

# *Nye* fornybare energikilder



Revidert utgave  
**2001**

# NYE FORNYBARE ENERGIKILDER

Revidert utgave 2001

Finansiert og utgitt av:

Norges forskningsråd i samarbeid med  
Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE)

Produsert av:



**KanEnergi AS**  
Bærumsveien 473  
1351 Rud  
Tlf. 6715 3850 Fax. 6715 0250  
[www.kanenergi.com](http://www.kanenergi.com)

Juni 2001

ISBN 82-12-01621-8

Foto forside:  
*bølge*  
Knutsen fotosenter

*vindturbin*  
Steinar Johansen

*sol og bio:*  
IEA

# FORORD

Hensikten med dette informasjonsheftet er å presentere en samlet oversikt over teknologisk, økonomisk og markedsmessig status på feltet nye fornybare energikilder. Heftet gir dessuten en kort omtale av dagens energibruk, rammebetingelser for nye fornybare energikilder samt utsikter når det gjelder nye fornybare energikilders rolle i et fremtidig energisystem.

Heftet er en revidert versjon av den første utgaven fra 1996 "Nye fornybare energikilder" som er blitt trykket og distribuert i mer enn 26.000 eksemplarer.

I 1998 ble det utgitt en engelsk versjon av heftet med tittelen "New Renewable Energy – Norwegian Developments".

Begrepet nye fornybare energikilder brukes for å skille ut stor-skala vannkraft. Selv om dette i høyeste grad er en fornybar energiform, regnes teknologien som fullt kommersielt utviklet.

Hydrogen anses som en sentral fremtidig energibærer og blir derfor behandlet i et eget kapittel.

I noen sammenhenger skilles det mellom såkalt tradisjonell og moderne bioenergi. Med tradisjonell bioenergi forstås biomasse som samles inn av den enkelte bruker i liten målestokk, og som hovedsakelig benyttes i små ildsteder til direkte oppvarming av f.eks. mat eller bygninger. Dette skillet brukes bare dersom de aktuelle referanser krever det.

Ytterligere informasjon om temaet kan fåes ved kontakt til utgiverne eller til en av de kontaktadressene som er gjengitt bak i heftet.

Arbeidet med oppdateringen er utført av rådgivningsfirmaet KanEnergi AS med gode innspill fra Rolf Jarle Aaberg (solvarme), Arnold Martinsen (bioenergi), Lars Tallhaug (vindenergi) og Johannes Falnes (bølgeenergi).

Hans-Otto Haaland fra Forskningsrådet og Harald Birkeland fra NVE har fungert som referansegruppe for arbeidet.

Dette heftet er praktisk talt identisk med utgivelsen fra juni 2001, bortsett fra noen tilføyelser i kap. 4 og 6, samt oppretting av trykkfeil.

*Rud, november 2001*



**Fritjof Salvesen**  
Redaktør

# INNHold

---

<b>1 INTRODUKSJON</b>	Side 4
-----------------------	--------

---

<b>2 SOLENERGI</b>	Side 7
--------------------	--------

---

2.1 Termisk solenergi	
2.2 Solceller	

---

<b>3 BIOENERGI</b>	Side 23
--------------------	---------

---

<b>4 VINDENERGI</b>	Side 35
---------------------	---------

---

<b>5 ENERGI FRA HAVET</b>	Side 34
---------------------------	---------

---

5.1 Bølger	
5.2 Havtermisk energi (OTEC)	
5.3 Tidevann	
5.4 Havstrømmer	

---

<b>6 HYDROGEN</b>	Side 50
-------------------	---------

---

<b>7 ANDRE NYE FORNYBARE ENERGITEKNOLOGIER</b>	Side 56
------------------------------------------------	---------

---

7.1 Geotermisk energi	
7.2 Små vannkraftanleg	
7.3 Saltkraft	
7.4 Varmepumper	

---

<b>8 NYE FORNYBARE I FREMTIDENS ENERGISYSTEM</b>	Side 60
--------------------------------------------------	---------

---

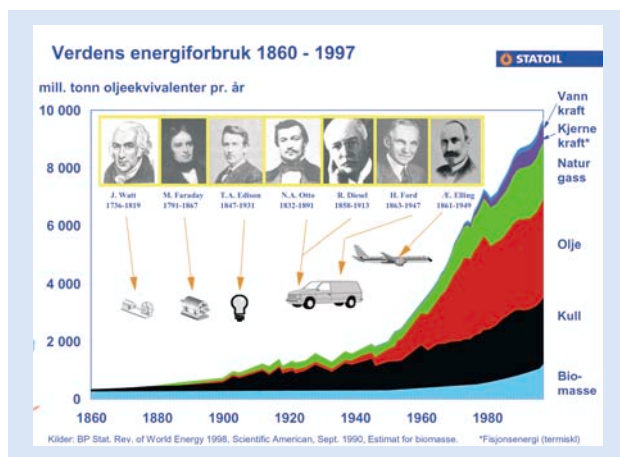
## VEDLEGG:

- A: Kildemateriale
- B: Omregningsfaktorer og brennverdier
- C: Nyttige adresser

# 1 INTRODUKSJON

## Globalt energiforbruk

Utviklingen i globalt energiforbruk er vist nedenfor. Frem til slutten av 1800-tallet var tre og kull de dominerende energikildene. Så sent som i 1890 utgjorde olje bare 2% av energimarkedet. Etterhvert kom oljen stadig sterkere inn i bildet og produksjonen økte med en faktor 50 fra 1870 til 1910.



Figuren viser at kull var den dominerende energikilden så langt frem som til midten av 50-tallet da oljeforbruket steg sterkt.

Forbruket av fossile brensler, kull, olje og naturgass er 20-doblet i løpet av de siste 100 år. Dette har vært mulig fordi tilgjengeligheten på fossil energi har vært tilnærmet ubegrenset, og til en lav pris. Det er verdt å legge merke til at det er i løpet av de siste 40 årene at energiforbruket virkelig har steget, og da spesielt i perioden 1960-80 hvor den årlige veksten var omlag 5%. I 1990 dekket fornybar energi omlag 18% av verdens totale energiforbruk. Av dette utgjorde elektrisitet fra store vannkraftanlegg ca. 33%, tradisjonell biomasse ca. 60% mens de resterende 7% ble dekket av sol, vind, geotermisk og biogass.

## Klimautfordringene som drivkraft

FN's klimapanel (IPCC) har gjennom flere rapporter sannsynliggjort sammenheng mellom menneskeskapte utslipp av klimagasser og endringer i jordens klima. Allerede i 1990 konkluderte IPCC med at det menneskeskapte utslippet måtte reduseres med minst 60% dersom man skal unngå alvorlige klimatiske ubalanser i fremtiden. Når vi vet at omlag 85% av verdens kommersielle energisalg utgjøres av fossile energikilder, innebærer dette krav om dramatiske endringer i det globale energisystemet.

Den første delen av IPCC's tredje hovedrapport ble godkjent i januar 2001, og beskriver de klimavitenskapelige forholdene. Hovedkonklusjonene i denne første rapportdelen er at det nå er nye og sterkere bevis for at den vesentligste årsaken til den globale oppvarmingen som er observert de siste 50 årene er menneskelig aktivitet, i hovedsak utslipp av CO<sub>2</sub> fra forbrenning av kull, olje og gass. Dette er en sikrere og

tydeligere konklusjon enn i IPCCs forrige hovedrapport, som kom i 1995. Det er flere grunner til dette; først og fremst har man lengre tidsserier for temperaturmålinger, og en har bedre beregninger av både de menneskeskapte og de naturlige påvirkninger på klimaet. Simuleringer av naturlige faktorer alene (f.eks. variasjoner i solinnstrålingen og vulkanutbrudd) viser at disse ikke kan forklare den globale oppvarmingen som har skjedd i de siste 50 årene. (<http://www.ipcc.ch/>)

Ved Kyoto-forhandlingene i 1997 ble industrilandene enige om å redusere de samlede utslipp av klimagasser med 5% i forhold til 1990-nivået. På grunn av store forskjeller landene i mellom, ble hvert lands individuelle målsetninger forskjellige fra hverandre. Norges forpliktelse er at samlet klimagassutslipp ikke skal øke med mer enn 1% i avtaleperioden 2008 til 2012. En del spørsmål bl.a. knyttet til samarbeid mellom flere land, kjøp og salg av utslippkvoter o.l. ble utsatt til senere konferanser. Få land har hittil ratifisert avtalen.

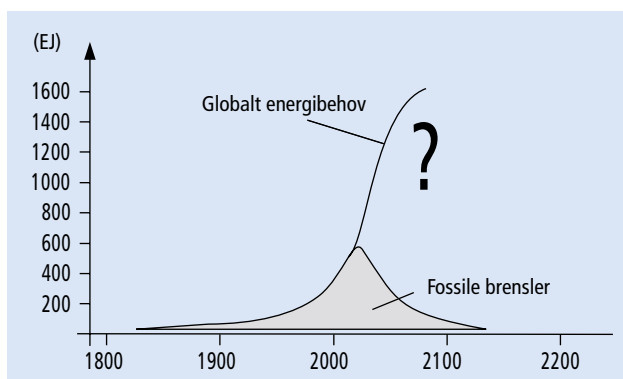
Det forventes en betydelig økning i verdens forbruk av fossile brensler. I studier fra 2000 har World Energy Council (WEC), på basis av seks forskjellige utviklingsbaner eller scenarier, beregnet at verden vil forbruke et sted mellom 5,1 og 12,4 Gtoe i 2050. Selv med forholdsvis streng miljøstyring vil man i løpet av de neste femti år ikke makte å senke bruken av fossile brensler til under 1990-nivået, ca 5 Gtoe. WECs fremskrivninger holdt opp mot IPCC's anbefalinger forteller mye om hvilke energi og miljømessige utfordringer verdenssamfunnet står over for fremover.

## Sikker energiforsyning

Sikker tilgang på energi til akseptabel pris er en viktig forutsetning for velstand i alle land. I 1990 dekket olje 40% av verdens energibehov. Denne sterke avhengigheten av olje innebærer strategiske økonomiske interesser som ofte fører til politiske kriser som Iraks invasjon av Kuwait i 1991. I tillegg til at bruk av olje skaper miljøproblemer på utslippssiden, ser det ut til at vi ved oljeleting og produksjon mange steder i verden er villige til å ta høy risiko når det gjelder å forstyrre økologiske balanser. Koplingen mellom kjernekraft og risikoen for spredning av atomvåpen utgjør også en reell bekymring hos mange. Det samme gjelder også håndtering av nukleært avfall som neppe kan sies å ha funnet tilfredsstillende løsninger enda.

