energiforbruk eller utslipp. En sammenligning mellom enebolig i tre og lettklinker viser signifikant større forbruk av fossil energi og utslipp av CO<sub>2</sub>, og SO<sub>2</sub> på enebolig i lettklinker. Den samme trenden er tilstede når man sammenligner byggene innenfor kategoriene forbruk av ressurser, global klimaendring, fotokjemisk oksidasjon og overgjødsling.

En sammenligning av de totale utslipp og energiforbruk fra byggebransjen i Norge er utført for 1993. Data for energi- og miljøregnskap for boliger og kontorbygg er blitt overført til alle bygg oppført i 1993. Da stod byggeaktiviteten for 1-3 % av energiforbruket i Norge, og utslippene av CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> utgjorde henholdsvis 3 %, 4,5 % og 1,5 % av de totale utslippene.

Prosjektet konkluderer med at bygge- og anleggsvirksomheten sine utslipp av CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> i Norge er relativt små sett i en større sammenheng. Til sammenligning står oljerelatert virksomhet for ca 30 % og veitrafikk for ca. 25 % av CO<sub>2</sub>-utslippene.

Det siste prosjektet fra Byggforsk som omtales er en oppsummering av prosjektet "*Rimelige lavenergiboliger*" i regi av NFR- programmet Produktutvikling og forsøksbygging. Rapporten behandler utvikling av kostnadseffektive installasjoner i boliger. Det er begrenset hvor store tilleggskostnader som kan aksepteres ut fra rene lønnsomhetsbetraktninger med bakgrunn i dagens energipriser. Dersom lavenergiboliger skal bygges er det viktig at boligprisen omtrent ligger på dagens prisnivå for boliger. Husbankens kostnadsrammer og regelverk er lagt til grunn for boligutforming og planløsninger. Installasjoner i en bygning utgjør 30-40 % av byggekostnadene. I rapporten gis det beskrivelser og eksempler over energibesparende løsninger for planløsning, gulv på grunn, vinduer, vegg og takkonstruksjoner og tekniske installasjoner. Det er gjort energi- og kostnadsvurderinger for bygningsdeler og installasjoner. Installasjonene innbefatter ventilasjon med varmegjenvinning, sanitærinstallasjoner, elektriske kabler, og varmeanlegg. Det er også behov for å tilrettelegge boliger for fremtidige installasjoner for data- og kommunikasjonsutstyr samt elektronisk overvåkings- og varslingssystemer.

Balansert ventilasjonsanlegg med varmegjenvinning er benyttet. Viktig er dessuten sentral kanalsjakt som også kan benyttes til sentralt støvsugeranlegg. Funksjoner som god filtrering, lav støy, god tilgjengelighet, enkel betjening og lave driftskostnader er vektlagt. I lavenergiboligene er det benyttet aggregat med lave trykktap som delvis er basert på naturlige drivkrefter (vind, oppdrift). Årlig energibesparelse, i forhold til mekanisk anlegg i referansebolig, ligger på 4000-6000 kWh.

Rasjonelle sanitærinstallasjoner reduserer byggekostnadene. Valg av system og føringsveier er av stor betydning. Bruk av felles installasjonsvegg mellom kjøkken og bad gir få og korte ledningsstrek. Også for elektriske kabler er det kostnadsreduksjoner ved å konsentrere installasjonene og finne rasjonelle føringsveier.

Varmeanlegget i lavenergiboligen er basert på lavt varmebehov som forutsettes dekket av elektriske panelovner, noe som er gunstig både energiøkonomisk og med hensyn til anleggskostnader. Dimensjonerende effektbehov til oppvarming ligger på vel 4 kW. Temperaturstyring er av avgjørende betydning for en energieffektiv bolig. Dette er utført med programstyring kombinert med termostater med tidsautomatikk. Lavenergibolig er utstyrt med skorstein sentralt plassert, og ovn for fast brensel. Skorstein plassert i tilknytning til installasjonskjerm gir god varmefordeling ved fyring med biobrensel. Plassering av ovn, skorstein og bereder gjør det mulig å benytte bioenergi til oppvarming av varmt tappevann. Varmtvannsbereeder plassert på badet medfører at varmetapet kan utnyttes hele året.

Samlet årlig energibehov for lavenergiboligen er på ca. 14 000kWh eller 100 kWh/m<sup>2</sup>. Energibesparelse er ca. halvparten av det som en bolig vil ha dersom den er utført etter byggeforskrift fra 1987. Tilleggs kostnadene i rene produksjonskostnader ligger på mellom 15-20 000 kroner. Rene energibesparelser gir en inntjeningstid på 3-5 år.

## 4.2 Varmepumpeteknologi

Dette området er som nevnt i kapittel 1: Innledning, et område som ble valgt til spesiell fordypning i prosjektet. Varmepumpeteknologi blir derfor her gitt en mer omfattende omtale enn de andre energiteknologiene. I tillegg innledes det med en generell innføring i energikvalitetsprinsippet, og det sentrale *eksergi*begrepet.

### 4.2.1 Termodynamisk grunnlag

#### 4.2.1.1 *Energikvalitet - eksergi og anergi*

I dagens energisituasjon i Norge, er det blitt fokusert på begrepet *energikvalitet*. Elektrisk energi har høy energikvalitet, og varme har lavere energikvalitet. Bak denne populariserte ordbruken ligger det prinsipper som forklares av den grenen av fysikken som kalles termodynamikk. Vi vil her gi en kortfattet framstilling av disse prinsippene, da dette kan lette forståelsen av den følgende framstillingen av ulike varmepumpesystemer og -anvendelser. En forståelse av energikvalitetsbegrepet vil også være viktig for å vurdere systemer for rasjonell energianvendelse.

Alle prosesser som omhandler utnyttelse og utveksling av varme kan beskrives og analyseres ved hjelp av termodynamikkens lover. Termodynamikkens første hovedsetning forteller at energimengden i et lukket system er konstant. Energi kan verken oppstå fra intet eller forsvinne, men den kan omdannes fra og til forskjellige former. Dette danner grunnlaget for beregning av energibalanser og energistrømmer i ulike systemer. Til daglig snakker vi likevel om *energiproduksjon* og *energiforbruk*. Vi regner det som forbruk når vi bruker en kWh elektrisk energi til å drive en vaskemaskin, fordi den elektriske energien ikke blir bevart, men går over til varme. Noe går til en marginal oppvarming av rommet vaskemaskinen står i, og resten går ut som varme i avløpsvannet. Varmen utgjør samlet den samme kWh energimengde som vi ga inn til vaskemaskinen i form av elektrisk energi, men vi kan ikke nyttiggjøre oss av varmen til de samme formål som den elektriske energien. Noe er dermed gått tapt i prosessen, selv om energimengden, ifølge termodynamikken, er bevart. Dette 'noe' kan mer spesifikt (men fortsatt i populær form) betegnes som *evnen til å utføre mekanisk arbeid*, og det er denne evnen vi til daglig betegner med *energikvalitet*. I termodynamikken brukes begrepet *eksergi* for energikvalitet, samt et annet uttrykk; *anergi*. Definisjone på disse to begrepene er som følger:

Eksergi er den delen av en energimengde som gjennom en reversibel prosess fullt ut kan konverteres til en hvilken som helst annen energiform (i praksis: til mekanisk arbeid). Anergi er den resterende delen av energimengden, den som ikke kan omformes.

Eksergi kan altså både omsettes til annen eksergi og til anergi, men anergi kan bare forbli i form av anergi. Selv om eksergi i dagligtale omtales *energikvalitet*, er det ikke et kvalitativt, men et kvantitativt begrep, som kan anvendes for å beregne seg til optimal energiøkonomi.

Termodynamikken anvender også et annet begrep, entropi, som ofte blir forklart som 'grad av uorden'. Et system med høy evne til å utføre et mekanisk arbeid har lav entropi, mens et system med liten evne til dette har høy entropi. Sammenhengen mellom entropi (S) og eksergi (E) kan uttrykkes i følgende formel:

$$(1) \quad E = T_0(S_{eq} - S)$$

der E = eksergien som forbrukes når systemet går fra ikke-likevekt til likevekt.

$T_0$  = omgivelsestemperatur

$S_{eq}$  = entropien i systemet ved likevekt med omgivelsene

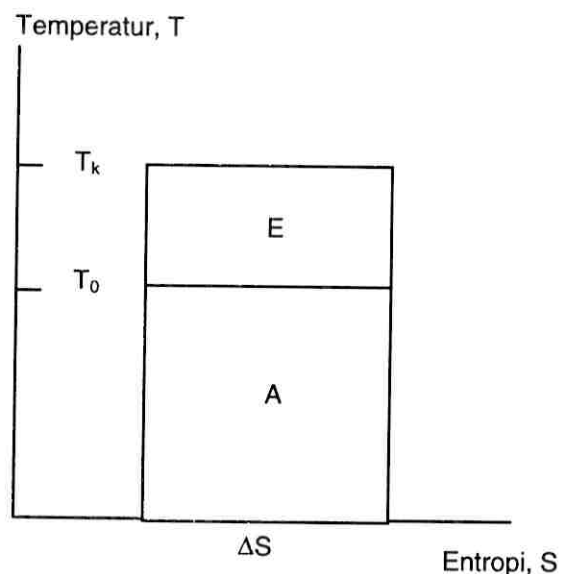
S = entropien ved avvik fra likevekt med omgivelsene

Entropi har betegnelsen energi pr. temperaturenheter (f.eks. kWh/K). Entropiendring multiplisert med temperatur gir eksergi, som dermed har samme dimensjon som energi (f.eks. kWh). En viktig forskjell på eksergi og energi er imidlertid at eksergi er definert relativt til omgivelsene. Det er altså kun ved avvik fra omgivelsene at vi kan utnytte energi som eksergi. Hvis vi går tilbake til eksempelet med vaskemaskinen, vil avløpsvannet inneholde en energimengde i form av varme, men det er kun den andelen av energien som gir avløpsvannet en høyere temperatur enn omgivelsene, som er eksergi. Når vannet har kjølnet og befinner seg på samme temperatur som omgivelsene, inneholder det fortsatt energi, men denne er nå ren anergi. Det finnes ingen temperaturforskjell vi kan utnytte, så eksergidelen er sunket til null.

Mens termodynamikkens første hovedsetning forteller at energi verken kan oppstå eller forsvinne, forteller annen hovedsetning at entropi kan øke, men ikke forsvinne.

For å illustrere eksergi- og anergimengdene i en gitt varmemengde (Q), benyttes entropibegrepet, og en vanlig framstillingsform er temperatur/entropi diagrammet (TS-diagrammet).

Figur 4.1



Entropi er implisitt definert gjennom sammenhengen:

$$(2) \quad \Delta S = \Delta Q / T \Rightarrow \Delta Q = T \Delta S$$

I definisjonen står  $\Delta S$  for entropiforandring i et system som følge av for eksempel tilførsel av en varmemengde  $\Delta Q$  til systemet ved temperatur  $T$ . En varmemengde  $Q$  kommer til uttrykk som en flate i TS-diagrammet. Figur 4.1 viser en varmemengde  $Q = E + A$  som avgis ved konstant temperaturnivå  $T_k$ . Omgivelsestemperaturen er  $T_0$ . Den delen av flaten ( $E$ ) som er over omgivelsestemperaturen  $T_0$  kan nyttiggjøres til arbeid i en ideell (tapsfri) varmekraftmaskin og utgjør eksergien i systemet. Resten ( $A$ ) er anergi.

Eksergi- og anergiandelene av total varmemengde  $Q$  kan altså beregnes som

$$(3) \quad E = Q (T_k - T_0) / T_k \Rightarrow \text{Eksergiandel} = E / Q = (T_k - T_0) / T_k$$

$$(4) \quad A = Q T_0 / T_k \Rightarrow \text{Anergiandel} = A / Q = T_0 / T_k$$

Et varmebehov består altså av en eksergiandel og en anergiandel. Ettersom det er kun eksergi som er omsettbart til annen eksergi, betyr det at eksergiandelen i et varmebehov bare kan dekkes gjennom å tilføre en tilsvarende eksergimengde. Men utfra et ønske om å oppnå optimal utnyttelse av energikvalitet, ønsker vi heller ikke å tilføre mer eksergi enn nødvendig utover dette kravet.

Et eksempel som illustrerer de ovenstående prinsippene er som følger:

Dersom en har behov for å varme opp et rom til  $22^\circ\text{C}$  (295K), og utetemperaturen er  $0^\circ\text{C}$  (273K), og totalt varmebehov  $Q$  settes lik 1 enhet, består oppvarmingsbehovet av

$$\text{Eksergiandel} = (295 - 273) / 273 = 0,075 \quad , \text{ det vil si } 7,5\% \text{ eksergi}$$

$$\text{Anergiandel} = 273 / 295 = 0,925 \quad , \text{ det vil si } 92,5\% \text{ anergi}$$

#### 4.2.1.2 Varmepumper - ideelle og virkelige virkningsgrader

Med referanse til figur 4.1 og forklaringen i forrige avsnitt, kan man definere en såkalt ideell varmpumpe. En ideell varmpumpe er en maskin som ved tilførsel av eksergi (for eksempel elektrisitet) transporterer varme (anergi) fra omgivelser med temperatur  $T_0$  opp til et høyere temperaturnivå  $T_k$ , hvor varmen avgis. For å drive varmpumpen tilføres en eksergimengde tilsvarende varmebehovets eksergidel  $E$ , mens anergidelen  $A$  av varmebehovet hentes fra omgivelsene.

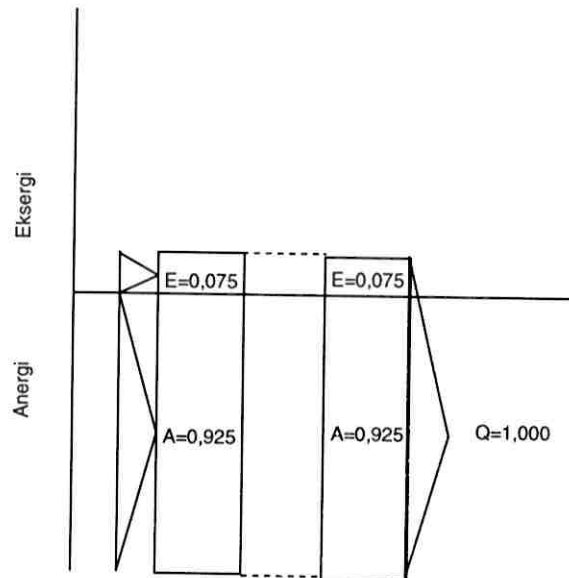
Videre kan vi definere et begrep som heter eksergivirkningsgrad ( $\eta$ ) som følger:

$$(5) \quad \text{Eksergivirkningsgrad} = \eta = \text{Eksergi}_{\text{ut}} / \text{Eksergi}_{\text{inn}}$$

Figurer 4.2 og 4.3 viser hvordan behovet for romoppvarming til  $22^\circ\text{C}$  som ble nevnt i eksempelet tidligere, teoretisk kunne dekkes ved å bruke en ideell varmpumpe (figur 4.2) eller ved elektrisk oppvarming (figur 4.3). Den ideelle varmpumpen utnytter den tilgjengelige anergien, og trenger ikke tilføres mer eksergi enn det som er nødvendig i

varmebehovet. Ved elektrisk oppvarming utnyttes ingenting av anergien i omgivelsene, og hele varmebehovet må dekkes av tilført eksergi.

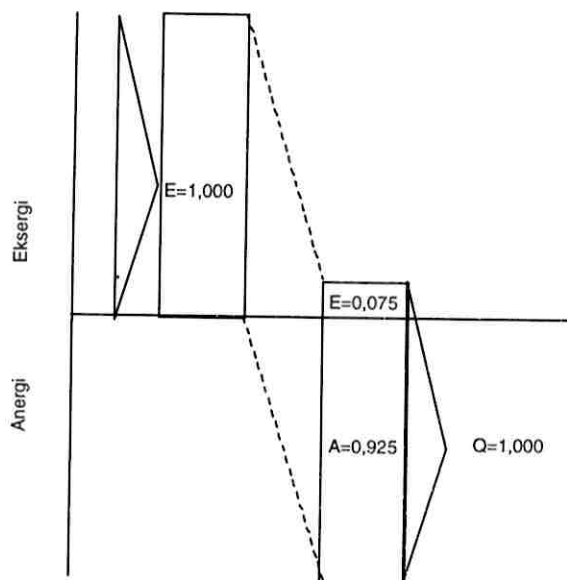
Figur 4.2. Dekning av et oppvarmingsbehov Q med ideell varmepumpe



Eksergivirkningsgraden for varmepumpen blir:

$$\eta_{vp} = 0,075/0,075 * 100\% = 100\%$$

Figur 4.3. Dekning av et oppvarmingsbehov Q med elektrisk oppvarming.



Eksergivirkningsgraden for elektrisk oppvarming blir:

$$\eta_{ei} = 0,075/1,000 * 100\% = 7,5\%$$

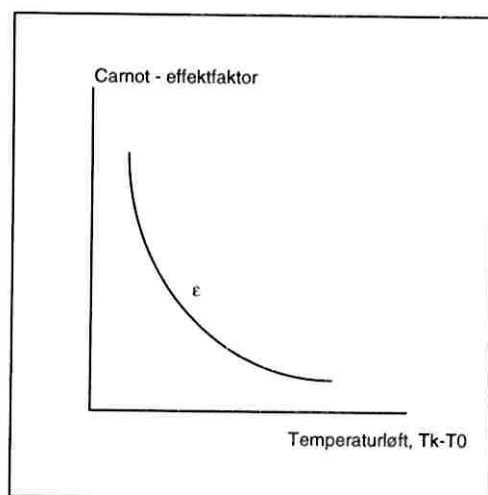


Den ideelle varmepumpen gjennomløper en såkalt *reversert Carnot-prosess*, hvor flaten A i figur 4.1 utgjør den opptatte varmemengde, flaten E utgjør den tilførte eksergi, og flaten E+A utgjør den avgitte varmen. Et begrep ved navn Carnot-effekt faktoren ( $\epsilon_c$ ) uttrykker hvor effektivt varmepumpen utfører denne prosessen:

$$(6) \quad \text{Carnot-effekt faktor} = \epsilon_c = \text{Varme}_{\text{ut}} / \text{Eksergi}_{\text{inn}} = T_k \Delta S / (T_k - T_0) \Delta S = T_k / (T_k - T_0)$$

Grafisk framstilt antar Carnot-effekt faktoren forløpet som vist på figur 4.4:

Figur 4.4. Carnot-effekt faktor



Av figurene 4.1 og 4.4 og av ligningene (3) og (4) kan vi dermed se et annet viktig prinsipp som er sentralt ved bruk av varmepumper, som har med såkalt *temperaturløft* å gjøre.

Vi ser at ved lave temperaturløft blir eksergidelen E liten i forhold til totalflaten E+A (figur 4.1), og vi oppnår en høy  $\epsilon_c$  (figur 4.4). Carnot-effekt faktoren angir altså “bytteforholdet” i avlevert varme, mot innsats av høyverdig energi, eller eksergi. En får altså mest mulig kWh varme ut pr. investert kWh eksergi, og dermed best energiøkonomi ut av varmepumpen, når en kan klare seg med lave temperaturløft. På den annen side er det ofte ønskelig med høye temperaturløft, men dette “koster” altså i form av dårligere bytteforhold mellom innsats eksergi og varmeutbytte. Et varmepumpeanlegg kan optimaliseres for høyt temperaturløft, og får da en lav effekt faktor, eller det kan optimaliseres for høy effekt faktor, men klarer da ikke så høyt temperaturløft. Det vil være et teknisk-økonomisk spørsmål for hver enkelt anvendelse om hva som er den optimale konfigurering.

I virkeligheten oppstår det en rekke termodynamiske tap i varmepumpene på avvik fra ideelle forhold hos arbeidsmediene, i kompressorer o.s.v. Dette medfører at eksergivirkningsgraden ( $\eta$ ) i praksis er lavere enn de 100% som ble illustrert i eksempelet for en ideell varmepumpe. Den virkelige effekt faktoren ( $\epsilon$ ) framkommer da



som et produkt av  $\epsilon_c$  og  $\eta$  og beregnes i praksis som et forhold mellom effektstørrelser (ikke energistørrelser):

$$(7) \quad \text{Virkelig effektfaktor} = \epsilon = \epsilon_c \eta = Q_k / P_{ei}$$

der  $Q_k$  = avgitt varmeeffekt fra varmepumpen

$P_{ei}$  = tilført eksergi-effekt (eksempelvis elektrisk effekt)

Effektfaktoren betegnes på engelsk *COP* - *Coefficient of Performance*. Denne betegnelsen er etterhvert også blitt vanlig i en del norsk faglitteratur om varmepumper.

I eksempelet vist i figur 4.2, hadde den ideelle varmepumpen en eksergivirkningsgrad på 100% og dermed en effektfaktor  $Q/P$  på  $1,0/0,075 = 13,3$ . I praksis vil eksergivirkningsgrader ligge i området 20-60%, avhengig av aggregatstørrelse (økende virkningsgrad med økende størrelse). I eksempelet for romoppvarming ville en virkelig varmepumpe hatt en typisk effektfaktor på 2,5 til 4.

Varmepumper vil ofte arbeide under varierende driftsforhold, slik at både temperaturløpsene  $T_o$  og  $T_k$  og eksergivirkningsgraden  $\eta$  vil variere over tid, og dermed også effektfaktoren  $\epsilon$ . Det er derfor vanlig å bruke begrepet *varmefaktor* ( $\Phi$ ), som en middelverdi av effektfaktoren over tid. Den er definert som forholdet mellom avlevert varme, og tilført eksergi (elektrisk energi) over et gitt tidsrom. Et år, ser en ofte betegnelsen *årsvarmefaktor*. Varmefaktoren vil naturlig nok som regel ligge lavere enn den effektfaktor som kan måles ved optimale driftsforhold.

Foruten å levere varme på kondensatorsiden har varmepumpen det fortrinnet over andre oppvarmingssystemer at anergikilden blir nedkjølt på fordampersiden, slik at den kan levere kjøling som et biprodukt av varmepumpeprosessen. Dersom man både har et behov for oppvarming og kjøling, kan varmepumpen bidra til å dekke begge disse. Energiverdien av det kjølebehovet som dekkes av varmepumpen utgjør dermed en ekstra energigevinst, og dersom dette tas med i beregningen av varmepumpens effektivitet, blir verdien høyere enn den en finner for varmefaktoren. En definerer begrepet *energifaktor* ( $\pi$ ), som summen av energiinnholdet i varme- og kjøleleveransen, dividert med tilført eksergi, over et gitt tidsrom.

På engelsk brukes begrepet *SPF* - *Seasonal Performance Factor*, om både varmefaktor og energifaktor. Det må da angis om den er beregnet for varme- eller kuldeleveranse eller for begge deler.

#### 4.2.2 Typer varmepumper

Felles for alle varmepumper er, som forklart tidligere, at de kan transportere energi fra en lav temperatur til en høyere temperatur. Lavtemperaturren hentes i form av anergi fra en *anergikilde*, og prosessen skjer ved ekstern tilførsel av *eksergi*. Ulike varmepumpesystemer løser denne oppgaven på forskjellige måter, og vi skal her belyse de viktigste kategoriene: kompressordrevne og termisk drevne varmepumper.

#### 4.2.2.1 *Kompressordrevne varmepumper*

De fleste varmepumper virker etter den såkalte kalddampprosess-syklusen. For å transportere varme fra et lavere til et høyere temperaturnivå benyttes et såkalt arbeidsmedium som fordamper og kondenserer ved ulike temperatur og trykkforhold. Arbeidsmediet er i mange tilfeller er en flyktig væske. Hovedkomponentene i en slik varmepumpe er en fordamper, en kompressor, en kondensator og en ekspansjonsventil. Komponentene er forbundet i en lukket krets, og arbeidsmediet sirkulerer gjennom disse. Fram til 1990 har varmepumper hovedsakelig benyttet ulike KFK-mediet  $\text{CF}_2\text{Cl}_2$  (difluor-diklormetan) og HKFK mediet  $\text{CHF}_2\text{Cl}$  (difluor-monokloretan). Etter at den såkalte Montreal-protokollen trådte i kraft, med krav om betydelig nedtrapping av forbruket av en del ozon-nedbrytende stoffer, har alternative arbeidsmedier blitt innført. De vanligste av disse er amoniakk, propan,  $\text{CO}_2$  og ulike HFK(hydrofluorkarbon)-blandinger. I Norge foregår det et betydelig forskningsarbeid ved SINTEF innen alternative arbeidsmedier for varmepumper.

I fordamperen holdes temperaturen til arbeidsmediet lavere enn temperaturen til varmekilden (anergikilden), slik at arbeidsmediet *opptar varme fra anergikilden*, og arbeidsmediet fordamper. Denne dampen blir så komprimert i kompressoren til høyere trykk og temperatur, her skjer altså *tilførsel av eksergi*. Den varme dampen føres så inn i kondensatoren, der den kondenserer og *avgir varme* ved høyere temperatur (men er fortsatt ved høyt trykk). Til slutt ekspanderes arbeidsmediet til fordampningstrykk i ekspansjonsventilen, og temperaturen faller igjen til under temperaturnivået til varmekilden. Arbeidsmediet er da tilbake til sin opprinnelige tilstand og entrer så igjen fordamperen.

Kompressoren er oftest elektrisk drevet, men kan også være drevet av en forbrenningsmotor, f.eks. med gass. Elektrisk drift gir lavt energitap, men dersom en vil se på varmepumpens totale utnyttelse av primærenergi, vil en se at denne avhenger sterkt av hvordan elektrisiteten er blitt generert, f.eks. om den er dannet fra vannkraftverk eller fra varmekraftverk. Når kompressoren drives av en forbrenningsmotor, utnyttes varmen fra motorens kjølevann og eksos i prosessen i tillegg til kondenseringsvarmen.

#### 4.2.2.2 *Flertrinns systemer*

Høye temperaturløft utført i ett trinn medfører høye trykk i varmepumpeprosessen. En virkelig varmepumpe avviker fra en ideell varmepumpe gjennom enkelte faktorer som forsterkes ved høye trykk. Eksempelvis øker både kompressorens slagvolum og kompressorens effektbehov i forhold til de teoretisk nødvendige verdiene. Høye trykkgasstemperaturer kan også medføre driftsproblemer for varmepumpen, på grunn av nedbrytning av arbeidsmediet og kompressoroljen. Det kan derfor ofte være aktuelt å dele prosessen opp i to eller flere trinn, hver med lavere temperaturløft. Flertrinns drift gir lavere driftskostnad på grunn av høyere effektfaktor, men krever økte investeringer i forhold til ett-trinns anlegg. Det vil derfor være en teknisk-økonomisk vurdering i det enkelte tilfelle om en skal investere i ett-trinns eller flertrinns anlegg.

#### 4.2.2.3 **Termisk drevne varmepumper (absorbsjonsvarmepumper og varmetransformatorer)**

Termisk drevne varmepumper refereres også til som absorbsjonsvarmepumper, eller som kjemiske varmepumper. Disse tilfører prosessen den nødvendige eksergi hovedsakelig i form av høytemperatur varmeenergi for å drive varmepumpeprosessen, i stedet for mekanisk energi, slik kompressordrevne systemer gjør. Termisk drevne varmepumper for romoppvarming er ofte gassdrevne, mens industrielle installasjoner oftest bruker høytrykksdamp eller overskudds prosessvarme. Termisk drevne varmepumper gir typisk lavere COP enn kompressordrevne varmepumper, men kan oppnå forholdsvis høye temperaturløft, og kan altså utnytte høytemperatur varme som eksergikilde.

Det skilles i litteraturen ofte mellom absorbsjonsvarmepumper av type I og type II. Type I gir en såkalt *varmeøkende* prosess, det vil si at en får mer varmeenergi ut enn inn. Type II gir en såkalt *temperaturøkende* prosess, det vil si at en her får mindre varmeenergi ut enn inn, men den varmen en får ut har en høyere temperatur enn inngangsvarmen.

Absorbsjonsvarmepumper (type I) utnytter evnene til enkelte væsker eller salter til å absorbere dampen til en annen væske, arbeidsvæsken. Arbeidsmediet i en absorbsjonsvarmepumpe består derfor alltid av "arbeidspar": et medium som er absorbent og et som er arbeidsvæske. Vanlig brukte arbeidspar er:

- Vann (som arbeidsvæske) og litiumbromid (som absorbent)
- Ammoniakk (som arbeidsvæske) og vann (som absorbent)

Hovedkomponentene i en absorbsjonsvarmepumpe er en fordamper, en absorbator og en koker, en kondensator og to ekspansjonsventiler.

I absorbsjonssystemer opptar arbeidsvæsken *varme fra en anergikilde* i fordamperen (på samme måte som i kompressordrevne varmepumper) og fordamper. Dampen føres så inn i absorbatoren hvor den blir løst opp i absorbentmediet. Denne prosessen *avgir varme*, og utgjør ett av bidragene til utgangsvarmen fra varmepumpen. Blandingen pumpes opp til høyt trykk ved hjelp av en elektrisk drevet pumpe (*eksergitilførsel*) og sendes deretter inn i kokeren, hvor arbeidsvæsken kokes vekk fra blandingen under høyt trykk. Til dette er det nødvendig med tilførsel av varme ved høy temperatur (dette utgjør den vesentligste *eksergitilførsel*). Den varme dampen ved høyt trykk entrer så kondensatoren, der den kondenseres og *avgir varme*, og utgjør det andre bidraget til utgangsvarmen. Arbeidsvæsken og absorbenten, som nå er adskilt etter kokingen, føres så gjennom hver sin ekspansjonsventil, slik at trykk og temperatur faller, tilbake til henholdsvis fordamperen og absorbatoren.

Eksergitilførselen skjer altså her hovedsakelig ved varme med høy temperatur, samt med en mindre mengde elektrisk energi.

Systemer som er i bruk i dag med vann og litiumbromid som mediepar kan typisk oppnå utgangstemperatur på 100°C og temperaturløft på 65°C. COP ligger vanligvis fra 1,2 til 1,4. Nyere generasjons systemer kan imidlertid oppnå høyere temperaturløft og utgangstemperaturer på opptil 260°C.

Absorbsjonsvarmepumper av type II betegnes ofte varmetransformatorer. Disse virker etter samme prinsipp som type I systemer, med den forskjell at type II systemer anvender en og samme varmekilde som både anergi- og eksergikilde. Varme ved en middels temperatur (høyere enn omgivelsesnivå, men lavere enn ønsket nivå), for eksempel spillvarme, føres både til fordampere og til generatoren, og nyttevarme ved en høyere temperatur avgis i kondensatoren. Alle varmetransformatorsystemer anvender i dag vann og litium bromid som mediepar. Disse systemene kan typisk oppnå temperaturløft på 50°C og utgangstemperaturer på 150°C. COP ligger imidlertid i underkant av 0,5. Systemene gir altså mindre enn halvparten så mye energi ut som inn, og er derfor ikke *varmeøkende*, bare *temperaturøkende*.

Varmetransformatorer må imidlertid ikke forveksles med varmevekslere. Varmevekslere flytter også energi fra et sted til et annet, men de hever ikke temperaturen.

#### **4.2.2.4 Kombinerte systemer**

I tillegg til hovedkategoriene av varmepumpesystemer, finnes det systemer basert på forskjellige kombinasjoner av de ovennevnte teknologiene.

Ett eksempel er kompresjons-absorbsjonsvarmepumper, også kalt hybride varmepumper. Disse utnytter såkalte zeotrope arbeidsmedier, det vil si medier som fordampere og kondenserer ved glidende, og ikke konstante, temperaturer. Et eksempel på et slikt zeotropt medium er blandingen av amoniakk og vann, som altså er vanlig i absorbsjonsvarmepumper. En hybrid varmepumpe inneholder både en kompressorkrets og en absorbsjonskrets. Disse varmepumpene er karakterisert blant annet ved at de er velegnet ved behov for varme ved glidende temperaturer, og ved at en ved å variere blandingsforholdene i arbeidsmediet kan arbeide innen vide temperaturgrenser. Det er også mulig å oppnå forholdsvis høye temperaturløft i ett trinn og høye utgangstemperaturer.

Et annet eksempel er varmepumpe-transformatorer, også betegnet som absorbsjonsvarmepumper, type III. Disse kombinerer egenskapene til absorbsjonsvarmepumper og varmetransformatorer, og kan levere varme med høye temperatur og samtidig svært god effektfaktor.

### **4.2.3 Varmekilder**

Den tekniske og økonomiske ytelsen til en varmepumpe er nært forbundet med egenskapene til varmekilden (anergikilden). Ideelt sett ønsker man å ha en varmekilde som tilfredstiller disse kravene:

- høy og stabil temperatur gjennom hele fyringssesongen,
- lett tilgjengelig og i tilstrekkelige mengder,
- innebærer ikke fare for korrosjon eller forurensning,
- gode termodynamiske egenskaper,
- lave investerings- og driftskostnader.

I de fleste tilfeller er det imidlertid *tilgjengelighet* av varmekilden som er en avgjørende faktor.

Tabell 4.1 gir en oversikt over vanlig brukte varmekilder og typiske temperaturområder.

Tabell 4.1

Varmekilde	Typisk temperaturområde (°C)
Luft (ute)	-15 - 20
Luft (avtrekk)	15 - 25
Grunnvann	4 - 8
Innsjø	0 - 4
Sjøvann	3 - 8
Bergvarme	4 - 8
Jord/Grunn	0 - 10
Industriell spillvarme	> 10
Kloakk	5 - 10

Varmeopptak fra flere av varmekildene kan gjøres ved to prinsipielt forskjellige systemer: direkte og indirekte systemer. I direkte systemer overføres varmen fra varmekilden (luft, sjøvann, e.l.) direkte til arbeidsmediet i varmepumpen. I indirekte systemer overføres varmen først fra varmekilden til en sirkulerende glykol- eller saltlake. Deretter overføres varmen fra laken over til arbeidsmediet. Indirekte systemer krever en ekstra investering i varmeveksleren mellom varmekilden og laken, og medfører også et energitap på grunn av en ekstra temperaturdifferanse i systemet. Termodynamisk og investeringsmessig er derfor direkte systemer å foretrekke, og er det mest anvendte i større anlegg. Indirekte systemer er imidlertid ofte lettere å vedlikeholde, og er derfor brukt en del i mindre anlegg.

#### 4.2.3.1 Luft

Uteluft er tilgjengelig overalt, og er av den grunn en av de vanligste varmekilder for varmepumper, spesielt for små anlegg. Uteluften varierer imidlertid mye i temperatur, og er lavest på vinterstid, når varmebehovet er størst. En får da høyere temperaturloft og altså dårligere effektfaktor i den delen av fyringssesongen hvor den brukes mest. Luftbaserte varmepumper egner seg derfor best i områder med mest mulig jevn utetemperatur over året.



I tillegg krever de tilførsel av energi for å drive vifter og til å avrimes med visse mellomrom. I mildt og fuktig klima vil det oppstå rimdannelse på overflaten av fordampere når temperaturen er 0 - 6°C, siden luftfuktigheten er høyest i dette temperaturintervallet. Rimdannelsen reduserer ytelsen til varmpumpesystemet, slik at periodisk avriming er nødvendig. Avriming kan foretas ved å reversere varmpumpesyklusen eller ved andre metoder som er mindre energieffektive. På grunn av energimengdene som går med til avriming, og ikke bidrar til å produsere varme, faller effektfaktoren (COP) ved økende behov for avriming. Mange automatiske avrimingssystemer er tidsstyrte, men effektivitetstapet kan begrenses dersom avriming i stedet blir behovsstyrt.