Fossile energiresurser er begrensede. De er dannet over flere hundre millioner år og representerer ressurser som ikke vil kunne fornyes. Størrelsen på de fossile utnyttbare energireserver er vanskelig å anslå av flere grunner. Teknologiutvikling og høyere priser fører til at det lønner seg for oljeselskapene å hente ut en større andel av reservoarene. På Ekofiskfeltet har utvinningsgraden økt fra 17% på midten av 70-tallet til hele 45% i dag. Statfjordfeltet ble bygget ut med en forventet utvinningsgrad på 50% som i dag er økt til over 65%. Videre gjør utvikling av ny produksjonsteknologi det lønnsomt å produsere stadig mer krevende reservoarer. Med dagens forhold mellom produksjons- og forbrukstakt, vil de nåværende oljereserver

vare i 41 år, kull 218 år og gass 63 år (BP-Amoco Statistical Review 1999). Usikkerheten i disse anslagene er imidlertid meget store idet det stadig dukker opp nye funn.



I et større tidsperspektiv viser figuren at perioden med fossile brensler kun utgjør en kort epoke i global energiforsyning, og mye tyder på at samfunnet må finne frem til andre energikilder.

*Det er i lys av disse utfordringene at muligheter for bruk av nye fornybare energikilder kommer inn, og som stadig får større internasjonal oppmerksomhet. EU har som mål at 12% av energibehovet i 2010 skal dekkes med fornybare energikilder, hvilket innebærer en dobling fra dagens nivå.*

### Miljøkostnader og subsidier

Dagens marked for konvensjonell energi reflekterer ikke samfunnets totale kostnader som f.eks. forurensningsbelastning av utslipp til vann og luft. Det er gjennomført en rekke studier av de samfunnsmessige kostnader for energi som i dag ikke er inkludert i markedsprisen, og som dermed betales av samfunnet. Med utgangspunkt i et omfattende europeisk forskningsprogram (ExternE), viser sammenstillingen nedenfor hvilke beløp i øre pr. kWh som bør legges på de ulike energikilder grunnet miljøbelastninger. Spredningen i tallene er et uttrykk for de usikkerheter som slike beregninger er forbundet med.

Kilde	Tillegg i øre/kWh
Kull	16-20
Olje	24-88
Naturgass	8-32
Kjernekraft	2-6
Solceller	1-2
Vind	1-2
Bio	1-2
Vannkraft	1-8

Miljøkostnader for ulike energikilder.

Analysen fra IEA viser at en vil kunne oppnå store miljøgevinner ved internasjonalt koordinerte tiltak for å fjerne subsidiene i energisektoren. Verdensbanken anslo i 1992 at subsidiene til fossile brensler, målt ved differansen mellom nasjonale priser og verdensmarkedspriser, var i størrelsesorden 230 milliarder US dollar årlig. Ved fjerning av subsidier og påplussing av miljøkostnader, vil nye fornybare energikilder i svært mange sammenhenger, bli konkurransedyktige med konvensjonelle energikilder allerede i dag.

Et ofte brukt argument mot nye fornybare energikilder er at ressursgrunnlaget er spinkelt og energiproduksjonen bånd-

legger store arealer. Verdensbanken har gjennomført studier som viser at produksjon av elektrisitet med solenergi i solrike strøk bare krever 2-5% av det oversvømmede eller neddemmede areal som er nødvendig for å produsere tilsvarende mengde el med vannkraft.

Nye fornybare energikilder kjennetegnes ved at de er spredt omkring i omgivelsene, og at produksjon må skje nær brukeren. Økt satsing på disse energikildene vil kunne gi flere varige arbeidsplasser, og satsning på bioenergi kan gi landbruket nye muligheter. For bioenergi er det beregnet at én produsert TWh/år gir omlag 300 - 500 varige arbeidsplasser. En årlig bioenergiproduksjon på 20 TWh gir følgelig 6.000 - 10.000 varige arbeidsplasser.

### RAMMEBETINGELSER FOR NYE FORNYBARE

Stadig flere nasjoner velger en markedsbasert styring av energisektoren. De ulike energibærere og -teknologier vil måtte konkurrere på pris og kvalitet. Siden ny, fornybar energiproduksjon ofte er dyrere enn olje eller kjernekraft, vil deregulering av energimarkedene være ugunstig for utviklingen av disse.

De fleste land i verden kan ikke selv dekke sitt eget energibehov. Myndighetene i disse landene er kontinuerlig på leting etter alternative oppdeckningsmuligheter. For å bidra til å øke markedet for fornybar energi, slik at produksjonen blir effektiv og ny teknologi kan bli konkurransedyktig, benyttes ulike støtteordninger. Dette kan være investeringsstøtte, skattefritak eller -reduksjoner, refusjon av avgifter og direkte prisregulering. Støtteordningene, og beløpene som settes av til slike ordninger, varierer sterkt i de ulike landene.

Mange europeiske land har innført ulike støtteordninger for introduksjon av grønn el (el fra fornybare energikilder). Elverk i Tyskland er pålagt å betale tyske produsenter av vindkraft en pris som er betydelig høyere enn markedspris, for tilført el inn på nettet. Denne ordningen ble klaget inn for domstolen i EU fordi favoriseringen av grønn el og de nasjonale produsentene kunne representere et brudd på reglene for statsstøtte, og dessuten være til hinder for frihandel i unionen. EU-domstolen i Luxembourg slo imidlertid fast at den tyske ordningen er satt sammen slik at den ikke bryter med statsstøtte-reglene. Gjennom denne dommen fra mars 2001 forsterket nye fornybare energikilder sin posisjon, i det hensynet til miljøet ble satt foran hensynet til frihandelen.

EU vil innføre et system med "grønne sertifikater", der produsenter av el mottar sertifikater basert på andel av el produsert fra fornybare energikilder.

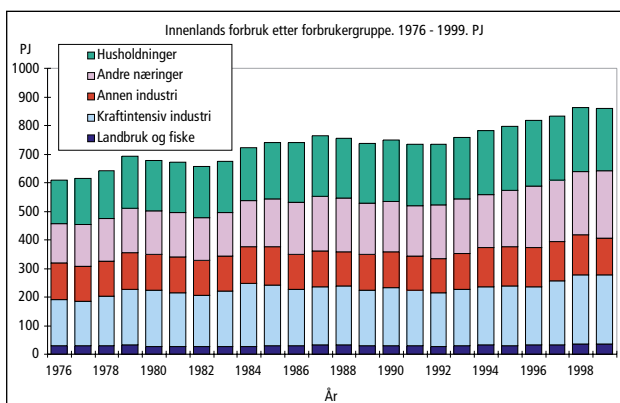
Erfaringer fra en rekke land viser at ulike markedstimulanser er nødvendig for å etablere et marked for effektiv energiteknologi. Også Norge har i de senere år innført noen spesielle tiltak for å stimulere introduksjon av nye fornybare energiteknologier. Det er blant annet mulig å søke om produksjonsstøtte til vindkraftanlegg og til ulike varmeanlegg basert på fornybare energikilder. Størrelsen på støtteordningene fastsettes gjennom statsbudsjettet, og varierer fra år til år. Et mer indirekte virkemiddel er fritak for investeringsavgift for energiproduksjonsanlegg basert på nye fornybare energikilder.

## ENERGIFORBRUK I NORGE

Den innenlandske energibruken i Norge utgjorde i 2000 totalt 802 PJ (227 TWh) eksklusiv offshoreindustrien og internasjonal skipsfart.

Norges energiforsyning er helt spesiell fordi så godt som all elproduksjon stammer fra vannkraft, og utgjør omlag 50% av landets forbruk. Beregninger fra NVE viser at kraftproduksjonen kan variere fra omlag 90 TWh i et ekstremt tørt år til vel 145 TWh i et ekstremt nedbørrikt år. År 2000 var nedbørsrikt, og produksjonen ble 143 TWh som altså er nær det maksimale av hva som er mulig å produsere. Til sammenligning var kraftproduksjonen i 1996 i underkant av 105 TWh. Kraftproduksjonen i et såkalt normalår er av NVE nylig endret til 118 TWh, hvilket er en økning på 4,6 TWh fra tidligere anslag. Økningen er knyttet til nye vannføringsdata og fremtidige klimaforventninger. En del av vannkraften blir eksportert, og i 2000 utgjorde dette omlag 20 TWh. Den store andelen elektrisk kraft som benyttes i den kraftkrevende industrien er også et spesielt trekk i norsk energiforsyning.

Norge har vært en netto eksportør av olje og gass siden 1975. Den samlede produksjonen av petroleum på norsk sokkel var i 2000 på 243,6 millioner Sm<sup>3</sup> oe. (TWh). Av dette utgjorde råoljeproduksjonen 181 millioner Sm<sup>3</sup> oe. (3,1 millioner fat per dag), gassproduksjonen 49,9 millioner Sm<sup>3</sup> oe. og NGL-produksjonen 12,7 millioner Sm<sup>3</sup> oe. I 1999 var produksjonen av primære energibærere 11 ganger større enn netto innenlands sluttforbruk av energi.



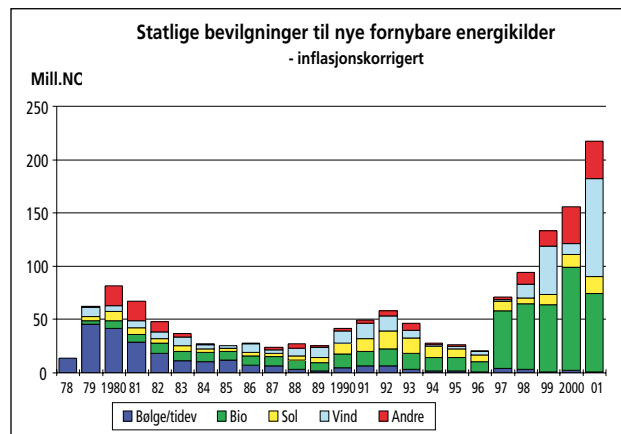
Innenlandsk energiforbruk i Norge (SSB)

Grunnet stabil og sikker tilgang på billig vannkraft over lang tid, har energiforsyningen til norske bygninger utviklet seg til å bli lite fleksibel. En stor del av landets bygningsmasse varmes opp med elektriske panelovner. I disse byggene er det er forbundet med store kostnader å gå over til andre energikilder da dette vil kreve installasjon av et vann- eller luftbærent oppvarmingssystem.

### Nye fornybare i Norge

Selv om nye fornybare energikilder neppe vil utgjøre noen stor del av norsk energiforsyning på kort sikt, vil området kunne gi grunnlag for betydelige industrielle muligheter. Her bør nevnes dansk vindkraftindustri som sysselsetter rundt 15 000 mennesker, og omsatte i 1999 for nærmere 11 milliarder danske kroner. Siste halvdel av 90-tallet var den årlige veksten i denne industrien på rundt 40% !