Varmpoottak fra uteluft kan skje ved både direkte og indirekte systemer.

Varmpoottak fra avtrekksluft forekommer også i mange bolighus i Norden. Varmpoottakene tapper varmen fra avtrekksluften før denne blåses ut, og selv om disse varmpoottakene er små, kan varmen dekke en betydelig del av behovet til varmtvannsberedning og noe romoppvarming i mindre hus. noen anlegg er utformet slik at de kan utnytte uteluften som varmekilde når ventilasjonsanlegget er avslått, for eksempel om natten.

#### **4.2.3.2 Sjøvann**

Sjøvann er en meget god varmekilde ved at den holder en relativt høy og jevn temperatur, og er tilgjengelig for store deler av bebyggelsen langs kysten. Vann har 4 ganger så høy varmekapasitet som luft og bedre varmeoverføringsegenskaper. På 25 - 50 meters dyp er sjøtemperaturen svært stabil gjennom året (3 - 8°C) I motsetning til uteluft som varmekilde faller ikke sjøens temperatur så lavt om vinteren, slik at en trenger mindre temperaturløft, og kan dermed oppnå en god effektfaktor. Isdannelse i varmpoottakene kan forekomme når ferskvann brukes som varmekilde, men er generelt ikke noe problem ved saltvann. Sjøvann brukes hovedsakelig for mellomstore og store varmpoottakinstallasjoner, og både direkte og indirekte systemer nyttes.

Sjøvannet som hentes opp ved hjelp av en sjøvannspumpe, føres gjennom fordampere i varmpoottakene og slippes deretter ut i sjøen. Arbeidet denne pumpen må utføre, blir større jo høyere opp fra sjøen varmpoottakene installeres. Dette er et argument for å foretrekke direkte systemer når høydeforskjellen fra anlegget til sjøen er liten. Ved indirekte systemer sirkulerer laken i et lukket system, der hydrostatisk trykk i tur- og returkrets er like, slik at det ikke kreves mer pumpearbeid i denne kretsen enn til å overvinne friksjon i rørkretsen. Av denne grunn foretrekkes gjerne indirekte systemer der det er stor høydeforskjell mellom sjø og varmpoottakene. Mellomtrinnet, der hvor sjøvannet skal varmeveksle med laken, plasseres da i en egen stasjon nær sjøen, og varmen transporteres i laken med lite pumpearbeid opp til fordampere.

Problemer ved sjøvannsbaserte varmpoottakanlegg er først og fremst forbundet med beleggdannelse, begroing av marine organismer og korrosjon.

Beleggdannelse på de varmevekslende flatene fører til dårlige varmeoverføring. Dette kan kontrolleres ved regelmessig rengjøring, noe som er lettere på direkte systemer med såkalte overrislingsfordampere.

Begroing av marine organismer (rur, blåskjell etc.) i ledninger kan i noen grad begrenses ved å holde en høy gjennomstrømningshastighet på sjøvannet (1-2 m/s).

Sjøvann kan i mange tilfeller forårsake til dels sterk korrosjonsdannelse på en rekke metaller. Problemet oppstår i pumper, varmevekslere og fordampere. Ved å velge komponenter i sjøvannspumpen i høyverdig sjøvannsbestandig materialer (titan, rustfritt stål m.m.) kan varmepumpens levetid forlenges, men den kan bli kostbar. På mindre anlegg kan varmeopptaket skje via et indirekte system, som har den fordel at sjøvannet ikke er i direkte kontakt med fordampere i varmepumpen, og denne trenger dermed ikke være sjøvannsbestandig. Direkte systemer er som nevnt termodynamisk og investeringsmessig å foretrekke i utgangspunktet, men når sjøvann utnyttes som varmekilde, stiller dette store krav til en sikker fordampningsløsning.

#### **4.2.3.3 Innsjøer og elver**

Elver og innsjøer er i prinsippet godt egnede varmekilder. Vann har gode termodynamiske egenskaper, og ferskvann har også fordelen av å være forbundet med mindre fare for korrosjon og begroing i anlegget. Den største ulempene med ferskvann er faren for frysing i fordampere når vannet kommer ned mot 0°C. Vanntemperaturen i elver og innsjøer kan ofte falle ned mot 0°C om vinteren. Det kan da bli lite varme å hente ut før det oppstår fare for frysing i fordampere. Denne varmekilden vil derfor helst være aktuell vår, sommer og høst når vanntemperaturen er høyere.

Når innsjøer er islagt om vinteren, kan isen i noen grad virke isolerende. Vanntemperaturen kan dermed i noen tilfeller holdes relativt høyt (3 - 4°C) vinteren gjennom, men dersom vannet er blitt betydelig nedkjølt før islegging, kan det også føre til at temperaturen i innsjøen forblir lav gjennom vinteren, selv på store dyp.

Korrosjon og begroing er mindre problematisk med ferskvann enn med saltvann, men faren er fortsatt til stede, mye avhengig av lokale forhold som pH-verdi, svovelinnhold og andre forurensninger. Det vil derfor være nødvendig å foreta vannanalyser på det aktuelle anleggstedet.

#### **4.2.3.4 Grunnvann**

Grunnvann holder stabile temperaturer (2-10°C) i mange områder i Norge. Nær overflaten vil temperaturen i grunnvannet variere mer med årstiden enn ved dyp på 5 - 10m eller mer. Dersom grunnvannmagasinet er i kontakt med en innsjø eller et vassdrag, kan det tas ut store vannmengder. For å utnytte grunnvann som varmekilde for varmepumper i eneboliger, bør en grunnvannskilde kunne gi minst 1500 - 2000 liter i timen. Norges geologiske undersøkelser (NGU) kan gi informasjon om de grunnvannsgeologiske forholdene ulike steder i Norge.

Varmen hentes ut fra tre hovedtyper av systemer:

- Forbruksbrønner (direkte systemer)
- Resirkulasjonsbrønner (direkte systemer)
- Indirekte varmeopptak

I forbruksbrønner pumpes grunnvannet opp og avgir varme i varmepumpen, og går deretter til et avløp eller til en egen såkalt infiltrasjonsbrønn. Dette er altså et varmeuttak fra grunnvannsreservoaret uten at vannet tilbakeføres. Mulig varmeuttak er bestemt ut fra tilgjengelig grunnvannsmengde og -temperatur. Dette systemet har god termodynamisk utnyttelse, og temperaturen på grunnvannet vil holde seg tilnærmet konstant gjennom hele fyringssesongen. Siden vannet ikke tilbakeføres, krever imidlertid dette systemet at grunnvannsbrønnen har tilstrekkelig kapasitet. Det er også meget viktig at vannkvaliteten blir undersøkt for å unngå problemer med utfelling av metaller.

I resirkulasjonsbrønner blir også vannet ført opp og avgir varme direkte til varmepumpen, men i stedet for å bare gå til avløp blir det avkjølte vannet ført tilbake til uttaksbrønnen. Denne løsningen kan være aktuell der den tilgjengelige grunnvannsmengden er for liten til at en kan bruke en forbruksbrønn. Temperaturnivået i en resirkuleringsbrønn kan synke utover i fyringssesongen, dersom tilsig av varme fra grunnen er mindre enn uttaket, og blir varmeuttaket for stort kan grunnvannet til slutt fryse. Varmemengden det er mulig å ta ut er bestemt av brønndybden, bergmassens temperatur og varmeledningsevne.

I brønner med indirekte varmeopptak sirkuleres en lake i en lukket krets mellom bunnen av brønnen og varmepumpen. En viktig faktor her er å sikre kretsen mot lekkasje, slik at en unngår å forurense grunnvannet nede i brønnen. Siden dette er et lukket system i likhet med resirkulasjonsbrønner, vil temperaturen i brønnen også her synke utover i fyringssesongen. Indirekte systemer er som tidligere nevnt termodynamisk dårligere løsninger enn direkte systemer, men fordelene er at sirkulasjonssystemet krever mindre pumpearbeid, og en unngår å bringe grunnvannet opp i varmepumpen. Dette gir en sikring mot korrosjon, begroing, utfelling og frysing.

Et annet problem med grunnvannsbaserte varmepumpesystemer er kostnadene forbundet med å installere varmekilden (boring av brønner etc.). I tillegg kan lokalt regelverk medføre begrensninger med hensyn på faren for endring av grunnvannsnivået og forurensning av grunnvannet.

#### **4.2.3.5 Berg- og jordvarme**

Bergvarme kan brukes i områder der det er liten eller ingen forkomst av grunnvann. Samme prinsipp følges som ved indirekte varmeuttak fra grunnvannsbrønner, altså med indirekte varmeuttak via en sirkulerende lake i brønnene. I mangel på grunnvann kan brønnene fylles med vann eller annen masse rundt rørledningene for å bedre varmeovergangen fra fjellmassen til den sirkulerende laken. Typisk borehullsdybde er 100 - 150 meter. Typisk verdi for mulig effektuttak er 45W pr. meter borehull, varierende fra 20 til 80 W/m avhengig av fjellmassens egenskaper. Når det er behov for stor varmekapasitet kan borehullene spres i en vifteform nedover for å nå et stort fjellvolum. Noen fjellvarmesystemer i kommersielle bygg bruker fjellmassen som energilager. Kostnadene ved boreoperasjonene er den vesentligste barrieren for utstrakt bruk av denne varmekilden. Typisk pris i 1996 var 170 kr. pr meter borehull.

Jordvarmesystemer er basert på å utnytte varmen i de øvre jordlag, som akkumulerer varme fra sola i sommerhalvåret. Varmen trekkes ut av jorda gjennom rørledninger som



er plassert horisontalt på ca. 1 meters dyp i jorda. Indirekte systemer anvendes, med en lake som sirkulerer i rørene som ligger i jorda. Det finnes imidlertid også spesielle direkte systemer, hvor fordampersiden av varmepumpen er utformet som rør som ligger direkte ned nedgravd i jorda. Her blir det arbeidsmediet i varmepumpen som sirkulerer i rørsystemet og opptar varme direkte fra jorda. Varmekapasiteten for jorda varierer med jordas fuktighet og andre klimaforhold. Fuktig myr- og leirjord kan oppta og avgi adskillig mer varme enn tørr og løs jord. Når varmen trekkes ut, vil temperaturen i jorda falle og om vinteren kan dette i kalde klima føre til frostdannelse. Om sommeren vil tilgangen på solvarme kunne tilføre jorda nok varme til å bringe den tilbake til opprinnelig temperatur. Jorda på det området hvor rørledningene ligger vil imidlertid få en lavere gjennomsnittstemperatur over året, og dette kan få innvirkning på vegetasjonen.

#### **4.2.3.6 Avløpsvann**

Avløpsvann fra husholdninger og næringsvirksomhet utgjør store energimengder. I større samleledninger er middeltemperaturen over hele fyringssesongen typisk ca. 10°C. Fra husholdningssektoren er det anslått energitilførsel til kloakknettene utgjør 4-5 TWh pr. år.

Problemene med å bruke avløpsvann er først og fremst forbundet med den til dels store variasjonen av temperatur som kan forekomme over døgnet, spesielt på oppstrøms-siden. Urenset kloakk medfører dessuten problemer knyttet til hygiene, korrosjon, begroing og rengjøring m.m. Disse problemene kan minskes ved å bruke kloakkvannet på utgangssiden av rensenanlegget som varmekilde. Problemet da er at det gjerne blir lang avstand til bebyggelse som kunne utnyttet varmen, slik at en kan bli begrenset til å bare dekke varmebehovet i selve rensenanlegget.

Avløpsvann vil ofte inneholde klorider, sulfider og ammoniumsalter, som angriper metaller som kopper, aluminium og stål. Siden kloakk ikke har noen fast sammensetning, er det vanskelig å finne generelle løsninger for materialvalg for å unngå korrosjon. Vannanalyser bør gjøres i hvert tilfelle.

Når utgangspunktet er urenset kloakk, må det også innplasseres grov- og finsiler for å fange opp sand og større fastpartikler, samt hår, tråder o.l. slik at ikke disse setter seg fast i systemet og skaper opphopning av forurensninger. I enkelte systemer veksles også strømningsretningen gjennom systemet for å hindre opphopning av urenheter. Imidlertid vil det alltid oppstå en grad av begroing i systemet, som vil redusere varmepumpens effektfaktor. Behov for enkel og effektiv rengjøring er derfor meget viktig for varmepumper som utnytter kloakk. Størst mulig grad av lukket utforming av systemene er dessuten fordelaktig for å unngå lukt og hygieniske problemer.

#### **4.2.4 Anvendelser og utviklingstrender**

Tabell 4.2 gir en oversikt over installerte varmepumpeanlegg i Norge i 1996:

Tabell 4.2

Varmeytelse (kW)	0-3	3-10	10-25	25-100	100-1000	>1000
Antall varmepumper	6000	7000	2000	3000	1000	<30
Samlet varmekapasitet (MW)	10	50	50	200	200	100
Årlig varmeproduksjon (TWh/år)	0,05	0,25	0,25	0,95	1,0	0,5
Varmekilder:						
Uteluft		X	X	X	X	
Avtrekksluft	X		X	X	X	
Sjø-/grunnvann			X	X	X	X
Industrielle prosesser				X	X	X

De fleste installasjonene er små luftbaserte anlegg som brukes i boliger og næringsbygg, mens det meste av energidekningen fra varmepumper skjer i mellomstore og større anlegg for romoppvarming i industri og yrkesbygg. Varmepumper blir også anvendt i enkelte næringer som næringsmiddelindustri, treforedling, gartnerier (drivhus) m.m.

I mange tilfeller, både i bygg og innen næringsvirksomheter, er det behov både for oppvarming og kjøling. Siden varmepumpeprosessen nedkjøler varmekilden som brukes, kan dette utnyttes til å oppnå en ønsket kjøleeffekt og dekke et kjølebehov.

#### 4.2.4.1 Bygningsoppvarming

Boligmarkedet representerer i dag et stort energisparingspotensiale, og varmepumper kan dekke romoppvarming, vannvarming samt varmegjenvinning fra ventilasjonsluft. Varnebehovet for boligoppvarming i Norge utgjør ca. 25 TWh pr. år, fordelt på 60% på eneboliger, og 40% på rekkehus og blokkleiligheter. Potensialet for energisparing på dette feltet er derfor stort. Energibehovene i bygninger som kan dekkes med varmepumper kan inndeles i tre kategorier:

- Oppvarmingsbehov i rom
- Oppvarming av vann
- Kjølebehov

Luftbaserte varmepumper er vanlig ved boliganvendelser. Det er installert svært mange såkalte luft/luft varmepumper i norske boliger. Disse krever forholdsvis lite investeringer og benytter uteluft som varmekilde og blåser varm luft inn i boligen, og i de fleste tilfeller kan prosessen snus slik at en også kan kjøle ned inneluften. En åpen planløsning i huset vil føre til at en kan få fordelt den oppvarmede eller avkjølte luften best mulig. Ulempen med luft som varmekilde er som nevnt at en oppnår mindre

energigevinst om vinteren, slik at de luftbaserte anleggene egner seg best i områder med milde vintre.

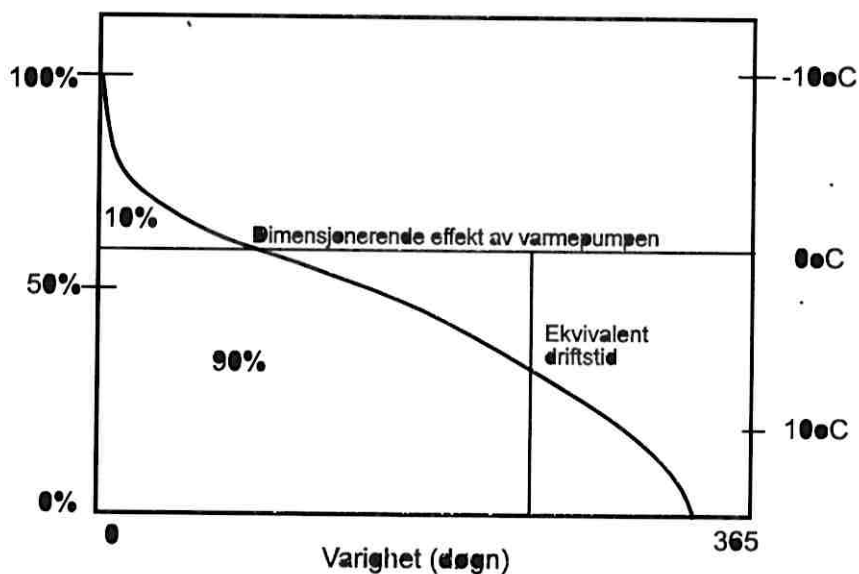
Når grunnvann, fjell, jord eller sjøvann/insjøvann brukes som varmekilde, vil investeringskostnadene bli høyere. Disse anleggene vil til gjengjeld gi bedre driftsbetingelser og høyere energiutbytte. Ved å velge vannbåren varmedistribusjon og lavtemperatur radiatorer eller gulvvarme, kreves det lavest mulig temperaturløft. Årsvarmefaktoren i slike anlegg kan komme opp i 3 til 4, og ha en tilbakebetalingstid på 5-8 år. Varmepumper kan også brukes til å dekke bygningens behov for å produsere varmt tappevann. Det kan installeres anlegg som dekker både behovene til romoppvarming og til vannvarming, men det finnes også eksempler på anlegg som kun dekker vannvarmingsbehovet. Dette krever ikke installasjon av et opplegg for vannbåren varmeledning, og kan derfor investeringsmessig være mer overkommelig som et første skritt i energirasjonalisering for bygninger som ikke har opplegg for vannbåren varme. Det finnes en rekke eksempler i Norge på anlegg som utnytter varmepumper til å dekke alle tre behov (romoppvarming, vannvarming, kjøling) i ulike kombinasjoner.

Dimensjonering og regulering av anlegget er av avgjørende betydning for økonomien i varmepumpeanlegg. Avvik fra optimal dimensjonering og regulering slår sterkere ut i økonomien for slike anlegg enn for konvensjonelle fyringsanlegg.

#### (1) Dimensjonering

Ved bygningsoppvarming varierer behovet for oppvarmingseffekt ettersom utetemperaturer varierer. For å beskrive hvordan effektbehovet i en bygning varierer over året, benyttes gjerne en såkalt effekt-varighetskurve, et eksempel på en slik er vist i figur 4.5:

Figur 4.5



Kurven viser effektbehovet på høyeste nivå (100%) og ned til laveste nivå (0%) i forhold til det antall dager i året det er behov for dette effektnivået. Kun i et lite antall dager, de få dagene i året det er kaldest ute, er det nødvendig med et høyt effektbehov til oppvarming (venstre del av kurven). Arealet under kurven viser det totale energibehovet til oppvarming (energi = effekt x tid) over året. Hvis varmpumpen dimensjoneres til å dekke det høyeste effektbehovet, ville en få et anlegg som kun utnyttet sin kapasitet i en liten del av året. Siden spesifikk investering (kr/kWh) for varmpumpeanlegg typisk er 3-5 ganger høyere enn for konvensjonelle fyringsanlegg, ville en da få et kostbart anlegg som ble dårlig utnyttet, og økonomien ville bli svært dårlig. Det er derfor vanlig at varmpumpeanlegg til bygningsoppvarming dimensjoneres slik at de kun dekker en del av maksimalt effektbehov, og at det overskytende (spisslast, eller tilsatsvarme) dekkes med en fyringskjel til å varme vannet i varmedistribusjonssystemet, eventuelt med elektrisk oppvarming. Et kjelanlegg som settes inn for å dekke spisslast vil også fungerer som reserve i tilfelle problemer og driftsstans på varmpumpen. En varmpumpe som er dimensjonert til å dekke ca. 50-60% av maksimalt effektbehov vil ofte dekke ca. 90% av det totale energibehovet gjennom et normalår.

## (2) Kontrollsystemer

Et varmpumpeanlegg må styres med et kontrollsystem som tilpasser varmeytelsen fra varmpumpen og fra tilsatsvarmeanlegget i forhold til varmebehovet i bygningen. For å oppnå best mulig varmfaktor for hele anlegget er det viktig at varmpumpen arbeider med lavest mulig temperaturløft, og at varmpumpens kapasitet utnyttes fullt ut før tilsatsvarmen settes inn. Disse kontrollsystemene gjør i økende grad bruk av mikroprosessorer teknologi. Det er derfor en utvikling i retning av avanserte styringsalgoritmer for å oppnå både maksimal energieffektivitet og komfort. Dette gjelder først og fremst i større næringsbygg med mer komplekse varme- og kjølesystemer enn i boliger.

### (a) Avanserte systemer

Det enkleste prinsippet for mikroprosessor- eller PC-styrt kontroll av varmpumpeanlegg består av at en tabell gir innstillingsverdier for anlegget som en funksjon av temperatur i varmekilde, varmesluk og endringsrate. Funksjonen, eller reglene i tabellen, blir utarbeidet enten på bakgrunn av målte erfaringsdata i bygget, eller gjennom teoretiske beregninger. Med økt utbredelse av PCer generelt har disse etterhvert funnet innpass som styringsverktøy for varmpumpeanlegg i mange industrielle anvendelser, samt for større bygg. PCer gir svært mange muligheter for avansert kontroll av varmpumpesystemer, blant annet kan en utnytte såkalt 'fuzzy logic'. Med 'fuzzy logic' styringsteknologien kan en oppnå jevnere justering av anlegget ved brått skiftende forhold og oppnå opptil 20% reduksjon i elektrisitetsbehov sammenlignet med mer konvensjonelle kontrollsystemer. Teknologien blir for eksempel i Japan anvendt i varmpumpesystemer i større fler-etasjes bygg, hvor en ønsker å dekke både kjøle- og oppvarmingsbehov, og der høyde- og trykkforskjellene mellom de ulike etasjene medfører en mer kompleks kontroll av væskestrømmene.

(b) *Lavtemperatur oppvarming i lavenergi-boliger*

I kontrast til trenden i retning av avanserte kontrollsystemer, er det en annen trend i retning av å konstruere hele boliger for optimal energiutnyttelse ved å spille på flere energikilder som f.eks. en kombinasjon av solvarme og varmepumper. Gjennom riktig utforming av boligens energiforsyningssystem kan en greie seg med enkle styringssystemer for å reagere optimalt på endringer i utetemperatur for å opprettholde komfort-nivået.

(c) *Avbrudd under høy-last perioder*

Undersøkelser og erfaringer i europeiske land har også vist at det i perioder med mye belastning på elnettet er mulig å slå av gulvvarmesystemet i boliger i opp til to timer uten merkbar endring i komfort. Siden varmebehovet i boligen dermed må dekkes over en kortere driftstid, krever dette en noe høyere arbeidstemperatur i varmedistribusjonssystemet (høyere temperaturløft), hvilket fører til ca. 5% lavere årsvarmefaktor og dermed noe dårligere økonomi. Et avansert kontrollsystem er derimot ikke nødvendig. En barriere mot denne typen energikontroll er brukerholdninger, siden brukerne må tilpasse sitt energibruk til energiforsyningssituasjonen.

(d) *BACnet protokollen*

BACnet står for Building Automation and Control networks. Dette er et bransjenettverk som oppsto i USA på bakgrunn av et opplevd behov i bransjen for en felles protokoll for alle automatiserte klimakontrollsystemer i bygninger. BACnet skal gjøre det mulig å integrere et vidt spektrum av produkter for bygningsoppvarming og -kjøling fra forskjellige leverandører, og bygger på en felles protokoll kalt BACnet protokollen.

BACnet protokollen har blitt valgt av EU som såkalt pre-standard. Den gjør det mulig for eiere av bygg å installere varme- og kjøleanlegg og tilhørende kontrollsystem fra forskjellige leverandører, slik at brukeren har større fleksibilitet ved valg av kontrollsystem.

(e) *Temperaturkontroll i boliger*

For vannbårne varmesystemer i boliger benyttes to ulike styringsprinsipper: temperaturkontroll etter ute- eller innetemperatur. Det første prinsippet, utetemperaturstyrt temperaturkontroll, baserer seg på varmetapet fra bygningen til omgivelsene. Når utetemperaturen endrer seg, må tilførselen av varme til bygningen justeres for å tilpasse seg endringen i varmetapet fra bygningen til omgivelsene. Denne type kontroll passer både for eneboliger og for bygg med flere boenheter. Ulempen med løsningen er at den ikke justerer for varme som genereres inne i bygget f.eks. på grunn av innstrålt sollys. Det andre prinsippet, innetemperaturkontroll ved termostatstyring er bare egnet for eneboliger. I det rommet hvor termostaten er montert kan varmetilførselen justeres for all påvirkning, f.eks. varmen fra innstrålt sollys, og treghet i temperaturendringer på grunn av bygningsmassen.

Temperaturen som oppnås innendørs avhenger også av hvilken varmekilde varmepumpen benytter seg av. Luftbaserte varmepumper har som kjent den ulempen at



varmekilden er kaldest når oppvarmingsbehovet er høyest, og at dette fører til en lav effektfaktor (COP) om vinteren. Siden de fleste varmepumper er laget for å kunne operere ned mot lave utetemperaturer, fører denne effekten i praksis til at mange varmepumper ved mild utetemperatur produserer for mye varme i forhold til oppvarmingsbehovet. En rekke løsninger er utviklet for å redusere denne effekten. Med varmepumper basert på fjellvarme eller grunnvann blir effekten mye mindre siden temperaturen på varmekilden varierer mindre over tid.

### (3) Andre trender innen bygningsoppvarming

#### (a) *Utvikling innen gulvvarmesystemer*

Gulvvarmesystemer har som tidligere nevnt den fordel at de er lavtemperatursystemer, altså at de kan dekke oppvarmingsbehovet i bygninger med en lav temperatur på varmeavgivelsessiden av varmepumpen og arbeide med lave temperaturløft. Behovet for varmeeffekt inne ligger typisk på 30-40W per m<sup>2</sup> gulv, hvilket igjen gir en overflatetemperatur på gulvet på 23-25°C. For å oppnå denne temperaturen kan en velge flere utførelser. Det vanligste i dag er å legge rør i stål, kopper eller plast med plater eller parkett over, eventuelt innstøpt i betong. Turtemperaturen på det sirkulerende vannet vil da typisk måtte ligge på 30-40°C. Det er imidlertid også mulig å bruke spesielle matter med god varmeledningsevne og integrerte vannkanaler, og legge gulvplatene/parketten oppå disse. Denne løsningen kan redusere kravet til turtemperaturen til 27-32°C. En enda nyere løsning går ut på å integrere rør/kanalsystemet for vannet i selve gulvbeleggsmaterialet. Dette gulvbelegget er da utformet i et materiale som gir det egenskaper som et varmelager, som tar opp varme fra det sirkulerende vannet og avgir varme til rommet. Det å ha et system med innebygget varmelager gir fleksibilitet til å styre varmepumpesystemet for optimalt energieffektivitet. Eksempelvis vil det gi muligheter for lengre tids stans av varmepumpen i perioder med høybelastning på elnettet uten at det får innvirkning på komforten.

#### (b) *Utvikling innen luft-til-luft systemer*

Luftbaserte varmepumper har som nevnt den fordel at de krever lite investeringer og er enkle i montasje og drift, mens ulempen er at temperaturen på varmekilden varierer sterkt og er lavest når en har høyest varmebehov inne. Det finnes imidlertid muligheter til å overkomme dette problemet, ved å tilføre uteluften varme slik at den holder en mer stabil temperatur gjennom året. En slik løsning som er utviklet i Østerrike er å la uteluften i de kaldeste periodene passere gjennom kanaler som er nedgravd i jorda og dermed oppta jordvarme (i prinsippet burde også luftkanaler via sjødyb kunne nyttes) før den utnyttes av varmepumpen. I tillegg gjøres det optimal nytte av avtrekkslufta i bygningen via varmevekslere.

Ved Universitetet i Graz i Østerrike hevdes det at slike avanserte luft-til-luft systemer kan oppnå årsvarmefaktorer (heating SPF) på hele 5-6 og at denne type løsninger med gunstig teknologi- og kostnadsutvikling kan bli mer kostnadseffektiv enn vannbåren varme.

#### **4.2.4.2 Geotermiske varmepumper øker i popularitet**

I Norge har hittil luft-til-luft varmepumper vært de mest vanlige fordi disse har vært relativt rimelige og relativt enkle å installere og drive. I Norge er det i den senere tid blitt en økt interesse for varmepumper som utnytter fjellvarme eller grunnvann som varmekilde. Som en felles betegnelse kalles gjerne disse for geotermiske varmepumper. Den økte interessen for geotermiske varmepumper gjelder ikke bare for boliger, men også for næringsbygg.

Investeringskostnadene for et 4-5kW varmepumpeanlegg ligger typisk på 50-70.000 kroner, inkludert boring, oppkobling til varmekilden og kontrollsystem. Dybden av borehullene ligger typisk på 75 - 150 meter, avhengig av varmebehovet, bergtype og hydrogeologiske forhold, det vil si forekomsten og eventuell bevegelse av vann i grunnen. Typisk effekt- og energi-uttak fra borehullene er henholdsvis 45 W/meter og 150 kWh/meter/år. Sammenlignet med luft-til-luft varmepumper oppnår geotermiske varmepumper typisk 20-30% høyere årsvarmefaktor (SPF), hovedsakelig fordi varmekilden er stabil gjennom året. Geotermiske varmepumper krever dermed ikke økt tilførsel av elektrisk energi i samme grad som luftbaserte varmepumper når utetemperaturen faller. Dette er en klar fordel med tanke på å minske belastningen på elnettet om vinteren.

Trender som gjør seg gjeldende innen geotermiske varmepumper er forbundet med å bevare, eventuelt øke energiinnholdet i varmekilden nede i grunnen.

En trend er basert på en ny teknikk som kalles hydraulisk trykking, og er aktuell der grunnvann er benyttet som varmekilde. Denne teknikken går ut på å påføre et hydraulisk trykk nede i borehullet for å forårsake oppsprekking av fjellet. Dette vil medføre lettere tilstrømning av grunnvann, slik at tilstrømning av ny varme øker og fører til at varmeuttaket fra varmepumpesystemet blir raskere kompensert. Dette medfører et økt totalt effekt- og energiuttak fra borehullene.

En annen trend er å utnytte grunnen som varmelager, slik at en i perioder med overskuddsvarme tilfører denne ned i grunnen. Dette er ikke aktuelt for grunnvannssystemer, der tilførsel av nytt grunnvann sørger for tilførsel av ny varme. Eventuelt tilført varme fra overflaten ville da blitt ført vekk nede i grunnen av grunnvannet. I fjellvarmesystemer kan det derimot være fordelaktig å tilføre den sirkulerende laken overskuddsvarme, for eksempel solvarme om sommeren, og føre denne ned i borehullet. Fjellmassen fungerer dermed som et sesonglager for varme. I Sverige utprøves denne type systemer, der det bores brønner for å hente varme ut fra et stort fjellvolum (50.000 til 100.000 m<sup>3</sup>), og solvarmen kan få fjelltemperaturen opp i 30-40°C, av og til opp i 70°C.

#### **4.2.4.3 Miniaturisering**

Arbeid med sikte på miniaturisering av varmepumpeteknologien er i gang på forskningsstadiet. Flere individuelle komponenter er blitt utviklet og utprøvd, og arbeid med å integrere dem til komplette systemer pågår. Det hevdes at det er mulig å bygge

bærbare enheter på en tiendedel av størrelsen til en konvensjonell enhet. Det er imidlertid svært usikkert hva som vil bli prisnivået på et fungerende system i miniatyr.

Det siktes på avanserte anvendelser, som for eksempel innen romfart, men også på enklere formål som for eksempel bærbare enheter innebygget i verne drakter for å dekke kjølebehov. Til sistnevnte arbeides det for eksempel med et batteridrevet system med 8-10 timer driftstid med vann og litium bromid som arbeidsvæsker.



### 4.3 Vannbåren varmedistribusjon, fjernvarme

Internasjonalt er det bred enighet om de miljø- og energimessige fordelene ved fjernvarmesystemer. På grunn av de store investeringene som denne teknikken krever, har imidlertid fjernvarmesystemer ikke oppnådd den utbredelsen som kunne vært miljømessig ønskelig. Fjernvarmeteknikken må i dag anses som en moden teknologi. Det foregår likevel fortsatt en del forskning og utvikling innen området, på flere hold. Et av dem gjelder isoleringen av fjernvarmerør. Her har det foregått en omlegging fra KFK-holdige til ikke-KFK-holdige isolasjonsmaterialer, men det mangler ennå data om langtidsholdbarhet for disse. I de senere år har det også vært gjennomført forsøk med såkalt "glatt vann" i fjernvarmerørledninger, det vil si at det tilsettes såpelignende stoffer i vannet slik at gjennomstrømningsmotstanden i rørene minskes. Det har dermed vist seg at sirkulasjonspumpenes elektrisitetsforbruk kan minskes med opptil 70%, eventuelt at en med samme pumpearbeid kan øke leveransen av fjernvarme tilsvarende.

For å oppnå en samlet høy effektivitet i et fjernvarmesystem er det vesentlig at brukerinstallasjonene fungerer hensiktsmessig. I den senere tid er det blitt fokusert spesielt på å kunne levere varme ved lav sirkulasjonstemperaturer og likevel ha høy utveksling av varme på brukerstedet.

Utviklingen innen informasjonsteknologi har gjort det mulig også å utvikle bedre systemer for regulering og målinger i fjernvarmesystemer. Det kan forventes en betydelig utvikling på dette feltet framover.

For at fjernvarmesystemer i utstrakt grad skal bli tatt i bruk i tynnere befolkede områder, og i nye markeder som Norge, er det behov for at teknikken blir billigere. Glatt vann kan være en del av svaret, men det vil også være behov for billigere rør og installasjonsteknikker. Foreløpig er det imidlertid mangel på avgjørende ideer som kan gi de ønskede gjennombrudd på disse områdene.

I Norge kan det forventes at vannbårne fjern- eller nærvarmesystemer i første omgang vil tas i bruk i forbindelse med varmforsyning fra varmepumper, biobrensel eller naturgass. Dersom utviklingen innen kombinasjon av energiteknologier bidrar til å senke kostnadene for vannbåren varme i Norge, vil dette igjen kunne gi bedre lønnsomhet til bioenergibaserte varmesystemer.

## **5 Lagring av energi**

Som nevnt vil det for mange av de fornybare energikildene ikke alltid være samsvar mellom når det er størst behov for energien og når det er mulig å utvinne mest. Det vil også være tilfelle at en ønsker å transportere energien fra produksjonssted til brukersted. Det vil derfor være behov for medier for kostnadmessig lagring og transport av energi.

### **5.1 Lagring av varme**

#### **Jord/fjell**

Som omtalt i avsnitt 4.2.3.5, er det ofte mulig å utnytte grunnen som varmelager. Spesielt ved bruk av varmepumper basert på berg- og jordvarme, der en har laget brønner med sirkulerende arbeidsvæsker, er det gunstig å tilføre overskuddsvarme til grunnen. Dette kan tilføres for eksempel fra solvarme, som typisk er i overskudd om sommeren, når man ikke har så stort behov for å hente varme opp fra grunnen. Eventuelt kan annen overskuddsvarme tilføres, dersom det for eksempel ligger en industribedrift med varmeoverskudd i nærheten av et bolig- eller næringsområde med et varmebehov.

Bruk av jord eller fjellgrunn som varmelager er som tidligere nevnt ikke aktuelt ved grunnforhold der grunnvann flyter gjennom varmereservoaret. Ved slike forhold ville tilført varme bare bli ført vekk og ikke kunne utnyttes.