I de senere år har energifleksibilitet og økt bruk av vannbåren varme blitt viktige temaer i norsk energi- og miljøpolitikk. Foruten et ønske om overgang fra el til andre energikilder, er dette også motivert ut fra hensynet til forsyningssikkerhet. Statlige bevilgninger til utvikling og introduksjon av nye fornybare energikilder i Norge startet på slutten av syttitallet. Diagrammet under viser at bevilgningsnivået har variert sterkt avhengig av politiske strømninger og prioriteringer. Figuren omfatter de totale statlige bevilgninger, dvs. både til forskning og utvikling (FoU) samt til introduksjon og demonstrasjonsanlegg. De siste 3-4 årene har FoU-budsjettet vært ca 40 mill, mens det resterende er introduksjon og demonstrasjon.



På slutten av 90-tallet har ny fornybar energi vokst innenfor den norske energisektoren, men også som utgangspunkt for næringsutvikling;

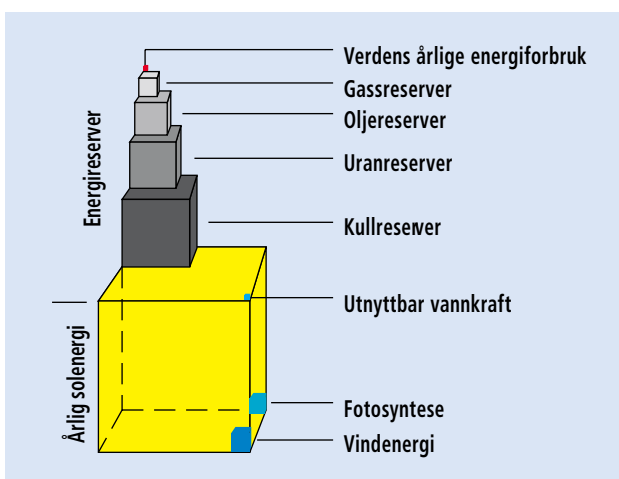
- Vindenergi er blitt tema for de store el-produsentene, og flere store utbygningsprosjekter er i planleggingsfasen.
- Bioenergi har fått et oppsving, særlig når det gjelder forbrenning av avfall.
- Flere nyetablerte bedrifter innen solenergi arbeider på internasjonale markeder.
- Store aktører som Norsk Hydro, Statkraft og Hafslund har etablert forretningsenheter for å investere på området nye energiteknologier.
- Varmepumper øker i popularitet og anvendelsen.
- Stortinget står bak regjeringens måltall om 3 TWh vindkraft og 4 TWh vannbåren energi innen 2010.
- Statsforetaket ENOVA etableres i juli 2001 og skal bidra til omlegging av energibruken i miljøvennlig retning.
- Flere læresteder fokuserer sterkere på energi- og miljøspørsmål, og ved NTNU danner dette fagområdet en egen organisasjonsenhet.

Selv om ny fornybar energiproduksjon er miljøvennlig, er det viktig å stadig minne om betydningen av å drive god husholdning med energi, dvs. å bruke den mest mulig effektivt før man øker produksjonen. En spart kWh er ofte billigere og mer miljøvennlig enn å produsere en ny kWh!

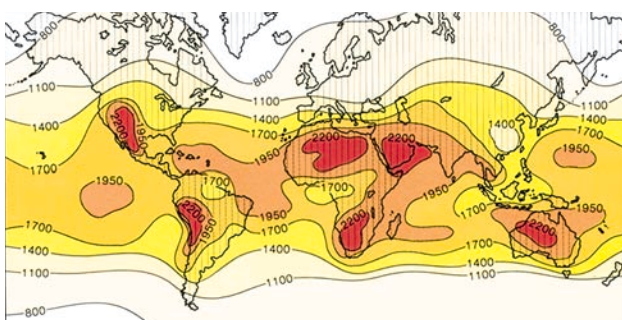
# 2 SOLENERGI

## RESSURSGRUNNLAGET

Solens totale utstrålte energimengde er mer enn 2 milliarder ganger den energimengden som treffer jordoverflaten. Mengden solenergi som treffer kloden i løpet av ett år utgjør omlag 15.000 ganger hele verdens årlige energiforbruk. Figuren nedenfor viser forholdet mellom årlig innstråling, jordas totale energireserver og det globale årlige forbruk.

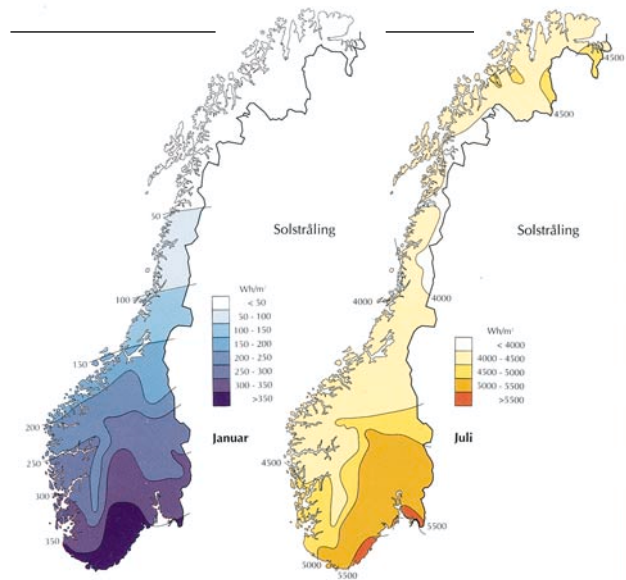


Den årlige innstrålingen varierer med geografisk plassering på jordkloden. De mest solrike steder mottar årlig opp mot 2.500 kWh/m<sup>2</sup> mot en horisontal flate. Denne solinnstrålingen er dessuten rimelig jevnt fordelt over året.



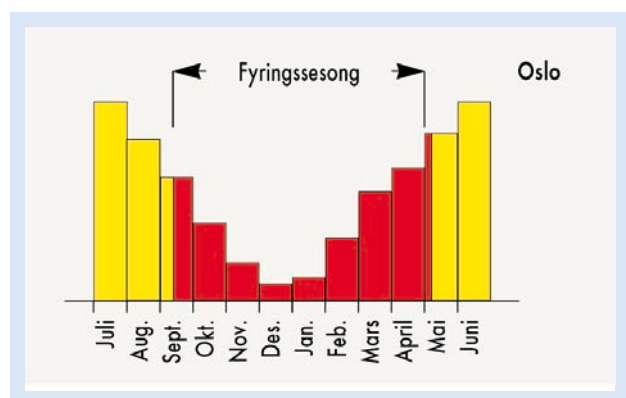
Årlig solstråling mot horisontal flate

Den årlige innstrålingen mot Norges areal utgjør en energimengde som tilsvarer omlag 1700 ganger vårt årlige innenlandske energiforbruk. Norge er et langstrakt land, og årlig solinnstråling varierer fra ca. 700 kWh/m<sup>2</sup> i nord til vel 1100 kWh/m<sup>2</sup> i sør. Variasjonene er dessuten store over året, en god skyfri junidag gir i Sør-Norge omlag 8,5 kWh/m<sup>2</sup>, mens innstrålingen en overskyet vinterdag kan være helt nede i 0,02 kWh/m<sup>2</sup>.



Solstråling mot horisontal flate.

Bruk av solenergi til oppvarming er ofte vurdert som lite interessant for norske forhold grunnet liten solinnstråling midtvinters når behovet er størst. Riktignok er solinnstrålingen minimal i desember og januar, men høst og vår er det i Norge lange perioder med varmebehov kombinert med god solinnstråling.



Månedsvise solinnstråling over året

Alle bygninger har en andel passiv soloppvarming, dvs. oppvarming ved solstråling på vegger og tak og gjennom vinduer. Denne oppvarmingen dekker omkring 20% av det årlige oppvarmingsbehovet i en typisk bolig. I Norge utgjør passiv soloppvarming anslagsvis ca 10 TWh. Potensialet for ytterligere utnyttelse av solenergi i Norge er beregnet opptil 20 TWh. Dette inkluderer økt utnyttelse av passiv solvarme, utnyttelse av aktiv solvarme samt redusert behov for kunstig belysning gjennom utnyttelse av dagslys. Det er spesielt attraktivt å benytte aktiv solvarme der varmebehovet i sommerhalvåret er stort, f.eks til badeanlegg eller varmt vann til hoteller.



Solceller som produserer strøm er foreløpig relativt dyre, og egner seg best der andre energikilder er vanskelig tilgjengelige, f.eks på hytter, fritidshus, båter og avsidesliggende tekniske anlegg. Selv om energiproduksjonen i dag er beskjeden, er strøm fra solceller viktig i mange sammenhenger.

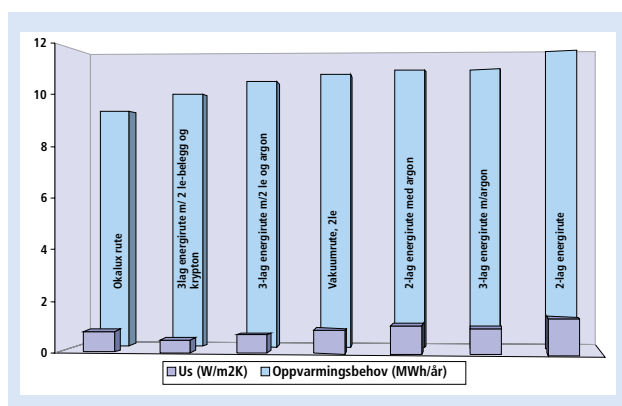
## 2.1 TERMISK SOLENERGI

### PASSIV SOLVARME

Så lenge mennesker har bygget hus, har de bevisst eller ubevisst forsøkt å utnytte solenergi. Husene er ofte retningsorientert på gunstige måter, overheng og verandaer er benyttet for å utnytte mest mulig lys og samtidig unngå overoppvarming.

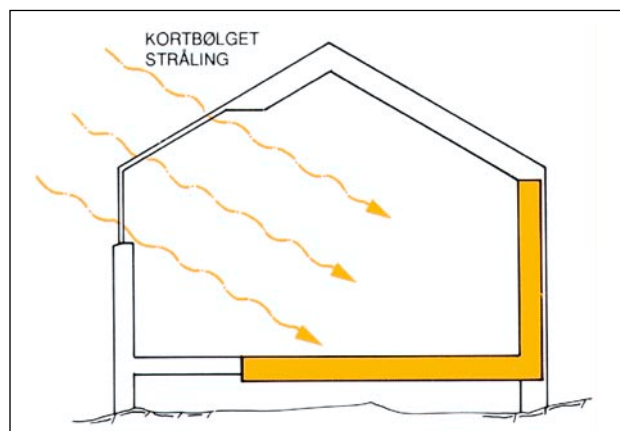
Begrepet passiv solvarme er knyttet til bruk av bygningskonstruksjoner for å utnytte innstrålt solenergi til oppvarming, belysning eller kjøling. Glass og andre transparente materialer slipper gjennom kortbølget solstråling. Denne energien absorberes i golv, vegger, tak og møbler som i neste omgang avgir langbølget varmestråling. Glass absorberer eller reflekterer den langbølgede varmestrålingen slik at den ikke slipper ut igjen. En bygning med sydvendte vinduer fungerer dermed i prinsippet som en solfanger. Det betyr at de aller fleste bygninger utnytter passiv solvarme i større eller mindre grad.