#### **Sandlager**

Sandlager under bygninger er en annen og mye anvendt form for varmelagring. Fordelen med dette i forhold til lagring i jord og fjell er at en her kan legge opp et optimalisert vannbårent varmeledningssystem for både tilførsel og uttak av varmen fra varmelageret. Et forsøksbygg med et slikt varmelager er planlagt bygd på Bygnes på Karmøy.

#### **Kjemisk lagring**

Noen kjemiske reaksjoner er endoterme, det vil si at de skjer under opptak av varme, mens andre er eksoterme, det vil si at de skjer ved avgivelse av varme. Dette prinsippet er etterhvert blitt benyttet i flere sammenhenger til kjemisk varmelagring. Kjemiske forbindelser som dannes ved endoterme reaksjoner, kan ved vanlig trykk og temperatur lagres og fraktes på beholdere og oppbevare energien i kjemisk form. Kjemikaliene kan så ved en eksoterm reaksjon avgi energien som varme der den skal anvendes.

Grunn- og sandlagere for varme, kan utligne forskjeller i energitilgang og -bruk over tid, men er bundet til sted. All varmeproduksjon og -bruk må skje i nærheten av der lageret er. Ved kjemisk lagring er man derimot ikke bundet av sted, siden kjemikaliene som har opplagret energien kan fraktes dit det er ønskelig å anvende varmeenergien.

I Japan utføres det mye FoU arbeid innen kjemisk varmelagring. I USA er teknologien utnyttet i et stort soltårnkraftverk i California. Energien lagres i et smeltet salt av natrium- og kaliumnitrat, som senere konverterer dette til varme og elkraft via en konvensjonell damp turbin.

## **5.2 Lagring av elektrokjemisk energi**

### **5.2.1 Batterier**

De vanligste oppladbare batteritypene er bly-syre batterier, som f.eks. den typen som brukes i biler, og nikkel-cadmium (NiCd)batterier, som oftest finnes i forbrukerelektronikk som videokameraer o.l. Bly-syre batteriene kan lagre og levere større energimengder enn NiCd typen. Ulempen med batterier er imidlertid at de lekker energi, typisk 3-10% pr. måned for blybatterier, og er dessuten svært energikrevende å produsere. Beregninger viser at det tar ca 10 år før batterier har levert like mye nyttig energi som det tok å produsere dem. Det foregår mye internasjonal forskning på batterisiden, spesielt til bruk i el-biler, men så langt er det ikke gjort avgjørende gjennombrudd m.h.p. økt energilagring som er rimelig og driftssikker.

### **5.2.2 Hydrogen**

Hydrogen som drivstoff har fått økt aktualitet i forbindelse med fornybar energi. Hydrogen var et vanlig drivstoff i de tidligste motordrevne kjøretøyer, men ble fortrent av petroleumsbaserte drivstoffer. Hydrogen har den fordelen at det kan fremstilles fra vann, og blir ved forbrenning igjen konvertert til vann, uten særlig produksjon av drivhusgasser eller forurensninger. Hydrogen anvendes enten i ombygde forbrenningsmotorer (da oppstår det en del nitrøse gasser som forurensning), eller i brenselceller.

Dette kan kombineres med sol-, vind- eller bølgeenergisystemer som foruten å produsere strøm til et nett også kan benytte noe av den produserte elektriske energi til elektrolysen og dermed produsere hydrogen til å lagre energien.

Hydrogen ses for det meste på som en langsiktig løsning. Et interessant scenario som beskrives, er at det systemet vi nå bygger opp for å lagre og frakte naturgass fra Nordsjøen, senere vil kunne overtas av hydrogen når bruken av naturgass tar slutt.

#### **5.2.2.1 Framstilling av hydrogen**

##### *Framstilling fra hydrokarboner*

90% av den hydrogen som produseres i verden framstilles fra fossile råstoffer, med naturgass som dominerende råstoffkilde. Problemet med disse prosessene er, som med svært mange andre prosesser der fossile råstoffer er involvert, at det dannes CO<sub>2</sub>, som stort sett slippes ut i atmosfæren. Med de krav som kan komme til reduksjon, evt avgiftsbelegging av CO<sub>2</sub> utslipp, vil det derfor være nødvendig å inkludere i prosessene metoder for å håndtere og deponere CO<sub>2</sub>. Norsk Hydro har anslått at fjerning og

deponering av CO<sub>2</sub> ved produksjon av hydrogen fra naturgass, vil fordyre hydrogenet med ca 25%.

Pyrolyse av biomasse er beskrevet i kap 2.1.2.2. Pyrolyseprosessen kan også anvendes på naturgass eller andre hydrokarboner, men man får da dannet elementært karbon i stedet for CO<sub>2</sub>. Denne prosessen er miljømessig interessant i det at den dermed ikke gir skadelige CO<sub>2</sub> utslipp, forutsatt at det elementære karbonet ikke senere benyttes i en prosess som danner CO<sub>2</sub>.

### *Elektrolyse av vann*

En vanlig metode for å framstille hydrogen er elektrolyse av vann. Dette er en prosess som har elektrisk energi som input og hvor en får ut kjemisk energi i form av hydrogen.

Elektrolyse av vann er blitt benyttet til framstilling av hydrogen i omkring 100 år. Norsk Hydro har hatt drevet med elektrolyse av vann i Norge siden 1927, men måtte stenge det siste anlegget for et par år siden fordi denne prosessen ikke lenger kunne konkurrere med hydrogenframstilling fra hydrokarboner. I verden forøvrig finnes imidlertid flere større elektrolyseanlegg som framstiller hydrogen og oksygen i dag. Større elektrolyseanlegg blir som regel bare oppført der det er tilgang til billig elektrisitet, f.eks. fra vannkraft. På verdensbasis framstilles omkring 5% av all hydrogen ved elektrolyse. Det finnes tre forskjellige former for elektrolyse av vann; alkalisk elektrolyse, fastpolymer elektrolyse og høytemperatur elektrolyse.

Den vanligste formen for elektrolyse er i dag den alkaliske elektrolysen. Elektrolysen foregår ved en temperatur på 70-100°C. Energien som må tilføres ved alkalisk elektrolyse i form av strøm utgjør ca. 5kWh per standard kubikkmeter hydrogengass, inkludert energitap og energi til pumper mm. Virkningsgraden for alkalisk elektrolyse ligger på 80-88%. Elektrolysen foregår ved likestrøm, og elektrisiteten som tilføres må derfor ofte gjennom en likeretterprosess.

Fastpolymer elektrolyse ("Solid Polymer Electrolysis" eller SPE) er basert på en membran som består av et stoff som heter Nafion. Systemet er meget stabilt både kjemisk og termisk og fremstiller oksygen og hydrogen med høy renhet. SPE anlegg er derfor spesielt velegnet til å produsere hydrogen for brenselceller. De største firmaene på området er ABB og General Electric med SPE enheter i størrelsesorden 5-100kW.

Høytemperatur elektrolyse er elektrolyse av vanddamp ved 600-1000°C. En del av varmen som skal tilføres kan skje ved spillvarme, samt ved varmeveksling fra de varme gassene oksygen og hydrogen som blir produsert. Således er det faktisk mulig å oppnå elvirkningsgrader på over 130%, idet både elektrisitet og spillvarme tilføres og omdannes til hydrogen. Høytemperatur elektrolyse er ennå på forsøksstadiet. Foreløpig forventes det ikke at teknologien vil bli en storskalateknologi på grunn av problemer med termisk ekspansjon og korrosjon.

Foruten de ovenfor nevnte tre vanligste elektrolyseprosessene, foregår det forskning på såkalt fotoelektrokjemisk elektrolyse. Denne virker ved at det meste av energien kommer inn i form av lys. I prinsippet kan denne formen for elektrolyse betraktes som en solcelle som produserer hydrogen i stedet for elektrisitet. Et alternativ til denne prosessen eller celletypen er å separere den fotovoltaiske delen og den elektrokjemiske

delen, slik at man kan operere med en vanlig solcelle som produserer strøm, og deretter en konvensjonell elektrolyseprosess. Det forventes imidlertid at den integrerte fotoelektrokjemiske prosessen vil kunne oppnå enklere produksjon og lavere omkostninger.

#### *Framstilling fra biomasse*

Det er også arbeidet med andre metoder for å utvinne hydrogen fra biomasse, blant annet ved at denne dannes ved bakteriell nedbrytning av biomassen. En annen teknikk som det arbeides med er såkalt fotobiologisk produksjon, ved at alger kan utnytte sollys i fotosynteseprosesser til å danne hydrogen fra vann. Norsk Institutt for Vannforskning (NIVA) deltar blant annet i forskning på dette området

I Finland foregår det en betydelig produksjon av hydrogen fra torv. Hydrogenproduksjon fra biomasse i industriell skala ser ut til å ha et potensial til å oppnå konkurransedyktige priser

#### **5.2.2.2 Lagring av hydrogen**

Hydrogen kan enten lagres i gassform, i fast form eller i flytende form. En skiller mellom lagring anvendt i nettbundet elforsyning og nettuavhengige lokale anlegg.

#### *Lagring på trykkbeholdere*

Lagring under trykk på stålflasker er den formen for lagring av hydrogen som har vært benyttet lengst og som er mest utbredt ved kommersiell leveranse av hydrogen. Metoden benyttes til lagring av mindre hydrogenmengder, fordi stålflasker blir uforholdsmessig tunge når det er tale om større mengder. Spesielle komposittmaterialer for lettere trykkbeholdere er imidlertid utviklet i de senere år, og disse vil kunne anvendes f.eks. som drivstofftanker i kjøretøyer. Hydrogen under trykk på opp til 200 bar kan være anvendbart til mindre mobile lagre, til lokale brenselcelleanlegg og til transportformål, f.eks. i bytrafikk.

#### *Underjordisk lagring*

For lagring av store mengder hydrogen vil den mest økonomiske metoden være underjordisk lagring under trykk. Mange geologiske strukturer gir mulighet for å lagre hydrogen i underjordiske reservoarer, på samme måte som det gjøres for naturgass. Hydrogen har en høyere evne til å diffundere enn metan, men denne effekten har liten innvirkning på lekkasjeforhold ved denne lagringsformen. Underjordisk lagring av naturgass er en teknikk som benyttes i stor skala. Selv om de fysiske og kjemiske forskjellene på hydrogen og metan gjør at man ikke uten videre kan bytte mellom metan og hydrogen i et underjordisk reservoar, så er teknikken prinsipielt den samme ved lagring av de to gassene. Det stilles imidlertid forskjellige krav til materialer og stabilitet ved reservoaret avhengig av hvilken av gassene som skal lagres.

Underjordisk lagring av hydrogen kan skje i uttømte olje- og naturgassreservoarer, akviferer (dyptliggende vannførende jordlag), utspregte bergrom eller i saltformasjoner der man gjennom utspyling med ferskvann kan skape hulrom som er ugjennomtrengelige for hydrogen under trykk.



### *Lagring av flytende hydrogen*

Lagring av flytende hydrogen (betegnes ofte LH<sub>2</sub>) er en velprøvd teknologi som ble utviklet til romfartsformål. Hovedproblemet med lagring av flytende hydrogen er å holde temperaturen tilstrekkelig lav, siden LH<sub>2</sub> har et kokepunkt på -253°C. Derfor er det utviklet superisolerende beholdere som kan holde på det flytende hydrogenet med et minimum av avkoking. De beholdere som per i dag er utprøvet har et tap på 0,1-0,5% pr. døgn, med minst tap for de største beholderne.

Et annet problem ved lagring av flytende hydrogen er at det kreves mye energi for å kondensere hydrogenet, med dagens teknologi forbrukes ca. en tredjedel av energiinnholdet i det ferdige produktet. Nye teknikker for nedkjøling er derfor under utvikling.

### *Metallhydrider*

Lagring av hydrogen i fast form skjer i første rekke ved dannelse av kjemiske forbindelser mellom metaller og hydrogen (metallhydrider). For de fleste metaller som har praktisk interesse er reaksjonen eksoterm, det vil si at det utvikles varme ved dannelse av hydridet, og omvendt må hydridet tilføres samme mengde varme for at hydrogenet skal frigjøres fra metallet. For effektiv energiutnyttelse er det derfor viktig å kunne utnytte reaksjonsvarmen ved hydriddannelse, og at en f.eks. kan benytte spillvarme når en skal frigjøre hydrogenet.

En fordel ved hydridlagring er at ikke noe av hydrogenet går tapt over lagringstiden. Hydrogentettheten er også større i de fleste metallhydrider enn i LH<sub>2</sub>. Et problem med metallhydrider er imidlertid høy vekt samt høy pris på enkelte av dem.

### **Miljøaspekter**

Sett ut fra et miljømessig synspunkt er elektrolyse av vann en ideell metode til å framstille hydrogen. Framstillingen i seg selv medfører ingen utslipp, men det kan oppstå utslipp ved framstillingen av den elektrisiteten som skal anvendes til elektrolysen, avhengig av hvor/hvordan denne er produsert.

## **5.3 Lagring av mekanisk energi**

### **5.3.1 Vannmagasin**

Et prinsipp som er anvendt ved f.eks. bølgeenergi, er å benytte energien til å pumpe vann opp i et høyereliggende magasin, slik at det senere kan tappes ned og framstille elektrisk strøm ved vannkraft. En lignende kombinasjon av vindkraft og vannkraft er også ansett som en meget god løsning.

Videre kan en i perioder av døgnet med lave strømpriser eller overskudd på elektrisitet i markedet (f.eks. om natten) pumpe vann opp igjen i magasinene. Dette forutsetter at det er en prisforskjell på dag- og nattpriser på el og at magasinene ikke er fulle fra før.

## **6 Rammebetingelsenes betydning for valg av teknologiløsninger**

### **6.1 Rammebetingelser i Norge**

#### **6.1.1 Politiske føringer i Norge**

Under den nåværende regjeringen er det for Norge blitt formulert som en politisk målsetning at Norge i et normalår skal være selvforsynt med elkraft fra fornybare energikilder.

Denne målsetningen har konsekvenser for valg av energiløsninger og energiteknologier på en rekke områder. For å oppnå målsetningen vil det være behov for endringer på i alle fall tre områder, med hver sine konsekvenser for valg av energiløsninger:

- Senking av generelt energiforbruk.

En generell senkning av energiforbruk kan i første rekke stimuleres med informasjonstiltak. Bevisstgjøring av brukerne om deres eget elforbruk, eksempelvis gjennom hyppigere måleravlesninger og tilbakemelding til brukerne, er sannsynligvis en av flere effektive metoder.

Når det gjelder valg av energiløsninger for å senke energiforbruket, er det i første omgang aktuelt å fokusere på teknologier for rasjonell energiutnyttelse. Teknologier innen klassisk enøk, varmepumper, og avanserte IT-baserte kontrollsystemer for å rasjonalisere energibruk er eksempler på slike teknologier. Det er imidlertid et omdiskutert spørsmål om økt bruk av slike teknologier vil føre til et lavere energiforbruk totalt sett i samfunnet. En økt rasjonalisering av teknologien vil føre til at teknologibruk og dermed energiforbruk blir mer effektiv og dermed billigere, hvilket i et fritt marked kan virke i retning av økt teknologi/energibruk. Gjennom energirasjonelle teknologier oppnås dermed en teknologisk rasjonaliseringseffekt som trekker energiforbruket ned, men samtidig en priseffekt som trekker forbruket opp. Ifølge enkelte undersøkelser er priseffekten sterkest, slik at en rasjonalisering av energiteknologier ifølge disse faktisk bidrar til et økt energiforbruk. Dette er blitt betegnet som "rebound"-effekten.

For å oppnå en senkning av det totale energiforbruk gjennom bruk av rasjonelle energiteknologier, vil det derfor være nødvendig med politisk styring av virkemidler som hindrer at de frie markedskreftene gjennom rebound-effekten fører til at energiforbruket øker i stedet for å minke. En generell økning i energiprisene gjennom statlige avgifter vil i så måte være å foretrekke framfor å gi subsidier til innføring av enøk-teknologier.

- Mindre bruk av elektrisitet til varmeformål

Dette punktet er blitt framhevet som et av de mest sentrale med tanke på Norges energiforsynings situasjon. Cirka 40 TWh elektrisitet nyttes til varmeformål i dag i Norge, og utnyttelse av andre energikilder til å dekke varmebehovet vil derfor gi en stor gevinst i innspart elektrisitet, som dermed kan eksporteres eller brukes til å dekke økt elektrisitetsbehov innenlands.

Dette krever en satsing på teknologier for varmeleveranse. Som vist tidligere i denne rapporten, finnes et stort utvalg av teknologier, og det foregår samtidig en rivende utvikling av disse. I Norge har vi en del særegne forhold som gjør at optimale energiløsninger for varmeleveranse i Norge vil være annerledes enn i f.eks. Sverige og Danmark. Dette gjelder naturgrunlaget for energiutnyttelse i Norge, bosettingsmønster, en i stor grad elektrisitetsbasert bygningsmasse, mangel på vannbaserte varmesystemer i husene etc.

Teknologiløsninger for varmeleveranse og -utnyttelse som umiddelbart ser ut til å være mest aktuelle i Rogalandsområdet, er varmpumper, deponigass, naturgass og solvarmesystemer. Felles for de aller fleste varmeløsninger, både i Rogaland og i resten av landet, er imidlertid behovet for vannbårne varmesystemer. Målsetningen om å dekke en større del av Norges varmebehov med andre energikilder enn elektrisitet, er derfor i en avgjørende grad avhengig av at det settes inn virkemidler som gjør innføring av vannbåren varme lønnsom. Ett slikt virkemiddel som diskuteres i bransjen er innføring av såkalt effektavgift, det vil si en avgift per kilowatt effekt, for installering av direkte elektrisitetsbaserte oppvarmingssystemer i nye bygg. Tanken bak avgiften er å heve kostnadene ved å innføre elektrisitetsbasert oppvarming, slik at forskjellen i pris mellom ren elektrisitetsbasert oppvarming og vannbåren varme blir mindre. Ekstra kostnader for installering av vannbåren varme blir mindre og kan dermed være inntjent etter kortere tid enn det som er tilfelle i dag.