For å hindre for stort varmetap i kalde perioder uten innstråling, er det viktig at lysåpningene også har god varmeisolasjon. Dette oppnås med flerlagskonstruksjoner av glass, varme-reflekterende belegg og tung gassfylling. Det finnes også tilgjengelig spesielle transparente isolasjonsmaterialer (TIM) som gjør det mulig å kombinere god varmeisolasjon med høy strålingstransmisjon. Disse omtales senere.



Årlig oppvarmingsbehov for en normal enebolig plassert i Oslo-klima med ulike vinduskonstruksjoner. Vinduets isolasjonsegenskap (U-verdi) betyr mye mer for oppvarmingsbehovet en transmisjonen

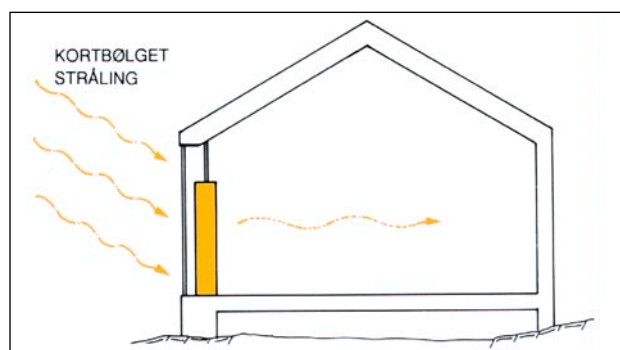
Energibruken i bygninger kan reduseres betydelig dersom man bruker ny kunnskap om energiriktig arkitektur og teknologi. Utnyttelse av passiv solvarme er et viktig element i dette.



Direkte solvarme gjennom vinduer/lysåpninger

#### Direkte solvarme gjennom vinduer/lysåpninger

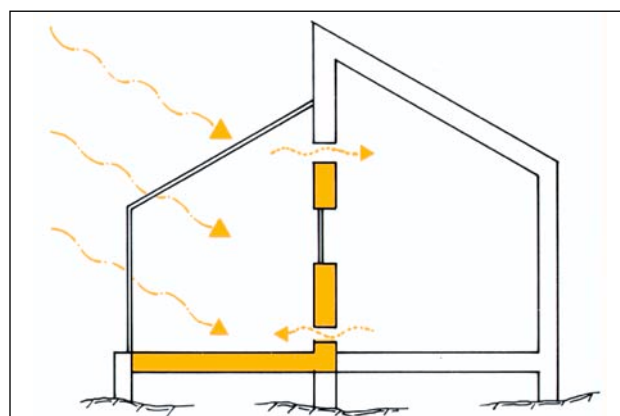
Riktig dimensjonerte og orienterte vindusåpninger kan gi 5 - 15% reduksjon i oppvarmingsbehovet med bruk av tradisjonelle vinduskonstruksjoner med gode isolasjonsegenskaper. Det kan også være aktuelt å utnytte dynamisk tilleggisolasjon som lukker åpningene om natten. For å unngå problem med overoppheating om sommeren, må vinduene ha god solavskjerming og det må være tilstrekkelige muligheter for utlufting. Høy varmekapasitet i bygningen vil dempe temperatursvingningene.



Indirekte solvarme ved bruk av solvegg

#### Indirekte solvarme med bruk av solvegg

En svartmalt sørvendt vegg med høy varmekapasitet kan fungere som solfanger. Den absorberte varmen forplanter seg med en tidsforsinkelse gjennom veggen slik at man får en varme-strøm inn i rommet også etter at sola har gått ned. Normalt brukes dekkglass eller et transparent materiale utenpå veggen for å redusere varmetapet ut.



Solvarme via adskilt glasstilbygg

## Isolerte system

Et sørvendt glasshus atskilt fra den oppvarmede delen av bygningen, vil kunne fungere som en sol-fanger. Glasstilbygg på boligen gir en liten energigevinst ved at fasaden bak blir bedre isolert, men den store gevinsten oppnås når friskluft til bygningen forvarmes i solrommet. Energibehovet kan reduseres med 15-25%.

Glassgårder sammenbygget med større bygningskomplekser kan også utnytte solvarme. Glassgården bør ikke oppvarmes til normal innnetemperatur, men la temperaturen i glassgården variere med svingningene i utklimaet. Temperatursvingningene kan dempes ved å benytte materialer med stor varmekapasitet i glassgården. Glassgården gjør det også energimessig forsvarlig å nytte større vindusareal i fasadene som vender mot glassgården.

## Gassfylte vinduer

Mange moderne "energi"-vinduer er fylt med edelgass. For et vanlig dobbelt isolerglass-vindu reduseres varmegjennomgangen, U-verdien, fra 1,6 til 1,4 W/m<sup>2</sup>C ved å fylle mellomrommet mellom glassene med argon. Prisen på det gassfylte vinduet blir cirka 2 % høyere. Et avansert argon-fylt trippelglass-vindu kan komme ned i en effektiv U-verdi på 1,0 W/m<sup>2</sup>C for hele vinduet. Prisen for et slikt vindu vil være mindre enn 25 % høyere enn det billigste alternativet som oppfyller byggforskriftene, og vil ofte være et energiøkonomisk riktig valg. Dersom man fyller vinduene med krypton eller andre gasser som har høyere egenvekt enn argon vil varmeisolasjonen bli bedre.

## Vakuumglass

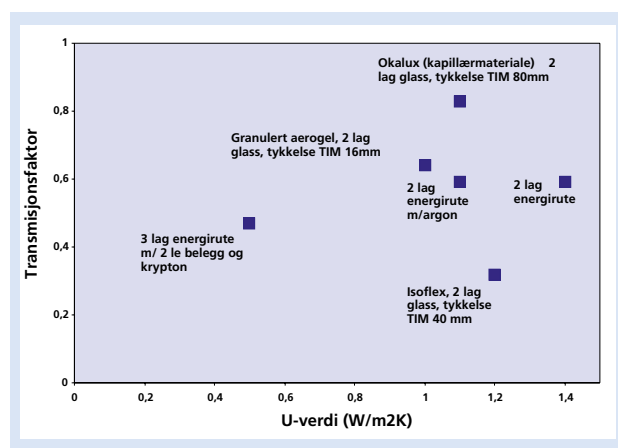
Ved å fjerne lufta og lage vakuum (10<sup>-3</sup> atm.) mellom to glassplater, fjernes også konveksjonsvarmetapet. Kombinert med lavemisjonsbelegg på et av glassene i en dobbeltglassrute er det teoretisk mulig å komme ned i en U-verdi på 0,4 W/m<sup>2</sup> °C når man ser bort fra kuldebroer i kantforseglingen. For å holde glassplatene fra hverandre under den store trykkbelastning utenfra, monteres det inn små avstandbriketter med diameter ca 1 mm. Resultatet blir en glassrute med tykkelse under 10 mm, og med svært god isolasjon. Vakuumglass produseres i Japan men finnes foreløpig ikke på det europeiske markedet

## Transparente isolasjonsmaterialer - TIM.

For å oppnå størst mulig solinnstråling og minst mulig varmetap er det utviklet spesielle transparente isolasjonsmaterialer (TIM). Disse materialtypene er mer eller mindre gjennomsiktige og kan sees på som en mellomting mellom et vindu og en vegg. Lys og varme slippes inn som for et vindu, mens utsyn og innsyn hindres som for en tett vegg. Intensjonen med TIM har vært at disse produktene også skulle gi like god varmeisolasjon som en isolert vegg, eller i det minste, at varmetapet over året skulle oppveies av solvarmegevinsten. Nye vinduer gir imidlertid like gode eller enda bedre effekt. Det mest interessante transparente materiale kan likevel brukes når de spesielle gjennomskinnelige strukturene gir en ønsket arkitektonisk kvalitet.

Spesielt interessante er kapillær-materialene fra OKALUX. Tynne rør av plastmateriale ligger vinkelrett mot glassflatene slik at all stråling reflekteres innover til rommet. Både lystransmisjonen og varmetap er god for disse materialene. Gjennomsiktigheten er imidlertid liten og blanding kan være et problem. Noen av de nyeste og estetisk sett fineste materialene har en diffuserende flate som hindrer blanding og skaper assosiasjoner til en japansk papirvegg.

Isoflex er et annet interessant materiale med gode isolerende egenskaper og en gunstig pris. Tynne korrugerte plastfolier er satt sammen vekselvis i horisontal og vertikal retning (parallelt med glasset) og danner små luftlommer som hindrer konveksjon. Refleksjonstapet øker og varmegevinsten fra sola reduseres med økende antall lag og økende isolasjonsevne. Også for dette materialet er gjennomsiktigheten liten og blanding kan være et problem. Isoflex kan plasseres på innsiden av en glassrute eller mellom to lag glass.



Ulike transparente isolasjonsmaterialers varmetekniske egenskaper.

Et av de mest interessante materialene i denne kategorien er monolittisk silica-aerogel. Dette er et svært lett materiale som består av glass og opptil 99% luft. Luftporene i materialet er mye mindre enn lysets bølgelengde og jevnt fordelt slik at lysstrålene slipper gjennom uten å brytes.

Den vanlige metoden for fremstilling av monolittisk aerogel krever superkritisk tørking av en alkoholløsning ved høy temperatur og høyt trykk, hvilket også medfører stor eksplosjons- og brannfare. Ved NTNU i Trondheim er det utviklet og patentert en enklere og ufarlig tørkeprosess som gir geler med de samme egenskaper som ved superkritisk tørking.



Monolittisk aerogel produsert ved NTNU i Trondheim.

## Smarte vinduer

Regulering av lysgjennomgangen i et vindu kan gi betydelige energibesparelser i bygninger. En vesentlig del av energiinholdet i solstrålene ligger innenfor det synlige området, og ved å regulere strålingen i det såkalte nære infrarøde området kan en teoretisk variere energigjennomgangen i vinduet med ca. 50% uten at lyskvaliteten forringes. Dette er særlig viktig ved passiv solvarmeutnyttelse der man ofte ønsker størst mulig

vindusflate mot sør. Smarte vinduer kan dermed brukes til å redusere over-temperaturer og behovet for kjøling.

Ved belegg og filmer i kombinasjon med glass kan det lages vinduer som regulerer innstråling etter ønske. De mest interessante materialene er imidlertid de som reagerer på elektriske felt slik som flytende krystaller eller såkalte elektrokromatiske materialer. Et eksempel på en rute med et slikt materiale er en energirute med U-verdi i senter av ruten lik  $1,3 \text{ W/m}^2\text{K}$ , og en variabel solvarmetransmisjon mellom 31 og 8 %. Lystransmisjonen for denne ruten vil variere mellom 50 og 15 %. Fortsatt er denne typen glass kostbare, mer enn  $5\,000 \text{ kr/m}^2$ .



*Dynamisk glassfasade der transmisjonen kan variere i 5 trinn med en regulator. Pris omlag 30% høyere enn tradisjonelt glass + solavskjerming (Kilde: Flaberg GmbH)*

### Dagslys

Utnyttelse av dagslys til innvendig belysning kan gi store energisparegevinster. Med riktig orienterte vinduer, god romutforming og automatisk lyskontroll kan behovet for elektrisk belysning reduseres sterkt, opp mot 75%.



*Holografisk vindu som reflekterer lys opp i taket for økt unyttelse av dagslys.*

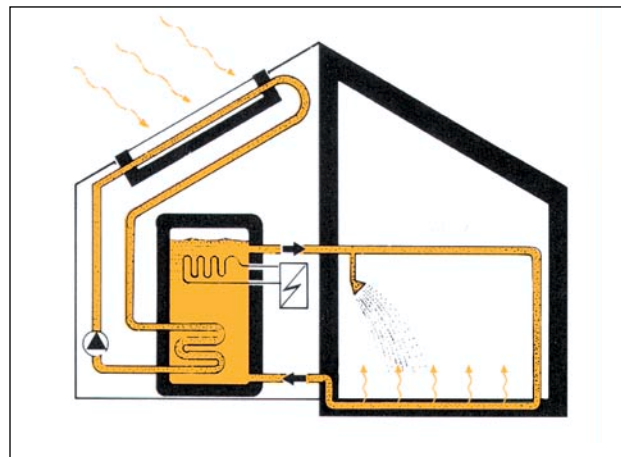
Dagslys kan gi mer lys pr. avgitt varmeeinheit enn noen kunstig lyskilde. Bruk av dagslys for å redusere behovet for el til belysning kan betraktes om en integrert del av bygningens energistrategi. Ikke bare vil el behovet for belysning reduseres, men også behovet for kjøling og utlufting på grunn av at varmeavgivelsen fra lysarmaturer reduseres. Dette vil bidra til å redusere behovet for kostbare kjøleinstallasjoner og energi til drift av disse.

Det er de siste årene utviklet en lang rekke ulike prinsipper og produkter for økt utnyttelse av dagslys. Egne lyskanaler kan føre dagslys langt innover i kontorbygg, reflekterende skjermer, glassprismer og holografiske vinduer kan reflektere lys innover i rommene. Slike dagslyssystemer kan også kombineres med solskjerming.

Bruk av transparente isolasjonsmaterialer kapslet inn mellom glassflater kan resultere i en klimaskjerm med lystransmisjon nesten som glass og med isolasjonsegenskaper som en tradisjonell vegg. Ulike teknologier åpner for muligheter til å bygge inn både solceller og batterier i selve vinduet. Vindusegenskapene kan styres fra byggets sentrale datamaskin.

### AKTIV SOLVARME

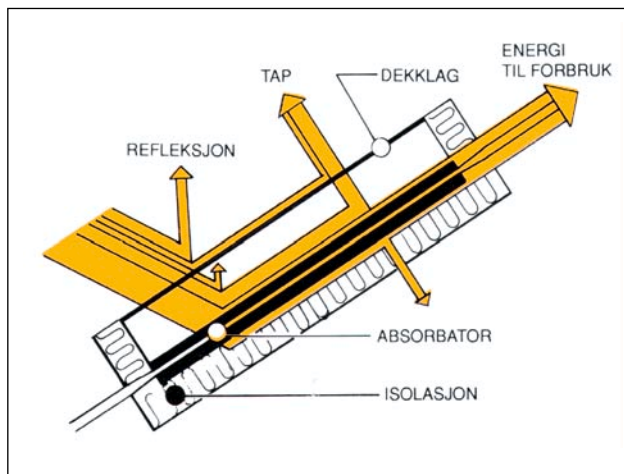
Et aktivt solvarmeanlegg består av en solfanger, et varmelager og et varmefordelingssystem. Strålingen absorberes i solfangeren og transporteres som varme til et forbrukssted. Solinnstrålingen kommer ofte til tider da det ikke er behov for varme, og det er derfor nødvendig med et varmelager. Spesielle brukere har varmebehov samtidig med god tilgang på sol, og lager er dermed ikke nødvendig.



Solvarmeanlegget kan være frittliggende fellesanlegg som leverer varme via et rørsystem til ulike brukere som industri, badeanlegg, eller bygninger. Anlegget kan også være en integrert del av en bygning, og har da ofte andre funksjoner i tillegg til å forsyne bygningen med varme.

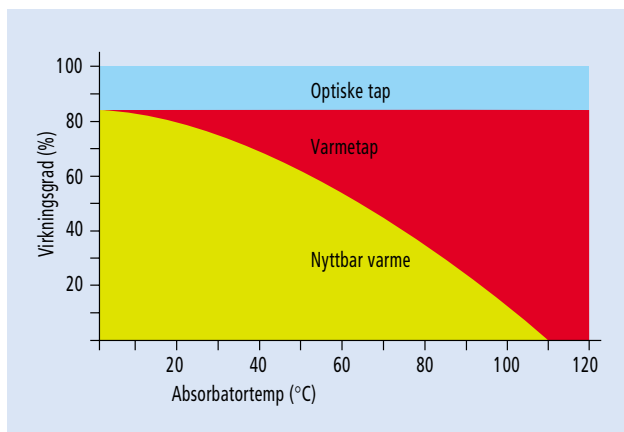
### Solfangeren

Solfangeren omformer strålingsenergi til varme. I prinsippet er den oppbygget med en svart væske- eller luftkjølt plate (absorbator), med isolasjon på baksiden og langs kantene. Over absorbatoren benyttes vanligvis et gjennomskinnelig dekklag av glass eller plast som begrenser varmetapet. Nyttbar varme transporteres bort fra solfangeren ved hjelp av væske eller luft.



### Varmestrøm i solfanger

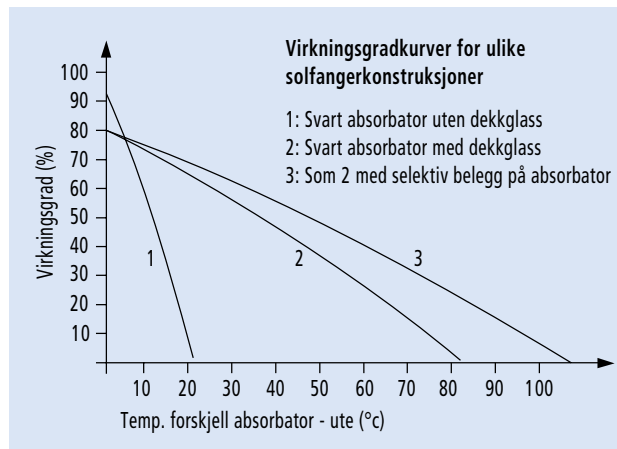
Diagrammet under viser de termiske forholdene i solfangeren. Solinnstrålingen mot solfangerflaten tilsvarende 100%. En del av solinnstrålingen reflekteres og absorberes i glasset. Dette såkalte transmisjonstapet er avhengig av solstrålenes innfallsvinkel samt dekklagets og absorbatorens strålingstekniske egenskaper. Den resterende delen av innstrålingen går gjennom dekklaget, og varmer opp absorbatoren. Varmetapet fra absorbatoren er avhengig av temperaturforskjellen mellom absorlator og uteluft, høyere temperaturforskjell gir økt varmetap, og dermed redusert nyttbar varme.



### Solfangerens varmetekniske egenskaper.

Solfangerens effektivitet kan bedres ved at absorbatoren gis en selektiv overflate. Det selektive belegget innebærer at langbølget varmeutstråling reduseres mens absorpsjonen opprettholdes. Et tilsvarende belegg på glasset øker virkningsgraden ytterligere.

Som det fremgår av kurven øverst til høyre, er solfangeren uten dekkglass det gunstigste ved spesielt lave arbeidstemperaturer. Dette utnyttes ofte i tilknytning til oppvarming av svømmebasseng, der enkle gummi- eller plastsolfangere kan benyttes under forutsetning av at de er bestandige mot solens UV-stråler. For oppvarming av varmt tappevann vil solfangerer med selektivt belegg ofte være fordelaktig.



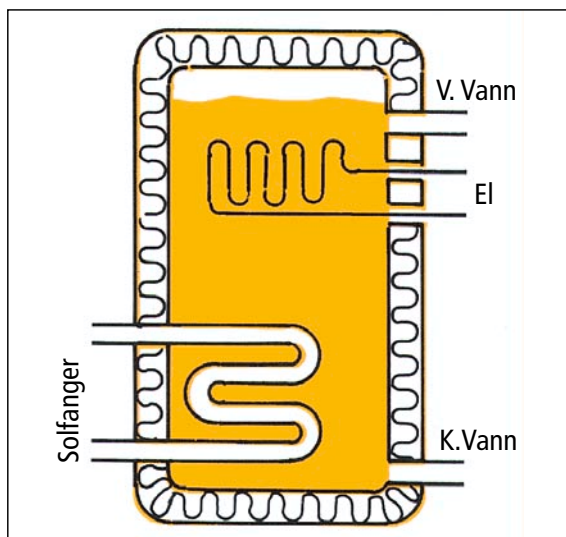
Virkningsgradskurver for ulike solfangerkonstruksjoner

Nødvendig solfangerareal vil være sterkt avhengig det forbruk som skal dekkes. Et lite anlegg for oppvarming av varmt tappevann i en bolig vil greie seg med 4-6 m<sup>2</sup> solfanger, mens et anlegg for kombinert varmtvann og romoppvarming i den samme boligen kan komme opp i noen titalls kvadratmeter.

For et rom- og varmtvannsanlegg vil store solfangerareal ikke uten videre gi tilsvarende økning i solenergi bidraget. Dette skyldes at det er varmebehovet om vinteren som dominerer i det årlige forbruket. Et stort solfangerareal vil ofte ikke gi mer utnyttbar varme i sommerhøvet, da behovet er dekket 100% med et mindre areal. Utslagene vinterstid er lite, grunnet liten solinnstråling. Å finne frem til et riktig solfangerareal er derfor en viktig optimaliseringsprosess.

### Korttidsvarmelager

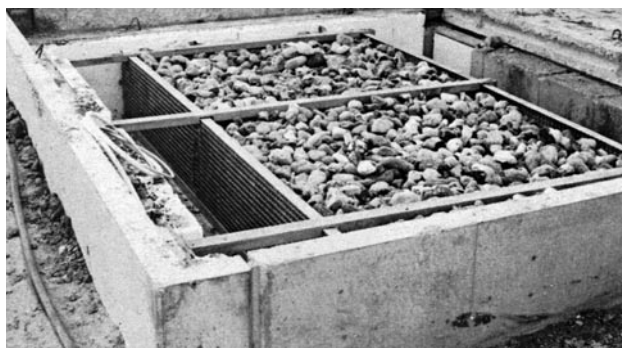
Variasjoner i solstrålingen over døgnet og fra dag til dag gjør det nødvendig med et varmelager. Et korttidslager skal jevne ut svingninger innenfor mindre enn en uke, ofte bare over et par døgn. Beregninger viser at en lagerkapasitet på 50-60 liter pr. m<sup>2</sup> solfanger er nødvendig for et solvarmeanlegg for oppvarming av varmt tappevann. Anlegg for kombinert romoppvarming og forbruksvann der solfangerarealet er vesentlig større, trenger omlag halvparten så stort vannvolum pr.m<sup>2</sup> solfanger.