For å innføre vannbåren varme i eksisterende bygg vil offentlig tilskudd til investeringene være et egnet virkemiddel. Andre virkemidler kan f.eks. bestå i statlige påbud om å legge inn vannbårne varmesystemer i bygg over en gitt arealgrense, eller kommunale påbud i nye byggefelt som har mulighet for å utnytte fjernvarme.

Innføring av vannbåren varme står likevel som en kritisk flaskehals i bestrebelsene etter å finne alternativer til elektrisitetsbasert oppvarming i Norge. Teknologiløsninger som kan omgå denne flaskehalsen ville derfor være spesielt interessante for Norge. Det synes derfor å være viktig for norske energiverk å følge nøye utviklingen innen høyeffektive luft-til-luft varmpumper, ettersom disse kan installeres i bygg uten vannbåren varme, og har et potensiale til å bli konkurransedyktige i pris.

- Økt produksjon av energi fra fornybare energikilder, samt kogenererings-teknologier.

### **6.1.2 Harmonisering av rammebetingelsene i EU/EØS området**

Land som Danmark, Tyskland og Nederland har alle etablerte støtteordninger for å øke innslaget av fornybar energi i disse landenes energiforsyning. Fellestrekk ved disse landenes støtteordninger er at fornybar energi gis lettelse på utgiftssiden og gis



“drahjelp” på inntektssiden i form av tilskudd og garanterte minsteinntekter. Lettelsene på avgiftssiden dreier seg om helt eller delvis fritak fra eksempelvis nettkostnader, investeringsavgifter og merverdiavgift. Hjelp på inntektssiden dreier seg eksempelvis om investeringstilskudd, CO<sub>2</sub>-tilskudd, subsidier og garanterte priser for innlevering på nettet.

I Norge er rammevilkårene markert forskjellig fra disse landene. Fornybar energi konkurrerer i utgangspunktet i et liberalisert marked på lik linje med andre energiformer, og blir ikke gitt spesifikke fordeler verken på utgifts- eller inntektssiden. Fornybar energi i Norge er derfor forbundet med høyere utgifter og lavere inntekter enn i de ovennevnte europeiske land, og er pr. i dag ikke kommersielt konkurransedyktig i det norske kraftmarkedet. Det er imidlertid politisk interesse for å legge forholdene bedre til rette for fornybar energi, på grunn av miljøfordelene i forhold til andre alternativer for kraftforsyning som medfører CO<sub>2</sub>-utslipp, det være seg fra gasskraft eller fra importert kullkraft.

Det hersker ulike argumenter for og imot å gi fornybare energikilder spesifikke fordeler for å gjøre disse mer konkurransedyktige. Prinsippet om et kraftmarked med fri konkurranse tilsier at det er vanskelig å innføre bundet kjøp av kraft til en fast pris fra en bestemt energikilde, og at “ikke-diskriminerings prinsippet” skal legges til grunn for beregning av nett-tariffer for all kraft innlevert på nettet. På den annen side blir det påpekt at Norge har et felles fritt kraftmarked med Sverige, hvor spesifikke støtteordninger for fornybar energi eksisterer, og at det derfor er rimelig at slike energiformer i Norge blir gitt tilsvarende vilkår. Den samme argumentasjon vil gjelde i økende grad etterhvert som Norge øker sin kraftutveksling med andre land. Motargumentet til dette igjen er at støtteordningene for fornybar energi i angitte land er innført før kraftmarkedene ble åpnet for markeds konkurranse, og at en økende liberalisering av kraftmarkedene vil måtte føre til en nedtrapping av slike støtteordninger. På den annen side har EU satt som mål å oppnå et bidrag på 12% fra fornybare energikilder i EUs totale energiforsyning innen år 2010, et mål som vil kreve støttetiltak for introduksjon av disse energikildene.

I sum kan vi se for oss en framtid der økende grad av liberalisering og internasjonalisering av kraftmarkedet vil føre til en harmonisering av energiforsyningens rammevilkår over landegrensene. Rammevilkår i Norge vil altså komme til å gjennomgå en utvikling i retning av de som hersker i EU-landene, men fra et helt annet utgangspunkt enn i våre naboland.

En harmonisering av rammevilkårene for landene i Norden og rundt Nordsjøen vil sannsynligvis føre til økte strømpriser i Norge og politiske rammebetingelser som i større grad enn i dag støtter innføring av fornybare energikilder og rasjonelle energiløsninger. Teknologier for fornybar energi, rasjonell energiutnyttelse og nye varmeløsninger vil da kunne bli konkurransedyktige, slik at det vil åpne seg et betydelig og diversifisert marked for slike løsninger. Norske energiverks mulighet til å være konkurransedyktige på dette markedet avhenger av i hvilken grad de fram til da er proaktive og opparbeider kompetanse på de rette teknologiene og inngår de nødvendige samarbeidsallianser, for eksempel med byggesektoren.

### 6.1.3 Energimarkedet

Som nevnt ovenfor, medfører Norges energisituasjon tre hovedbehov (energirasjonalisering, nye varmeløsninger, og økt produksjon fra fornybare energikilder). I det åpne norske energimarkedet kan disse behovene dekkes både av norske og utenlandske energiselskaper. Norske selskaper har i så måte både konkurransefortrinn og -ulemper i forhold til utenlandske leverandører. De umiddelbare fortrinnene er nærheten til markedet og kjennskapen til kundebehovene. Dette fortrinnet kan imidlertid mistes dersom utenlandske selskaper bygger opp tilstrekkelig store organisasjoner i Norge, bemannet med norsk personell med erfaring fra norsk kraftmarked.

Konkurranseulempene er flere. I en artikkel i Energi 5/98 tar adm.dir. i BKK, Atle Neteland opp 5 punkt hvor han mener at norske rammevilkår diskriminerer norske energiverk i konkurransen med utenlandske. Kort sammen fattet er disse punktene:

1. Myndighetene tillater utenlandske energiprodusenter, som har monopol i sitt hjemmemarked, å handle fritt i det åpne norsk-svenske kraftmarkedet. Derved kan disse bruke høye inntekter i sitt hjemmemarked til å finansiere en lavpris-strategi i det norske markedet, mens de norske produsentene ikke får tilsvarende adgang til konkurrentenes hjemmemarked.
2. Norske selskap får mindre inntekter fra nettavkastning enn utenlandske konkurrenter. Norske myndigheter driver avkastningsregulering for nettdriftene, mens tilsvarende regulering ikke finnes i Sverige eller Finland.
3. Myndighetene pålegger norske selskap større produksjonsavgifter enn de utenlandske konkurrentene har.
4. Myndighetene pålegger norske produsenter å betale en større andel av kostnadene i hovednett, enn det konkurrentene pålegges, for å komme inn på markedet.
5. Norske selskap pålegges høyere skatter enn utenlandske selskap.

En annen faktor som kan bli en vesentlig konkurranseulempe for norske energiselskap i forhold til utenlandske konkurrenter, er forbundet med energi-Norges forhistorie. Elektrisitet og vannkraft har vært, og er, helt dominerende i vårt stasjonære energibruk. Norge har satsset lite, og har dermed lite erfaring, på områdene energirasjonalisering, ikke-elektrisitetsbaserte varmeløsninger, eller fornybare energikilder. Når utenlandske aktører innen energiforsyning og energiløsninger kommer inn på det norske markedet, har de en annen og sterkere bakgrunn enn de norske for å tilby løsninger og utstyr innen disse feltene.

Energiforsyning (både varme og elproduksjon) fra naturgass har vært framhevet sterkt i den norske debatten som et alternativ til satsing på fornybar energi. Naturgass vil etter alt å dømme komme til å spille en viktig rolle i Norges framtidige energiforsyning, i alle fall regionalt. Debatten om anvendelse av naturgass i Norge er imidlertid sterkt koblet opp til spørsmålet om CO<sub>2</sub>-utslipp, siden naturgass er en fossil energikilde. Politisk aksept for naturgassbaserte energiforsyningsløsninger vil i framtiden sannsynligvis avhenge av at det er integrert tilhørende løsninger for CO<sub>2</sub>-fjerning og -deponering, i alle fall når det gjelder store sentrale kraftverk. Spesielt gjelder dette etter at Norsk

Hydros gjennom sitt utspill har konkretisert en slik løsning og vil framstå som en ledende referanse i tiden framover. Naturgassbaserte løsninger som innbefatter CO<sub>2</sub>-fjerning og -deponering vil imidlertid i første rekke være egnet for energiselskaper som har CO<sub>2</sub>-deponeringsmuligheter i oljefelter, det vil si oljeselskaper slik som nettopp Norsk Hydro. Teknikker for CO<sub>2</sub> deponering er som tidligere nevnt i rapporten svært kostbare, og det er gjennom å bruke CO<sub>2</sub>-injeksjon til økt oljeutvinning, at oljeselskapene vil kunne ha mulighet til å få økonomi i totalløsningen. Norske kraftselskaper som ønsker å involvere seg i naturgassbasert virksomhet bør derfor vurdere hvordan de best kan adressere CO<sub>2</sub>-problematikken, enten via samarbeid med oljeindustrien eller via egne teknologiløsninger.

Mindre kogenereringsanlegg basert på naturgass er pr. i dag ikke konkurransedyktige p.g.a. den lave markedsprisen for strøm. Men med en totaleffektivitet (elektrisk + termisk) på mer enn 80% bør kogenereringsanlegg være et miljømessig fornuftig alternativ ikke minst til store gasskraftverk. Norge bør ved en omlegging av avgifts- og støttepolitikken ikke bare fokusere på vind- vannkraft, bioenergi og varmepumper, men også avgiftsmessig legge til rette for kogenerering.

#### **6.1.4 Satsingsområder**

Områder som etter RFs mening bør være attraktive satsingsområder for norske energiverk er:

- Nye varmeløsninger.
- Økt elektrisitetsproduksjon fra nye fornybare energikilder.
- Styrket kundekontakt med sikte på å etablere integrerte løsninger for kunden (lavenergiboliger, vannbåren varme i bygg)
- Allianse med arkitekter/byggebransje
  - Sammen arbeide for rammevilkår som muliggjør økonomisk innføring av vannbåren varme
  - Alternativt/parallelt: Følge utvikling av varmeløsninger som er uavhengige av vannbåren varme, f.eks. varmepumper med effektive varmluftløsninger.

På kort sikt er det etter alt å dømme noen nøkkelteknologier som peker seg ut som spesielt aktuelle og viktige i den nærmeste framtid i Norge. Disse er:

- Varmepumpeteknologi
- Vannbårne varmesystemer
- Vindenergi
- Bioenergi

Det er likevel viktig at vi allerede i dag retter oppmerksomheten på det som etter mye å dømme er teknologier som blir aktuelle på noe lengre sikt kan (men de kan komme fortere enn man tror!). De mest aktuelle er etter alt å dømme:

- Brenselceller.
- Stirling motorer
- Kogenerering

Disse teknologiene kan bli spesielt aktuelle for Norge i og med at de alle kan utnytte naturgass.

## **6.2 Offentlig støtte til tiltak for økt energieffektivitet: Eksempel Tyskland og Bayern**

Støttetiltak til utvikling/innføring av nye alternative energikilder og av energirasjonell teknologi (her sammenfattet under begrepet "energieffektivitet") ser ut til å ha lengre tradisjoner og høyere prioritet i mellomeuropeiske land enn i Norge. Dette har sine grunner i tidligere nevnte rammebetingelser som tilgang på vannkraft, priser på hhv. elektrisitet og fossile brensler, utbredelse av vannbårne varmesystemer, konkurranseforhold i energimarkedet osv.

For eksempel har Tysklands totale energiforbruk ikke økt vesentlig siden slutten av 1970-tallet. I Vest-Tyskland nådde primærenergiforbruket en topp i 1979 på 408 mill. tonn såkalte "steinkullenheter" (SKE), fulgt av et minimum i 1983 på 361,5 mill. t SKE, en ny topp i 1991 (409 mill. t SKE) for så å gå ned igjen til 406,5 i 1994. Samtidig har bruttonasjonalproduktet hatt en markert vekst i samme periode (1979-94: + 34%), slik at vi med rette kan snakke om en frakobling av energiforbruk og økonomisk vekst for Tyskland sin del.<sup>1</sup>

Det er tydelig at Tyskland har oppnådd noe som Norge bare delvis har greid. I Norge steg energiforbruket fra 18,8 mill. t oljeekvivalenter (OE) i 1979 til 23,44 mill. t i 1994, en økning på 24,7%. BNP steg i samme perioden med 53,5 %. Norge som nasjon er blitt mer energieffektiv (målt pr. mill. kr i BNP), men energiforbruket øker fremdeles.

Når Norge etterhvert har kommet i den situasjon at landet, ut fra miljø- og energipolitiske årsaker, er nødt til å endre sine "energivaner" i retning av mer rasjonell energibruk og utnytting av alternative energikilder, er det verdt å trekke inn erfaringer fra andre land. Dette kapitlet er tenkt som en illustrasjon på slike erfaringer.

Vi har valgt å presentere en tysk delstat, Bayern, som case for et land med et differensiert virkemiddelapparat. På grunn av den føderale oppbyggingen av Tyskland har husholdninger og bedrifter imidlertid mulighet til å få støtte fra både statlig og delstatsnivå. I tillegg finnes det en rekke støtteinitiativ i kommuner og i lokale/regionale energiselskap.

### **6.2.1 Oversikt over omfanget for finansiell støtte på statlig og delstatsnivå**

En viktig form for offentlig støtte til mer energieffisiens er den statlige fou-politikken. I 1996 ble det budsjettert med i alt 256 mill. DEM (ca. 1,083 mrd. kr) til forsknings- og

---

<sup>1</sup> Kilder: Schiffer, H-W. 1995: Energiemarkt Bundesrepublik Deutschland og OECD/IEA 1997: Energy Balances of OECD Countries 1994-95

utviklingsprosjekter samt demonstrasjons-/pilotanlegg innen områdene rasjonell energibruk og fornybare energikilder. <sup>2</sup> Fordelingen av midlene var som følger:

Tabell 6.1

Statens ugifter til FoU og demonstrasjonsanlegg i Tyskland 1996 (mill. DEM)

Fotovoltaik (el. fra solceller)	81,6
Vindenergi	43,0
Rasjonell energibruk	62,8
Solvarme, inkl. u-landsprosjekter	24,0
Hydrogenteknologi, energilagring	21,6
Geotermi (jordvarme)	5,0
Prosjektkoordinering, annet	18,0
<b>SUM (mill. DEM):</b>	<b>256,0</b>

Når det gjelder solceller og vind, har en - ved siden av støtte til materialforskning og teknologiutvikling - i første halvdel av 1990-årene satset mye på store demonstrasjonsprogrammer som "Tusen tak-programmet" innen solcelle-anvendelse og "100 MW-programmet" innen vindkraft. Begge programmene var så suksessfulle at de måtte utvides til hhv. 2000 tak og 250 MW. Solcelle-anleggene fikk som regel et tilskudd på 70%.

Innen solvarme-teknologi er man nå midt inne i et 10-års program kalt "Solarthermie 2000". Planlagt er støtte til maks. 100 mellomstore solvarmeanlegg på minst 100 m<sup>2</sup> solfangerareal hver, samt til flere nærvarme-anlegg med over 1000 m<sup>2</sup>. Målet er å oppnå markedsmessig konkurransedyktige kWh-priser på solvarme. Også området "solaroptimert bygging" har et eget støtteprogram.

Andre viktige fou-satsingsområder i Tyskland er for tiden: nye solcelle-materialer og utvikling av kostnadseffektive solcelle-anlegg (målsetting: reduksjon av dagens kWh-kostnad på 2 DEM til 0,40 DEM); lavenergiboliger; forbedret fjernvarme-teknologi ; energivekster (raps, siv); et stort hydro-solar-demonstrasjonsanlegg i Neunburg vom Wald, der solcellebasert hydrogenproduksjon, lagring og anvendelse i både biler og stasjonære anlegg blir utprøvd; diverse brenselceller (MCFC, SOFC, PEM-FC); ulike batterityper i elbiler, geotermi-anlegg (nærvarme, hot-dry-rock-prosess). I u-land støtter den tyske regjeringen diverse vind- og sol-demonstrasjonsanlegg med opptil 70% av anleggskostnadene.

<sup>2</sup> Kilde: Sandtner et al. 1997.



Ved siden av regjeringen i Bonn/Berlin er det på nasjonalt nivå en frittstående stiftelse, "Deutsche Bundesstiftung Umwelt", som er en viktig aktør innen fou/pilotprosjekter. Stiftelsen ble etablert av det tyske parlamentet i 1990 med en stiftelseskapital på ca. 10,5 mrd. (!) kr for å støtte miljøprosjekter. I 1996 ble det bevilget i alt ca. 620 mill. kr til miljøprosjekter, derav 53 mill. som tilskudd til 48 prosjekter innen "rasjonell energiutnyttelse og regenerative energier".<sup>3</sup> Stiftelseskapitalen stammer forøvrig fra salget av statlige eierandeler i et tysk industrikonsern.

Når det gjelder finans-støtte av tiltak som ikke er av fou-karakter, men "ute i markedet", finnes det en rekke statlige ordninger. Her de viktigste<sup>4</sup>:

a) *Stromeinspeisungsgesetz* ("strøminnmatingslov"): Siden 1991 er de regionale el-selskapene i Tyskland forpliktet til å ta imot og betale en fastlagt pris for strøm produsert av fornybare energikilder. Satsene blir årlig revidert av de sentrale myndighetene og utgjør for strøm fra vind og solceller 90%, for strøm fra mikro-vannkraftverk, deponigass, kloakkslam-gass og avfall fra landbruk, skogbruk og trebearbeiding 80%, for mini-vannkraftverk 65% av gjennomsnittlig sluttbruker-pris for elektrisitet i landet. Satsen for vind-/sol-strøm er for 1998 fastlagt til 16,79 Pf. (ca. 71 øre) pr. kWh.

Loven har ført til meget stabile rammebetingelser for private initiativ innen alternativ strømproduksjon, spesielt innen vindkraft. Det faktum at Tyskland nå er verdens største produsent av vindkraft (mer enn 2000 MW installert), kan i stor grad tilbakeføres til denne lovens virkninger.

b) *Skatte/avgiftslettelse*: På en rekke tre-produkter (fyringsved, trespon, sagflis, annet treavfall etc.) er det blitt innført avgiftslettelse. Flytende bio-drivstoffer (rapsolje o.l.) er unntatt drivstoffavgiften, det samme gjelder biogass til egen bruk, mens naturgass i biler har fått redusert drivstoffavgift. Elbileiere slipper å betale årsavgift de første fem år, deretter gjelder en redusert avgift.

c) *Gunstige lån*: Deutsche Ausgleichsbank og Kreditanstalt für Wiederaufbau, to statlige næringsutviklingsfond, har flere programmer der en gir både lavrente-lån og garantier for investeringer innen energieffektivisering og fornybare energikilder. Ett program har mellom 1991 og 1995 bevilget 578 mill DEM, et annet 1,5 mrd. DEM i samme tidsrom. Et tredje (spesielt for utvikling og markedsintroduksjon av energirelaterte innovasjoner) innvilget i 1994-1995 i alt 910 mill. DEM i lån. Alle tre programmene er fortsatt oppegående. Mellom 75 og 100% av investerings-/prosjektkostnadene kan gis som lån. Det er først og fremst små og mellomstore bedrifter som kan søke om støtte. Det førstnevnte programmet har imidlertid siden 1996 også vært åpent for private husholdninger (solvarme, solcelle, varmepumper, biomasse/-gass, geotermiske anlegg). Tre fjerdedeler av lånesummen 1991-95 gikk likevel inn i vindkraftprosjekter.

---

3 Deutsche Bundesstiftung Umwelt: Jahresbericht 1996.

4 Jfr. Förderfibel Energie 1997 og Sandtner et al. 1997.

Det finnes flere mindre låne-programmer for spesielle emner, f.eks. CO<sub>2</sub>-reduksjon i eldre private leiligheter, men disse kan ikke utdypes her.

d) *Investerings- og andre tilskudd:* Byggherrer av eneboliger/rekkehus kan via ligningskontoret få utbetalt opptil 500 DEM årlig i en åtteårsperiode i tilskudd dersom de har under byggingen har investert i spesielle energieffisiente anlegg/energiparetiltak. Dette gjelder byggherrer som er støtteberettiget til etablerertilskudd mht. egen bolig (inntektsavhengig, men med høyt tak: maks. ca. 1 mill. kr årsinntekt for ektepar).

For bedrifter såvel som privatpersoner finnes det et program for investeringstilskudd til utnyttelse av vedvarende energier ("Nutzung erneuerbarer Energien"). Omfang: 100 mill. DEM fordelt på årene 1995-98. Tabellen nedenfor gir en oversikt over tilskuddssatsene.

Tabell 6.2. Satser for investeringsstøtte innen fornybare energikilder, Tyskland 1997

Tiltak	Støttegrunnlag/tilskuddsbeløp	Maksimumssatser
Solvarme (til varmtvann og/eller husoppvarming)	DEM 250,-/m <sup>2</sup> for de første 25 m <sup>2</sup> solfangere. DEM 125,-/m <sup>2</sup> for "overskytende" m <sup>2</sup> .	DEM 1.500,- for eneboliger og 50.000,- for større bygg.
Varmepumper	DEM 300,-/kW installert varmeeffekt for de første 15 kW. Utover det: DEM 100,-/kW.	DEM 20.000,- pr. enkeltanlegg.
Vannkraftanlegg på opptil 500 kW	DEM 1.500,-/kW for helt nye og DEM 600,-/kW for utvidete eller reaktiviserte anlegg.	DEM 200.000,- pr. enkeltanlegg.
Vindkraftanlegg på mellom 450 og 2000 kW på lokaliteter med gjennomsnittlig vindhastighet (i 10 m høyde) på opptil 4,5 m/sek	DEM 200,-/kW.	DEM 100.000,- for enkeltanlegg og DEM 300.000,- for vindmøl-leparker. Ved anlegg over 1 MW: pluss hhv. 50.000,- og 150.000,-.
Solcelleanlegg (PV)	DEM 6.000,-/kW.	DEM 60.000,- pr. enkeltanlegg.
Biomasse (større enn 50 kW ved trefyring, større enn 100 kW ved annen biomasse)	DEM 120,-/kW varmeeffekt ved nyinstallerte eller utvidete anlegg.	DEM 100.000,- pr. enkeltanlegg.
Biogass fra gjødsel/ avfall overveiende fra landbruksvirksomhet	DEM 15.000,- pr. enkeltanlegg for gjæringstanker mellom 100 og 300 m <sup>3</sup> . DEM 30.000,- ved anlegg over 300 m <sup>3</sup> .	---

Det er det tyske næringsdepartementet som administrerer ordningene. Tabelloversikten tydeliggjør at det finnes faste satser som en investor kan orientere seg etter under planleggingen av et prosjekt. Dermed blir den økonomiske risikoen bedre kalkulerbar. Støttemidlene kan ikke kombineres med offentlig støtte fra andre kilder.



Som en siste interessant tilskuddsordning på nasjonalt nivå vil vi nevne tilskudd til energirådgivning for boliger. Boligeieren kan få tilskudd på mellom 900,- (ved ene- og tomannsboliger) og 1.600,- DEM (bygninger med 61-120 boenheter) når han/hun engasjerer et privat konsulentbyrå. I alt er seks størrelseskategorier med ulike satser listet opp. Boligeierens egenandel utover tilskuddet må være minimum 50,- DEM ved ene-/tomannsboliger og 2.400,- DEM ved den største bygningskategorien.

For landbruksnæringen og de nye delstatene (tidl. Øst-Tyskland) gjelder forøvrig enda flere og gunstigere låne- og tilskuddsordninger.

Som tidligere påpekt, har også de enkelte delstatene i Tyskland egne støtteordninger. Tabellene nedenfor gir en oversikt over utgiftene til tiltak innen fornybare energikilder og hva pengene ble brukt til.<sup>5</sup>

Tabell 6.3. Tyske delstaters utgifter til støtte til fornybare energikilder

Delstat	Innbyggertall 1997 (mill.)	Utgifter 1996 (mill. DEM)
Baden-Württemberg	10,3	11,7
Bayern	12,0	120,6
Berlin	3,5	5,4
Brandenburg	2,6	18,2
Bremen	0,7	0,5
Hamburg	1,7	0,6
Hessen	6,0	16,1
Mecklenburg-Vorpommern	1,8	10,7
Niedersachsen	7,8	2,2
Nordrhein-Westfalen	17,9	30,1 <sup>6</sup>
Rheinland-Pfalz	4,0	8,5
Saarland	1,1	7,5
Sachsen	4,5	14,7
Sachsen-Anhalt	2,7	9,7
Schleswig-Holstein	2,7	4,5
Thüringen	2,5	10,7
<b>I ALT:</b>	<b>80,0</b>	<b>271,6</b>

5 Kilde: Sandtner et al. 1997.

6 Tallet for delstaten Nordrhein-Westfalen gjelder for 1995.

Tabell 6.4. Tyske delstaters støttemidler til fornybare energikilder 1995, etter formål (mill. DEM)<sup>7</sup>

Vindenergi	67,5
Vannkraft	10,7
Solvarme	51,0
Solceller	15,7
Biomasse	54,1
Varmepumper	4,9
Geotermi	4,5
Rådgiving/kurs	1,9
Annet	11,4
<b>SUM 1995:</b>	<b>221,6</b>

En ser av den første tabellen (tabell 6.3) at delstatenes støttemidler til fornybare energikilder i sum tilsvarer omtrent det som staten Tyskland gir av støtte til fou (jfr. tabell 6.1). Det dreier seg m.a.o. om betydelige beløp som delstatene bevilger, selv om vi her snakker om støtte til vanlige investeringer og markedsintroduksjon, samt pilotanlegg - ikke om fou. Vindenergi, biomasse og solvarme utgjør tilsammen mer enn tre firedeler av satsingene.

I forhold til innbyggertallet er det Saarland, Brandenburg og Mecklenburg-Vorpommern, men ikke minst Bayern som ser ut til å satse mest. Bayern er også den delstaten som absolutt sett brukte aller mest penger til fornybare energier i 1996: 120,6 mill. DEM.

### 6.2.2 Støtteordninger i delstaten Bayern

Hovedvekten av delstaten Bayern sin innsats for å fremme energieffektivitet ligger på anvendelse av allerede etablerte teknologier. Tre programmer er sentrale i denne sammenheng:<sup>8</sup> (1) Et program for utnyttelse av fornybare energier: Både private husholdninger, bedrifter og offentlige institusjoner kan få støtte til solvarme- og varmpumpe-anlegg. (2) Et program for små vannkraftverk. Her er det eieren som får støtte. (3) Et tredelt program for introduksjon av biomasse- (først og fremst trevirke-) fyringsanlegg.

<sup>7</sup> Kilde: Gutermuth 1997.

<sup>8</sup> Kilde: Förderfibel Energie 1997 samt telefonsamtale med saksbehandleren for biobrensel-prosjektene.

Tabell 6.5. Satser for investeringsstøtte innen fornybare energikilder, Bayern 1997

Tiltak	Støttegrunnlag/tilskuddsbeløp	Maksimumssatser
Solvarme-anlegg	Ved eneboliger: DEM 1.500,-. Ellers: DEM 250,-/m <sup>2</sup> solfangerareal for såk. flatkollektorer og 350,- for vakuumbkollektorer. <sup>9</sup>	DEM 25.000,- pr. anlegg.
Varmepumper	DEM 400,-/kW installert varmeeffekt.	DEM 25.000,- pr. anlegg. 30% av investeringskostnadene.
Vannkraftanlegg på opptil 1000 kW	Opptil 30 % av total kostnader (inkl. konsulent tjenester) for nye, utvidete eller reaktiverte anlegg.	DEM 8.000,- pr. kW.
Større trevirke-anlegg over 0,1 MW	Individuell saksbehandling av prosjektene. Mellom 30 og 48% tilskudd av totale utgifter (f.eks. inkl. investeringer i nærvarmeanlegg). Kun ubehandlet trevirke. Minst 50% av det må komme fra land-/skogbruk.	48% av investeringskostnader. (maks. 30% for vanlige prosjekter, 10% ekstra for små/mellomstore bedrifter, 8% ekstra ved innovative løsninger).
Automatisk matede treflisanlegg med 20-100 kW effekt	Satser differensiert etter effektivitet/utslippskrav og anleggets størrelse. I laveste utslippsklasse: DEM 2.000,- pr. anlegg. Nest-høyere klasse: Mellom 8.000,- for de minste og 12.000,- for de største anleggene. I høyeste (=strengeste) utslippsklasse: 12.000,- til 16.000,-.	---
Manuelle vedfyringsanlegg med 20-49 kW effekt og varmelager	DEM 250,-/kW.	---

Sammenligner vi denne tabellen med den over de statlige støttesatsene i Tyskland (jfr. tabell 6.2), ser vi at det stort sett gis bedre betingelser - dvs. mer penger - i Bayern. Delstaten har i de siste årene spesielt satset på biobrenselanlegg. Mellom 1990 og 1996 er det blitt brukt over 100 mill. DEM (ca. 425 mill. kr) i støtte på dette området. 45 større varmesentraler (0,1 til 73 MW) og 1500 mindre anlegg er blitt installert i denne tiden.<sup>10</sup> Ifølge næringsministeren i Bayern har delstatsregjeringen dessuten brukt 80 mill. DEM for å få installert i alt 30.000 solvarmeanlegg og varmpumper siden 1992.<sup>11</sup>

9 Vakuumbkollektorer er mer effektive og kan oppnå høyere temperaturer, men er dyrere i anskaffelse.

10 Kornell og Remler 1997 (<http://www.carmen-ev.de/publikationen/publ1297.htm>)

11 Kilde: <http://www.tam.de/pages/nachrich/wirt.htm>

Vindkraft- og solcelleanlegg har vi imidlertid ikke sett noe eget støtteprogram for i Bayern. Det finnes dog et program for utvikling og demonstrasjon av nye energiteknologier (omfatter både produksjon og bruk av energi og kan også inkludere forundersøkelser). Tilskuddssatsen her er som regel 30%, ved spesielt interessante prosjekter opptil 50%.

Ved siden av investeringstilskudd fra disse spesialprogrammene inneholder en rekke vanlige nærings- og boligpolitiske støtteordninger "energiklausuler" eller moduler som muliggjør tilskudd eller rimelige lån. Vi kan her nevne to ordninger for tilskudd/lån til energieffektiviserende investeringer i landbruket og innen matvareforedling, tre ordninger for tilleggslån til energirelaterte investeringer innen vareproduserende sektor og håndverk (spesielt små/mellomstore bedrifter) samt en ordning for modernisering av utleieboliger (både private og i borettslag).

Det gis også diverse tilskudd til rådgivning/utredning. Små og mellomstore bedrifter kan få støtte innenfor to programmer for hhv. strategisk og teknologisk rådgivning. I førstnevnte tilfelle kan en få støtte på ca. 1.500 kr pr. dagsverk i konsulentutgifter. I løpet av en fireårsperiode kan en få tilskudd til opptil 20 konsulent-dagsverk. Når det gjelder tekniske konsulenttenester, kan bedriften motta opptil 75% tilskudd for en intensiv-rådgivning på maks. 10 dager. Videre finnes et eget energirådgivningsprogram for mindre bedrifter innen handelsnæringen, der to utvalgte rådgivningsselskap for handelsstanden må benyttes for å kunne få et tilskudd på opptil 3.400 kr pr. konsulent-dagsverk rettet mot energiøkonomisering.

Som en siste tilskuddsordning vil vi nevne programmet for "kommunale energisparekonsepter". Bayerske kommuner, fylkeskommuner og kommunale selskap kan få opptil 50% støtte (maks. DEM 50.000) til kartlegginger/analyser mht. innsats av energieffektive teknologier i kommunale eiendommer. Også til utredninger av alternative energiforsyningssystemer for nye boligfelt kan det gis tilskudd.

På delstatsnivå er det i Bayern også en annen aktør som etterhvert har inntatt en viktig pådriverrolle innen energieffektivisering, nemlig energiverket "Bayernwerk AG". Bayernwerk er ett av de ni store produksjonsselskap i Tyskland. Sammen med sine regionale distribusjonsselskap og i samråd med delstatsregjeringen (som forøvrig eier 25% av selskapet) har Bayernwerk lagt opp en programpakke, "Energiframtid Bayern", der det skal brukes i alt 100 mill. DEM i perioden 1996-2000 fordelt på følgende fire områder: effektiv energibruk, varmepumper/ solvarme, fotovoltaik/hydrogen og biomasse. Hvert område tilgodeses med ca. 25 mill. DEM.<sup>12</sup>

Innen området "effektiv energibruk" er det for tiden fem hovedprosjekter for energirådgivning: belysning i større bygninger, energisparing i storkjøkkener og restauranter, energisparing innen frisørhåndverket, systematisk energisjekk av offentlige

---

12 Kilde: <http://www.bayern.de/EnergiezukunftBayern/>

bygg og etablering av regionale "lavenergi-mønsterhus" som kan besøkes av interesserte byggherrer.

Innen varmpumper/solvarmeanlegg henvender Bayernwerk seg spesielt til arkitekter og bygg-/VVS-håndverkere med kompetanseoppbyggende og motiverende tiltak. For de første varmpumpene som håndverkeren installerer, blir det utbetalt en premie på 1.000 DEM. Videre bidrar selskapet til ytterligere teknologiutvikling og gir direkte tilskudd innen varmpumpe-installering i privathus (400,- DEM pr. kW, som kommer i tillegg til evt. offentlig støtte).

Innen området fotovoltaik/hydrogen finnes f.eks. underprogrammet "sol i rådhuset". Alle kommuner i Bayernwerk-området får tilbudt et komplett byggesett for et solcellepanel-anlegg på 1 kW. Byggesettet har en verdi på 14.000 DEM, men blir solgt for 4.000. Kommunene må selv bygge opp anlegget. På messeområdet i München har Bayernwerk dessuten bidratt til å bygge opp verdens største solcelle-anlegg (38.100 m<sup>2</sup>, maks. 1.016 kW).<sup>13</sup> Når det gjelder hydrogen ligger hovedfokus på spørsmålene lagring og anvendelse.

Innen biomasse-området støtter Bayernwerk opp under etablering av varmesentraler fra 100 kW og oppover. En tilbyr gratis ingeniør- og økonomikompetanse og et kapitalinnskudd på opptil 20% (som medeier). Biogassanlegg i landbruket blir støttet med tilskudd på opptil 100.000 DEM, og vitenskapelige undersøkelser i driftsfasen med opptil 20.000 DEM.

En siste instans som skal nevnes som viktig aktør i "støttelandskapet" mht. energieffektivisering, er kommuner og kommunale energiselskap. En rekke kommuner i Bayern som ellers i Tyskland har vedtatt egne støtteordninger eller anvist sitt e-verk å innføre slike. Ofte har slike vedtak sitt utspring i lokale miljøplaner, klimavernplaner eller lokale Agenda 21-prosjekter.

I en tabellarisk oversikt i "Förderfibel Energie" (1997) over tyske kommuner med egne økonomiske virkemidler har vi identifisert 30 bayerske kommuner. Denne listen er helt sikkert ikke fullstendig, men kan likevel formidle et inntrykk av kommunalt engasjement i delstaten.