Prinsippkisse av korttidslager for varmtvannsanlegg

Et typisk korttidslager er en høy, slank velisolert tank der varmen fra solfangeren overføres til lageret via en spiralvarmeveksler som plasseres i bunnen av tanken. Det kalde forbruksvannet føres også inn i bunnen av tanken mens det varme taes av i toppen. Det varme vannet stiger opp i tanken, og dette gir en god temperatursjiktning i tanken. Sirkulasjonsvæsken til solfangeren får dermed lavest mulig temperatur slik av solfangerens virkningsgrad blir så høy som mulig. Som regel er disse lagertankene forsynt med elkolbe eller varmespiral på toppen for å sikre tilstrekkelig temperatur på tappevannet.

Solvarmesystemer med luft som varmemedium benytter ofte stein som varmelager. Luften sirkulerer rundt steinene og avgir eller tar opp varme fra disse. Varmekapasiteten på typiske steinlagre ligger på omlag 475 kWh/m<sup>3</sup> °C, hvilket er omlag 40% av vannets varmekapasitet. Følgelig blir nødvendig steinvolum omlag 2,5 ganger større enn et vannlager for samme solfangerareal.



Steinfylling som korttidslager. (Kilde: IEA)

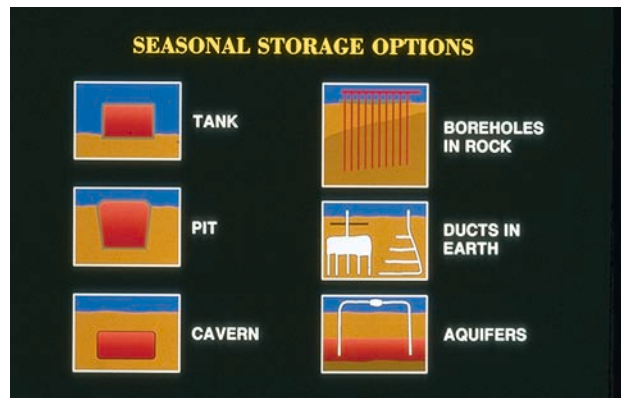
Som for solfangeren, vil en økning av varmelagerets størrelse ut over de anbefalte verdier ovenfor, som regel gi lite ekstra solvarmeutbytte. Grunnen til dette er også her at anleggene med de angitte lagre stort sett vil dekke varmebehovet i sommersesongen. En økning i lagerkapasitet vil dermed ikke føre til økt nyttbar solvarme da behovet allerede er dekket 100%. Om vinteren er det lite solinnstråling, behovet tar unna den solvarmen som produseres nesten uten at varmelagring er nødvendig. Dermed gjenstår bare høst og vår der det økte lageret kan ha en effekt. Imidlertid er denne effekten ikke stor nok til å forsvare økte lagringskostnader i små anlegg.

### Annen varmelagring

Ved faseforandring utnyttes den latente varmen i overgangsfasen mellom flytende og fast stoff. Overgangen fra is til vann medfører en varmeutveksling på ca. 90 Wh/liter. Dersom samme varmemengde skulle taes ut fra én liter vann, ville dette kreve en temperaturredifferanse på 75°C. Problemet med faseforandringen mellom is/vann er at den foregår ved en temperatur som vanskelig kan utnyttes til oppvarmingsformål dersom ikke varmpumpe benyttes. Det finnes imidlertid saltblandinger med overgangsfaser i mer aktuelle temperaturområder, der smelte/størkningsvarmen ligger på typisk 100 Wh/liter.

### Sesongvarmelager.

I en normal enebolig vil 5-10% av den årlige solinnstrålingen mot vegger og tak være tilstrekkelig til å dekke boligens totale årlige varmebehov. Det meste av strålingen kommer imidlertid i sommerhalvåret, med minimal innstråling om vinteren.



Ulike prinsipper for sesongvarmelagring

Effektive systemer som kan lagre varme fra sommer til vinter er en forutsetning for å kunne bygge hus som er selvforsynt med energi til oppvarming i Norge. Fjernvarmeanlegg åpner muligheter for å investere i store sesongvarmelagre, gjerne større enn 100.000 m<sup>3</sup>. Varmetapet for et lager skjer gjennom lagerets omhyllningsflater (overflaten). Som kjent øker volumet i et lager raskere enn overflaten (tredje potens kontra annen potens). I store volumer blir dermed overflate pr. volumenhet liten, og varmetapet pr. lagret energienhet tilsvarende liten. I gode store varmelagersystemer kan 90% av lagret sommervarme gjenvinnes i vinterhalvåret. Sverige, Danmark og Nederland har bygget flere store anlegg med sesongvarmelagring. Figuren viser en oversikt over ulike lagringsprinsipper benyttet i ulike anlegg.

### Solvarme for varmtvann.

Et typisk solvarmeanlegg for oppvarming av varmtvann i en enebolig består av 4-6 m<sup>2</sup> solfangere, 400 liter lagertank med sirkulasjonspumpe og automatikk. Typiske priser ligger i området kr.15 000 - 25 000. Det finnes imidlertid også enklere solvarmesystemer basert på selvsirkulasjon.



Et enkelt selvsirkulasjonsanlegg for varmtvann. Væskesirkulasjon med naturlig sirkulasjon ved å utnytte oppdriftskrefter (varmt vann er lettere enn kaldt).

### Solvarme for svømmebasseng

Soloppvarming av utendørs svømmebasseng kan øke bruksverdien. I prinsippet kan en rekke typer solfangere benyttes, både med og uten dekkglass. Før solfangere vurderes, bør imidlertid vannflaten dekkes til når bassenget ikke er i bruk. Dette alene reduserer ofte energibehovet med hele 40%.

Solfangere for bassengoppvarming er ofte laget av polypropylen eller EPDM-gummi. En solfanger på 50-70% av bassengets areal anbefales, og dette vil bidra til å holde vanntemperaturen minst 3-4°C høyere enn uten solfanger.

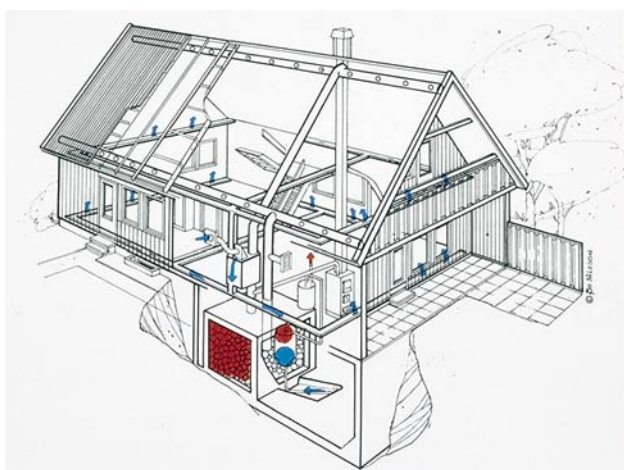
Normalt er solfangere koblet direkte til bassengets sirkulasjonspumpe. Prisen for slike solfangere er 500 - 600 kr/m<sup>2</sup> inkl. normal rørtilknytning. I tillegg kommer et styringssystem på ca. kr. 7.000. Med 15 års økonomisk levetid og 7% rente blir energiprisen ca. 30 øre/kWh.



Solvarme for oppvarming av svømmebasseng

### Luftbaserte solvarmeanlegg

Bruk av luft som varmemedium istedenfor vann er brukt i flere norske solvarmeanlegg. Solvarmeanlegget blir bygget opp som en integrert del av bygningen, og tradisjonelle bygningsmaterialer benyttes. Fordelen med disse anleggene er at frostproblemer og fare for bygningsskader ved lekkasjer er eliminert. Ulempen er luftens lave varmekapasitet, hvilket medfører store kanaler. Stavanger Squash Senter som ble bygget i 1981, forsyner dusjanlegget med varmtvann fra 140 m<sup>2</sup> luftsolfangere. Moelven Brug AS solgte i første halvdel av 1980-tallet noen titalls eneboliger med luftbasert oppvarmingssystem.



Moelven Brugs solvarmeanlegg fra tidlig 80-tallet.

### Høy- og korntørker

I Norge er det først og fremst solbaserte høy- og korntørker som har hatt et visst gjennomslag. Uteluft trekkes inn mellom yttertak (stålplater eller betongtakstein) og et undertak, opp til en samlekanal under mønet og ned til et rist-system under det

høyet som skal tørkes. Det er gjennomført en evaluering av omlag 25 høy- og korntørker som er bygget i Norge. Denne konkluderte med at nesten samtlige av byggherrene var meget godt fornøyd med anleggene. Det viktigste argumentet for å bygge slike anlegg er økt forkvalitet, og ikke nødvendigvis energisparing da alternativet i de fleste tilfellene er kaldlufttørker.



Solvarmeanlegg for høy- og korntørking (kilde A.Oterholm)

### Annen prosessvarme

Solvarme er ikke bare begrenset for bruk til varmtvann- og romoppvarming. Mange andre brukersteder har behov for varme med ulike temperaturnivåer. Bruk av transparente isolasjonsmaterialer kan medføre at enkle plane solfangere kan komme opp i driftstemperaturer på over 100°C, hvilket tidligere var begrenset til kostbare konsentrerende solfangere. Spesielt på sydligere breddegrader kan solbasert prosessvarme bli interessant, og lovende anvendelser er landbruk, avsalting og kjøling. Innen byggsektoren er det et stort potensial for enkle systemer for kjøling i sommerhalvåret, når man dessuten har samtidighet mellom behov og tilgang på sol.