---

13 Blick durch die Wirtschaft 22. juni 1998, s. 6.

Tabell 6.6. Kommunale støtteordninger. Basis: 30 kommuner i Bayern 1997

Emne/formål	Tilskudd	Gunstig lån	Spesielle inn- matingstariffer
Vannkraft	1		1
Biomasse	3		1
Biogass	1		
Vindkraft			1
Solceller	8		10
Solvarme	12	1	1
Lavenergihus	2		
Fjernvarme-tilknytning	1		
Varmepumper	5		
Omstilling til gasskjele	4	1	
Kondensasjons-gasskjele	4		
Lavenergi-husholdn.apparater	1		
Etterisolering	2		

Som en kan se av tabell 6.6, finnes det på kommunalt nivå et bredt spekter av ulike støtteordninger til både alternative energikilder og energiøkonomisering. Mest utbredt er diverse former for tilskudd, spesielt til solvarme- og solcelleanlegg. Men også varmpumper, overgang til (kondensasjons-)gasskjeler og biomasse-anlegg ser ut til å være utbredte tilskuddsområder.

Tildeling av gunstige lån er relativt lite brukt som virkemiddel. Derimot har en rekke kommuner/lokale e-verk godt hen og vedtatt spesielle innmatingstariffer for alternativ energiproduksjon. Her er det igjen sol-strøm fra fotovoltaik-anlegg (solceller) som tilgodeses med særskilte (=høye) kWh-priser som produsenten får.

Avslutningsvis vil vi nevne en bayersk kommune som har gått en egen vei når det gjelder virkemidler: Ottobrunn i nærheten av München (18.600 innbyggere).<sup>14</sup> I Ottobrunn gis ikke støtte til bestemte teknologier, og heller ikke i forhold til investeringsomfanget. Støtten er kun resultatorientert. Når en en- eller tomannsbolig i løpet av et år klarer å redusere sitt fyringsoljeforbruk med minst 20%, får en som en engangspremie 3,- DEM pr. liter innspart olje. Det er likegyldig hvordan man har oppnådd dette, om med etterisolering, ny kjele, solvarme-anlegg osv.

14 UmweltMagazin 9/1997: Ökologische Stadtentwicklung - Beispiele mit Vorbildcharakter, s. 33-34.



Samme prinsipp er også anvendt på strøm. Enhver som kan vise til minst 10% mindre strømforbruk fra ett år til det neste, kan få en innsparingspremie på 0,40 DEM pr. kWh. På denne måten kan folk selv velge måten å oppnå innsparingene på.

I perioden 1994-1997 utbetalte Ottobrunn kommune tilsammen ca. 1.700.000 kr.

### **6.3 Avsluttende kommentar**

Gjennomgangen av støtteordninger har vist at man i Tyskland såvel på statlig som på delstats-nivå har et aktivt forhold til utfordringen om å fremme energieffektivitet. Vi vil i sammenheng med policy-utformingen i Tyskland peke på noen generelle trekk:

- (1) På en rekke teknologi- og kompetanseområder finnes det både på nasjonalt plan og i delstatene faste tilskudds- og låneordninger. De som oppfyller definerte krav, får støtte til investering eller rådgivning. Dette gir en høy planleggingssikkerhet mht. nyinvesteringer.
- (2) Støtteordningene retter seg både mot bedrifter og enkelthusholdninger. Folk som ønsker å gjøre noe innen energieffektivisering, spesielt de som er i en byggherresituasjon, kan få betydelig økonomisk støtte.
- (3) Man satser i Tyskland store beløp ikke bare på de teknologisk og økonomisk mest modne alternativer som vindkraft, varmepumper og biomasse, men tør også å investere kraftig i framtidsteknologier som solenergi, hydrogen og brenselceller. Tyske myndigheter er i denne sammenheng like mye opptatt av industripolitiske aspekter (Tysklands stilling som ledende teknologi- og industrinasjon) som av miljøpolitiske.
- (4) Enkelte delstater som f.eks. Bayern har til dels enda bedre støttekondisjoner enn staten. Dessuten har også miljøstiftelser, energiselskap og enkeltkommuner egne støtteordninger. I sum kan dette nesten se ut som for mye av det gode og som overbudspolitik.
- (5) Det som antageligvis har betydd mest for utvikling av alternative energikilder de siste årene, er strøminnmatingsloven (jfr. pkt. 6.2.1 a). Spesielt for utbygging av vindkraft, men også for cogenereringsanlegg og mini-vannkraftverk har denne loven skapt meget gode og stabile rammebetingelser for lønnsomhet, med høye investeringsrater som følge. De store energiselskapene som må ta imot og betale for strømmen etter fastlagte satser, er imidlertid lite begeistret for denne ordningen og har flere ganger - om enn forgjeves - prøvd å få opphevet loven.

## Referanser

### Generelt:

- *Energy Technologies For The 21st Century*, IEA/OECD, Paris 1997
- *Enhancing The Deployment Of Energy Technology*, IEA/OECD, Paris 1997
- *Key Issues In Developing Renewables*, IEA/OECD, Paris 1997
- *Nye fornybare energikilder*, Norges Forskningsråd - NYTEK, Mars 1996
- *Energi- og vassdragsvirksomheten i Norge. Faktaheftet 97*, Olje- og energidepartementet, 1997.
- *Energiforskning - status og perspektiver*, Energistyrelsen, Danmark, 1995
- *Teknologidata for vedvarende energianlæg*, del 1-2, Energistyrelsen, Danmark, 1996
- *Teknologidata for el- og varmeproduksjonsanlæg*, Energistyrelsen, Danmark, 1995
- *Renewable Energy*, Shell Briefing Service, No.1, 1994.
- H G Brauch: *Energiepolitik*, Springer-Verlag, Berlin Heidelberg 1997
- H Lehmann, T Reetz: *Zukunftsenergien. Strategien einer neuen Energiepolitik*. Birkhäuser Verlag, Berlin 1995
- ABB informasjonssider: *Renewable Energy - Comparison*.  
<http://www.abb.se/environ/comp1.htm>

Informasjon om hver enkelt teknologi er hentet ut fra ovennevnte kilder.

I tillegg er følgende kilder brukt for utfyllende informasjon på de enkelte angitte teknologiområdene:

### Fossil energi

- *Rensing og deponering av CO<sub>2</sub>*, Bellona faktaark nr 89 - 20 03
- *Brennwert-Teknik*. Stadtwerke Velbert.  
<http://www.stwvelbert.de/stw/sparen/gas/brennwer/brennwer.htm>, samt telefonsamtale med Morten Fossum, SINTEF Energi.

### Bioenergi

- *Bioenergi-guiden*, Norsk Bioenergiforening, september 1996



- *Bioenergi 97*, Konferanserapport fra Nordisk Bioenergikonferanse, Oslo, 7.-8. oktober 1997
- *Rapport fra det Interdepartementale arbeidsutvalget for Bioenergi*, Olje- og Energidepartementet, ODIN, 21.1.97.
- *Bioenergi*. Bellona faktaark nr 19 - 18 12 96
- *Energy From Landfills*, Florida Agricultural Information Retrieval System, University of Florida. <http://128.227.103.58/txt/fairs/44752>
- *The Coordinated Landfill Gas Project*. Luleå Tekniska Universitet [http://www.sb.luth.se/ut/projects/Coordinated\\_landfill\\_gas\\_project/index.html](http://www.sb.luth.se/ut/projects/Coordinated_landfill_gas_project/index.html)
- *Landets første anlegg for biogass på Åna*. Stavanger Aftenblad 29.8.97
- *The Future Of Biogas In Europe*, Proceedings, Herning Congress Centre, Denmark, 8.-10. september 1997
- *Biogassfællesanlæg fra ide til realitet*, Energistyrelsen, Danmark, November 1995.
- Dansk Bioenergi, nr. 16, August 94 - nr.37, Februar 1998
- Bioenergi, Norsk Bioenergiforening, nr.1-4 1996
- Å Bremer: *Trebasert bioenergi - noko for Hordaland?* Bergens Tidene 6.8.97
- Informasjon om Energos/Aitos på <http://www.energus.com>
- M Kern et al: *Systematik und Vergleich von Anlagen zur anaeroben Abfallbehandlung*. Abfall-Wirtschaft. Biologische Abfallbehandlung III. MIC Baeza-Verlag Witzenhausen 1996
- *Reaktor gewinnt Brennstoffe aus Biomasse*, Blick durch die Wirtschaft, 1.10.97

## Solenergi

- *Solceller*. Bellona faktaark nr 20 - 18 12 96
- W B Stine, R B Diver: *A Compendium of Solar Dish/Stirling Technology*. <http://solstice.crest.org/renewables/dish-stirling/index.html>
- H Barnes: *Photovoltaic Power Systems in Selected IEA Member Countries*. CADDET Renewable Energy Newsletter 2/97
- P Kolbeck: *Combined low and solar energy design houses in Skotteparken*. CADDET Energy Efficiency Newsletter 1/98
- *Solarstrom aus Fensterglas*, Energie Und Management 15.11.96
- *Kosten für Solar- und Windenergie sinken*. Energie und Management, 1.3.96

## Vindenergi

- P Gipe: *Wind Energy Comes Of Age*, John Wiley & Sons 1995.
- *Vindmølle gir varmt vann*, Stavanger Aftenblad 5.8.97
- Innlegg under "Vindkraft og energiforskning", NYTEK-Programmetts Bransjedag, Oslo 20.11.97
- Innlegg under Energiforsyningens lederforening, temamøte om vindkraft og små vannkraftverk 14.10.97, Ålgård
- Innlegg under "Vindkraft i fokus", Norsk Vindkraft Forum, Bryne, 20-21.2.98
- *SAVOS Vindkraftkonferanse, Konferanserapport*, Kristiansund 12-13.5.98
- Informasjonssider til Danish Wind Turbine Manufacturers Association, <http://www.windpower.dk/tour/index.htm>
- *WEGA II - Large wind turbines. Intermediate design reports on the projects.* European Commission DG XII, Joule II Report EUR16902 EN, 1996
- *Vindkraft*, Bellona faktaark nr. 7 - 28 03 96
- T Nash: *Design and Construction of the Vortec Seven*, Vortec Energy Ltd., New Zealand. <http://www.vortecenergy.co.nz/vortre.htm>
- I Anderson: *Blowing Hot*, New Scientist, 26 July 1997
- *Denmark's Second Off-Shore Wind Farm.* CADDET Technical Brochure No 39, United Kingdom 1996

## Vann-, tidevann-, bølgekraft

- *Fornyelse av kraftverk kan erstatte strøimport.* NTB, Oslo 15.8.97
- *Opprustning fortsatt billigst*, Energi 1/98
- Ø Lund: *Improved Energy Efficiency - From Generation To Consumption.* Innlegg under ENS-97. [http://www.ens.no/summary\\_report/OeivindLund.html](http://www.ens.no/summary_report/OeivindLund.html)
- E A Maurer: *New Markets For Small-scale Hydro*, CADDET Renewable Energy newsletter, December 1997
- K Gjermundrød: *Veiledning i planlegging av mikro- og minikraftverk*, , NVE, Energiavdelingen, publikasjon nr. 5/93, rev C.
- Innlegg under Energiforsyningens lederforening, temamøte om vindkraft og små vannkraftverk 14.10.97, Ålgård
- *New Turbine Technology Cuts The Costs Of Small-scale Hydro Plants.* CADDET Technical Brochure No. 24, United Kingdom 1995
- Å Dragland: *Strøm av strøm.* Gemini nr 3, 1997, <http://www.oslo.sintef.no/gemini/1997-03/9html>

- M Vestergaard: *Bølgekraft ud af dødvande*. Kraft Journalen nr 3 1997
- *Små bølgekraftverk kan bli eksportartikkel*, Teknisk Ukeblad, 8.10.96

### **Kogenerering**

- PH Heyerdahl: *Stirlingomformer i forbindelse med fornybare energikilder*. Norges Landbrukshøyskole, ITF rapport 79/1996.
- *Ditt private energiverk/Gassindustriens gyldne sjansel/En ny energirevolusjon*, GassForum 3/97
- N Lane, T Beale: *Stirling Engines For Gas Fired Micro-Cogen and Cooling*. Presented at Strategic Gas Forum, Detroit, Michigan, USA, June 19-20, 1996. <http://www.sunpower.com/pub67/ucogen.html#fig2>
- R Redlich: *A Summary of Twenty Years Experience with Linear Motors and Alternators*, Sunpower Inc., 1996. <http://www.sunpower.com/pub64/linmot.html>
- *Norsk Hydro Announces New Hydrogen-Fueled Power Plant*, Norsk Hydro pressemelding, <http://www.hydro.com/konsern/press/p19980423100037.shtml>

### **Brenselceller**

- *Fuel Cells*. National Renewable Energy Laboratory, US Department of Energy, <http://www.nrel.gov/business/international/info-energy/supplies/fossil/fuel-cell.html>
- *Beyond batteries*, Scientific American 12/96
- *Natural Gas Fuel Cells*, Federal Technology Alerts, US Department of Energy. [http://www.pnl.gov/fta/5\\_nat.htm](http://www.pnl.gov/fta/5_nat.htm)

### **Saltkraft**

- A R Vandbakk: *Saltkraft*. Elektro, 3/98

### **Klassisk enøk**

- ProSus (tidl. Prosjekt Alternativ Fremtid); forskningsprogram opprettet av Norges forskningsråd, område for miljø og utvikling.
- S. Bartlett, *The Evolution of Norwegian EnergyUse from 1950 to 1991*, Rapport 93/21, Statistisk sentralbyrå 1993.
- Per Gundersen, *Miljøvennlige, rimelige lavenergiboliger*, prosjektrapport 105, Byggforsk 1992.
- Per Gundersen, *Rimelige lavenergiboliger - konseptutvikling*, prosjektrapport 150, Byggforsk 1994.

- Per Gundersen, *Rimelige lavenergiboliger, gulv på grunn - forsøksbygging*, prosjektrapport 167, Byggforsk 1994.
- Sverre Fossdal, *Energi- og miljøregnskap for bygg, fremstilling av byggematerialer, regnskap for boliger og kontorbygg*, prosjektrapport 173, Byggforsk 1995.
- Per Gundersen, *Rimelige lavenergiboliger med rasjonelle installasjoner*, prosjektrapport 196, Byggforsk 1996.

### **Varmepumper, varmedistribusjon, varmelagring**

- *Varmepumper. Grunnleggende varmepumpeteknikk.* SINTEF Energi, Klima- og kuldeteknikk, februar 1997
- *Varmepumper. Bygningsoppvarming .* SINTEF Energi, Klima- og kuldeteknikk, februar 1997
- *Varmepumper. Industrielle anvendelser.* SINTEF Energi, Klima- og kuldeteknikk, januar 1993
- J Stene: *Varmepumper i Norge. Faktaunderlag*, SINTEF Energi, Klima- og kuldeteknikk, 31. juli 1997
- *Varmepumper i Norge. Prototyp- og demonstrasjonsanlegg*, NTH-SINTEF Kuldeteknikk og NVE. 3. utgave, januar 1992
- K Dybdahl: *Frigjør kraft - hjelper miljøet*, Teknisk Ukeblad 29. januar 19989.
- *More About Heat Pumps*, IEA Heat Pump Centre informasjonssider, <http://www.heatpumpcentre.org/tutorial/home.htm>
- *Heat Pump Newsletter*, Vol 14 No. 2-3/96, Vol 15 No 1-4/97, IEA/OECD
- *Heat Pumps, Better By Nature* IEA Heat Pump Centre, HPC-BR2 April 1993
- *A Better Way To Meet Heat Demand*, IEA Heat Pump Centre HPC BR4 September 1996
- *1995 Euroheat District Heating Statistics*, District Energy World-Wide Guide, <http://www.energy.rochester.edu/euroheat/1995.htm>
- *Meierivann varmer skole*, Stavanger Aftenblad 29.8.97

### **Rammebetingelsers betydning**

- *Energy For The Future: Renewable Sources Of Energy.* White Paper for a Community Strategy and Action Plan. EU Commision COM(97)599 final (26/11/97)

- O S Haraldsen: *EU's energipolitikk og konsekvenser for Norge*. Innlegg under konferansen "Energidekning i Norge mot år 2020", Oslo 25-26.3.98
- T Bye: *Forventet energieterspørsel*. Innlegg under konferansen "Energidekning i Norge mot år 2020", Oslo 25-26.3.98
- A Neteland: *Diskrimineres for milliarder*, Energi nr. 5, mai 1998
- Fachinformationszentrum Karlsruhe: *Förderfibei Energie*, Deutscher Wirtschaftsdienst, Köln 1997
- H-W Schiffer: *Energiemarkt Bundesrepublik Deutschland*, Verlag TÜV Rheinland, Köln 1995
- *Energy Balances of EOCD Countries 1994-1995*, IEA, OECD 1997
- W Sandtner et al: *Forschungsschwerpunkte der Bundesregierung in den Bereichen erneuerbarer Energien und rationeller Energienutzung*, i H G Brauch: *Energiopolitik*, Springer-Verlag Berlin/Heidelberg 1997
- P-G Gutermuth: *Verbesserte Rahmenbedingungen für den Einsatz erneuerbarer Energien*, i H G Brauch: *Energiopolitik*, Springer-Verlag Berlin/Heidelberg 1997
- Deutsche Bundesstiftung Umwelt: *Jahresbericht 1996*, Osnabrück 1997.
- P Kornell, N Remler: *Bioenergie in Bayern: Eine Zwischenbilanz*. <http://carmen-ev.de/publikationen/publ1297.htm>, 1997
- <http://www.tam.de/pages/nachricht/wirt.htm>
- <http://bayern.de/EnergiezukunftBayern/>
- *Vorzüge und Grenzen des Solarstroms*, Blick Durch die Wirtschaft 22. juni 1998, s 6.
- W Wolfgang: *Økologische Stadtentwicklung - Beispiele mit Vorbildcharakter*, UmweltMagazin, September 1997