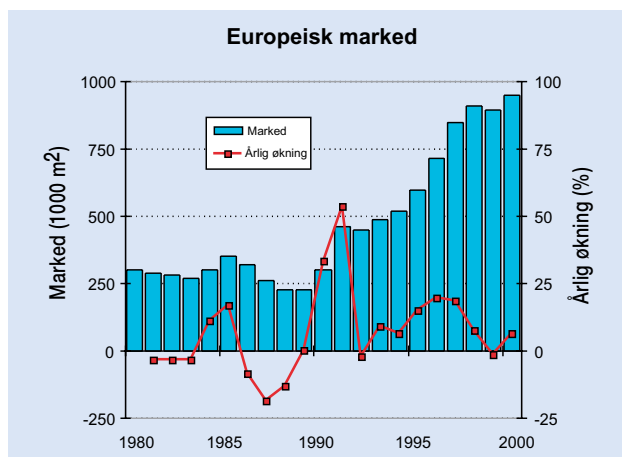
Anvendelser av prosessvarme med solenergi	(°C)
<b>Lavtemperatur</b>	
Tørking av landbruksprodukter	50-70
Avsalting av sjøvann/destillasjon	> 80
Adsorpsjonskjøling	> 130
Soltermisk vannpumping	>120
Næringsmiddelindustrien	50-150
Sterilisering med varmluft	>120
Matlaging	>140
<b>Høytemperatur</b>	
Industriell høytemp. prosessvarme	1000
Kjemiske prosesser	1500
Materialprosesser	3500

### Miljø

Utnyttelse av solenergi ved hjelp av solfangere eller solceller er trolig en av de mest miljøvennlige av de eksisterende energiteknologiene. Behovet for energi til drift er lite, og anleggene gir heller ikke skadelige utslipp. I Sverige er det regnet med at totalt energibehov for fremstilling av 1 m<sup>2</sup> solfanger utgjør

ca 150 kWh, hvilket betyr at solfangeren har tilbakebetalt sitt energiforbruk på under et halvt år. Analyser av solvarmesystemer viser at bruk av materialer som krever lite energi å framstille eller som er lett resirkulerbare, for eksempel plast og aluminium, ytterligere reduserer energi-, miljø- og forurensningsfaktorene.

Varmefordelingssystemet for solvarmeanlegg skiller seg ikke nevneverdig fra tradisjonelle vannbaserte oppvarmingsystemer og medfører derfor ingen ekstra miljøbelastninger.



### Marked og kostnader

I 1908 ble de første kommersielle solfangerer slik vi idag kjenner dem, produsert av selskapet Carnegie Steel Company i USA. Rett etter første verdenskrig var det solgt 4000 anlegg for oppvarming av varmt tappevann, og mer enn 60 000 rundt 1940. Israel har den største tettheten av solvarmeanlegg, nesten 1 mill. anlegg dekker varmtvannsbehovet i 83% av alle boligene.

I Europa har antallet solfangerer økt kraftig i løpet av 1990-årene, og siden 1993 har den årlige tilveksten ligget på gjennomsnittlig 15%. Pr. utgangen av 1999 var det installert omlag 9 mill. m<sup>2</sup> solfangerer som tilsvarer en varmeproduksjon på omlag 4 TWh/år. En vesentlig del av dette markedet utgjøres av et lite antall land; Tyskland står for 40% mens Østerrike, Hellas og de andre europeiske land står for omlag 20% hver.

EU har satt opp et mål om 100 mill. m<sup>2</sup> solfangerer installert innen 2010. Dette tilsvarer en årlig solvarmeproduksjon på 30-40 TWh, men for å nå dette målet må det trolig settes inn helt andre virkemidler enn i dag. I tillegg skal solenergi brukes til å redusere behovet for oppvarming og kjøling i bygninger. En reduksjon på 10% i denne sektoren vil representere energisparing i overkant av 400 TWh/år, hvilket vurderes som oppnåelig innen 2010.

Danmark og Sverige har også hatt et solvarmemarked siden slutten av 70-tallet. I Danmark er det nå installert nærmere 300 000 m<sup>2</sup>, bl. annet er verdens største solvarmeanlegg med 9.043 m<sup>2</sup> solfangerareal bygget på øya Ærø. Dette anlegget leverer varme til et fjernvarmesystem for under 30 øre/kWh, og det foreligger planer om å doble solfangerarealet.

I Sverige var det i 1980 installert omlag 20 000 m<sup>2</sup> solfangerer, mens dette er økt til 170.000 m<sup>2</sup> i 1999. Det ble installert 17.500 m<sup>2</sup> solfangerer i 2000. I Sverige er det fokusert på store solvarmeanlegg knyttet til fjernvarmeanlegg, og det er oppnådd betydelige forbedringer i anleggenes økonomi.



Montering av solfangerer i et stort solvarmeanlegg i Sverige.

Sammenlignet med våre naboland har solvarmemarkedet i Norge vært forsvinnende lite. Det foreligger ingen egen statistikk over det norske markedet, men overslag tyder på at det neppe er installert særlig mer enn 6.000 m<sup>2</sup> solfangerer for oppvarming av varmtvann og bygninger. Disse anleggene leverer omlag 1,5 GWh varme pr. år og de fleste av disse er bygget med statlig støtte.

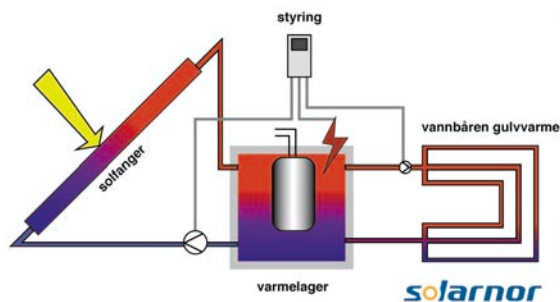
I Norge er det høy- og korntørker som utgjør det store solfangerarealet. Overslag tyder på at det er bygget mer enn 300.000 m<sup>2</sup> enkle solfangerløsninger for høy- og korntørker. Anleggene fører til bedre forkvalitet og dermed gevinster for gårdbrukere. Årlig bygges det fortsatt omlag 25.000 m<sup>2</sup> fordelt på ca. 250 anlegg.

Typiske kostnader for komplette solvarmeanlegg		
	Pr. solfangerareal kr/m <sup>2</sup>	Energipris øre/kWh
Tappevannoppvarming < 5m <sup>2</sup>	3.000 - 6.000	60 - 120
Tappevannoppvarming 50-250 m <sup>2</sup>	1.600 - 3.500	50 - 100
Fjernvarme > 500 m <sup>2</sup>	1.400 - 3.000	40 - 80
Fjernvarme m/sesonglager	1.700 - 4.000	40 - 120
Svømmebasseng	1.200 - 2.000	30 - 50

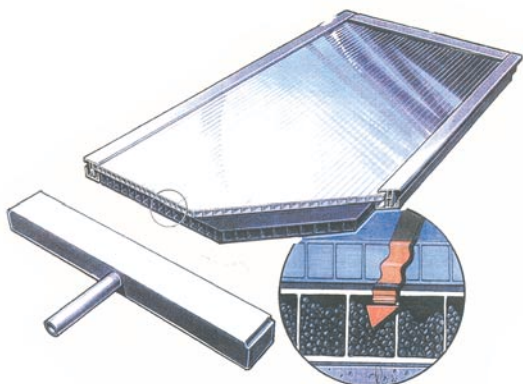
Nye konsepter og spesielle installasjoner kan resultere i gunstigere priser, hvilket også er vist i noen av de konkrete eksemplene senere. I dag er det omlag 300 europeiske produsenter av solvarmeanlegg, og disse er små bedrifter med årlig produksjon på noen få tusen m<sup>2</sup>. En årsproduksjon på 50.000 - 100.000 m<sup>2</sup> er antatt nødvendig for at det skal oppnås vesentlige skalaeffekter ved rasjonell produksjon. Flere utredninger peker på at solfangerkostnadene med slike volumer vil kunne halveres.

### Norske produsenter

SolarNor AS ble etablert i 1995. Bedriften har videreutviklet et solvarmekonsept fra Solnor AS, der en sirkulerende vannstrøm pumpes opp til toppen av en solfanger, renner ned gjennom et kanalsystem i solfangeren og samles opp i en lagertank. Konseptet er vist skjematisk nedenfor.



Mens Solnors tidligere solfanger var i aluminium, utviklet SolarNor en ny solfanger i plast, i samarbeid med General Electric Plastics i Nederland.



Solfangeren består av en transparent polykarbonatplate som dekker over en svart dobbeltplate av plastmaterialet Noryl. Absorbatoren har en indre struktur med kanaler fylt med små porøse kuler. Vannet renner ned gjennom disse kanalene og kulene fører til at vannet presses mot kanalveggene og gir god varmeovergang. Pilotproduksjon av dette konseptet startet i 1996 med ordinær drift sent i 1998.

Solnor leverte i sin tid (1990 - 1995) omlag 2300 m<sup>2</sup> av det aluminiumsbaserte energitaket til ulike installasjoner i Norge, men SolarNor AS satses nå kun på de plastbaserte solfangerene. Av disse er det til nå levert ca 2700 m<sup>2</sup>. Prisene for solfangeren er oppgitt å ligge mellom 600 og 1.000 kr/m<sup>2</sup>. En regner med en typisk merinvestering per årsproduert kWh på ca 5 kr for enkle tappevannsanlegg ned til 2,5-3 kr for store anlegg. Forventet årlig energiutbytte varierer mellom 250 og 400 kWh/m<sup>2</sup>, alt etter type anlegg og hvor stor andel av varmebehovet som skal dekkes med solvarme.



#### Klosterenga – økologiske boliger i gamlebyen i Oslo

214 m<sup>2</sup> SolarNor solfangerer bidrar til oppvarming av totalt 2900 m<sup>2</sup> boligareal. Solfangerens helningsvinkel er 37°, og er koblet til et 13 m<sup>3</sup> varmelager. Solfangerne produserer 70 000 kWh/år, som utgjør 23% av boligens totale varmebehov.

#### Kostnader

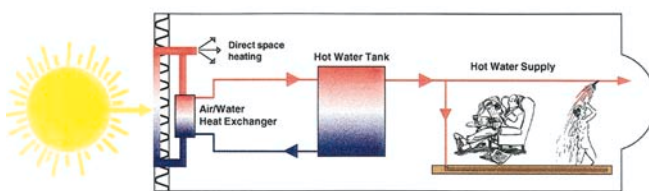
Totale installasjonskostn. kr 250.000

Energikostnad 40 øre/kWh (7% renter, 15 års levetid)

Tilsammen er det levert i overkant av 200 anlegg hvorav 10-15% er store anlegg og resten til husholdninger. Det er inngått partnerskap om salg av konseptet i 16 land. SolarNor vil i løpet av 2001 etablere datterselskap i Tyskland, Nederland og Spania.

AIS-Utvikling AS er et annet norsk selskap som ble etablert i 1993 for å kommersialisere et solvarmekonsept som benytter luft som varmemedium. Konseptet kombinerer en luftbasert solfanger med prinsippet om dynamisk isolering. Uteluft trekkes gjennom solfangeren og deretter gjennom en porøs veggkonstruksjon. Selv uten opptak av solenergi fungerer systemet energisparende ved at det normale transmisjonsvarmetapet gjennom veggen brukes til å forvarme friskluften som trekkes inn.

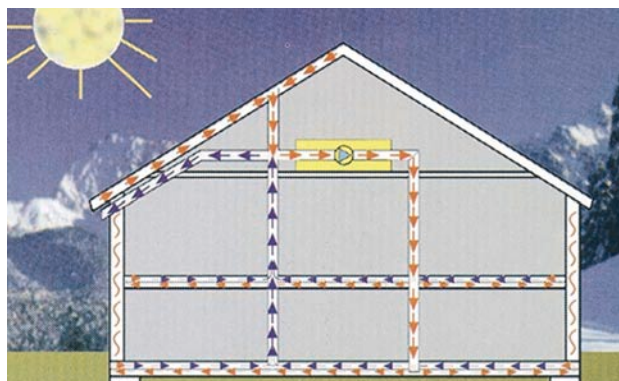
Det er gjennomført målinger ved Norges Byggeforskningsinstitutt som viser et årlig energipotensiale i området 250-350 kWh/m<sup>2</sup> for konseptet. Disse resultatene er verifisert gjennom et prøveprosjekt i Ørakerveien i Oslo, hvor 20 m<sup>2</sup> bidrar med solvarme til to boliger. Det arbeides også med å utnytte dette konseptet til kjøleformål.



The Friendly Wall

I samarbeid med SunLab i Stavanger har ABB Miljø AS utviklet en fasadeintegrert, luftbasert solfanger. Konseptet har fått navnet "The Friendly Wall" og er i første rekke beregnet for oppvarming av rom og tappevann i yrkesbygg (hotell, sykehjem, kontorbygg etc.) Fordelen med den vertikale fasadeintegrerte løsningen er at den utnytter energien i lav vintersol, noe som kan gi gode ytelser i fyringssesongen. Det er installert et pilotanlegg med 60m<sup>2</sup> solfangere i tilknytning til fasadereovering av en boligblokk i Göteborg, og systemet er også installert i en barnehage. Andre anlegg er under planlegging, bl.a. installasjon ved et hotell i Oslo og et konsept der varmluft fra solfangeren skal bidra til uttørring av betongvegger i et garasjeanlegg.

Et annet patentert energisystem for bygninger er det såkalte ABS Thermo Deck som benytter bygningsstrukturen som varmeveksler. Bedriften Airborn Systems AS har utviklet denne teknologien, der luft brukes som varmemedium. Teknologien jevner ut døgnvariasjoner i temperatur og reduserer derved oppvarmings- og kjølebehovet. Den kan brukes både i bygninger, idrettsanlegg, bruer, fortau m.m.



ABS Thermo Deck utnytter solenergi. Varm luft sirkuleres fra de delene av bygningen som er eksponert for sollys og energien lagres i bygningselementer i gulv og vegger.



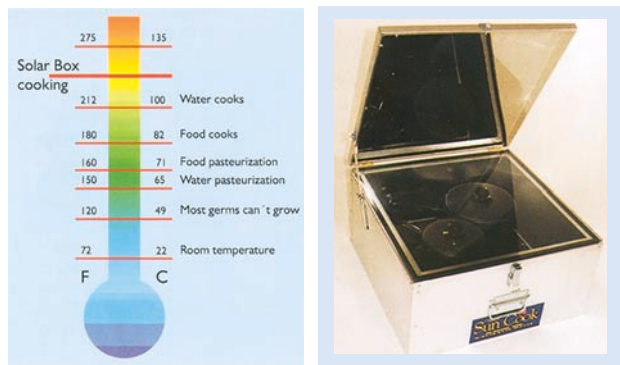
## SOLKJØLING

Solvarme kan også benyttes til å kjøle bygninger. Solvarme kan utnyttes til å øke den naturlige ventilasjonen gjennom oppdriftskrefter. Mer konvensjonelle kjøleprinsipper med absorpsjonskjøling gjennom kondensasjon og fordampning av et kuldemedium kan også utnytte solvarme. Ulike absorpsjonsmedier kan dessuten benyttes til å avfukte den luften som skal kjøles, og dermed reduseres energibehovet for nedkjøling vesentlig.

En av fordelene med de ulike solkjøleprinsippene er at man stort sett har best tilgang på solvarme når behovet for kjøling er størst.

## SOLKOKING

For millioner av mennesker i mange utviklingsland utgjør varmebehovet til matlaging deres største energibehov. Ofte er ved en mangelvare, og enkelte steder må man bruke mange timer daglig for å dekke brenselbehovet for matlaging. Det er utviklet en lang rekke apparater for solkoking, men det vanligst brukte er den såkalte solboks-kokeren. Dette er en isolert boks for plassering av 1-3 kokekar, med et dekkglass over og ofte forsynt med en reflektor. Slike kokere er utviklet i en lang rekke typer fra de helt enkle med kartong som byggemateriale til de mer robuste og sofistikerte med bruk av aluminium og plast. Disse opererer vanligvis i temperaturområdet 80-130 °C, og kan også benyttes til pasteurisering av drikkevann.



Den norske bedriften Sun Cook i Saudasjøen har utviklet en solkoker basert på solboksprinsippet.

## ELPRODUKSJON MED SOLVARME

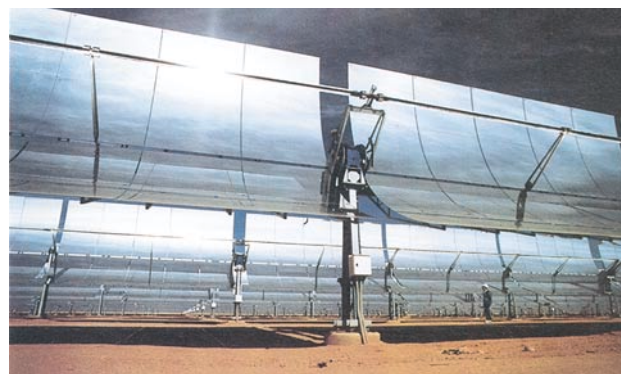
Internasjonalt blir det arbeidet mye med soltermisk kraftproduksjon. Sammenlignet med solceller er dette en mye billigere måte å produsere strøm fra solenergi, men teknologien forutsetter ofte store enheter av hensyn til virkningsgrad og økonomi.

Som i et konvensjonelt termisk kraftverk, drives generatoren i et termisk solkraftverk ved hjelp av dampturbiner. Dampen blir imidlertid ikke produsert av kjeler eller en kjernereaktor, men av innretninger som fokuserer solstrålingen mot et brennpunkt slik at høye temperaturer oppnås. Damptemperaturen må være over 350°C for å oppnå rimelig grad av effektivitet. Slike temperaturer kan ikke nås med vanlige plane solfangere, og det er

nødvendig å konsentrere solstrålene som kan gjøres med ulike optiske prinsipper.

De følgende eksemplene viser noen internasjonale anlegg.

**Paraboliske traug** benyttes vanligvis i store anlegg, såkalte solparker. Trauene fokuserer strålene inn til et fokus der langsgående rør fører væsken som varmes opp. Væsken fra flere slike rør samles og mates inn i en sentralt plassert dampturbin. I Mojave-ørkenen i California har selskapet Luz International installert ni anlegg med en samlet elproduksjon på 355 MW. De to nyeste installasjonene er hver på 80 MW. Det første anlegget produserte el til ca. 175 øre/kWh, mens de siste anleggene holder en pris ned på omlag 50 øre/kWh.



Paraboliske traug fra Luz installasjonen

**Soltårnet** inneholder en sentral mottaker i toppen av tårnet som mottar reflekterte solstråler fra et større antall speil på bakken. Speilene styres etter solas bevegelser slik at de hele tiden reflekterer strålene inn til soltårnet. En væske varmes opp som igjen mates inn i en dampturbin. De mest kjente soltårnene er bygget ved Sandia National Laboratories i USA (5,5 MWt), og i Almeria i Spania (11.880 m<sup>2</sup> speil som genererer 4 MWt)



Soltårn fra Sandia Lab (Kilde: IEA)

**Paraboliske speil** består av paraboliske konkave speil som har en mottaker i fokus. Av de tre prinsippene som nevnes her er det paraboliske speil som i praksis oppnår den høyeste konsentrasjonsgraden, temperaturer og virkningsgrad. Paraboliske systemer benytter sjelden væske som varmemedium, men er ofte utstyrt med en Stirling-motor som drives direkte av solvarmen og produserer bevegelsesenergi som kan taes ut som el eller utnyttes til annet mekanisk arbeid. Små gassturbiner kan også benyttes. Opp mot 30% el i forhold til innstrålt solenergi er oppnådd i et 25 kW anlegg. Selv om denne typen anlegg har

det høyeste potensialet når det gjelder virkningsgrad, er det den av de 3 teknologiene som er minst utviklet.

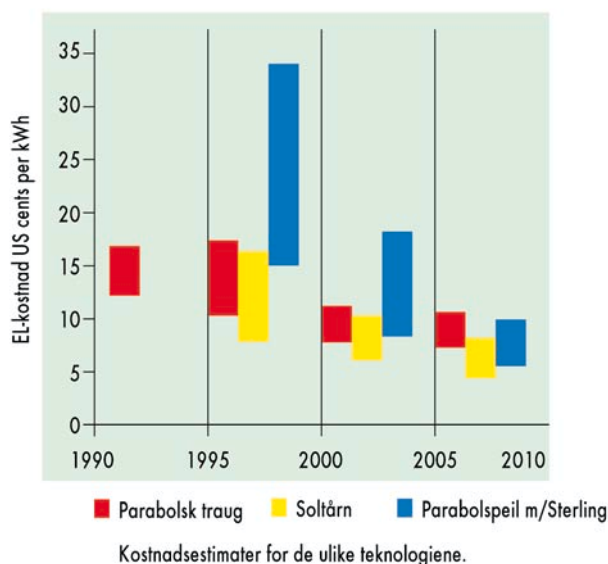


Parabolspeil med Stirling

### Elproduksjon med solvarme

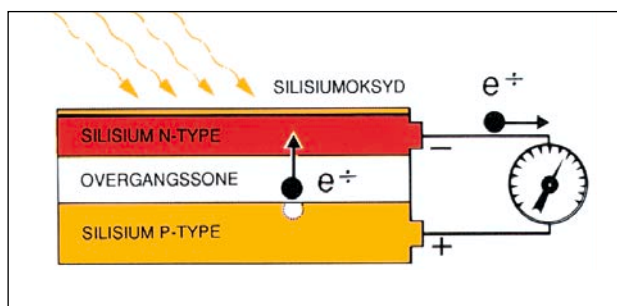
	Effekt MW	Temp. °C	Konsentrasjonsfaktor
Paraboliske traug	30-400	200-500	60-90
Heliostater med soltårn	30-200	500-1000	500-1200
Parabolspeil (Stirling motor)	0,02-0,05	600-1200	600-8000

Alle disse konseptene bygger på refleksjon av solstrålene som krever direkte sollys. I Norge kommer store deler av innstrålt energi i form av diffus himmelstråling, og disse systemene er derfor lite egnet i vårt klima. I andre deler av verden er dette imidlertid meget aktuelle teknologier. Nest etter vindenergi er disse ansett å være de mest konkurransedyktige teknologiene på kort sikt for produksjon av el fra nye fornybare energikilder. Figuren nedenfor viser kostnadsestimater for de ulike teknologiene.



## 2.2 SOLCELLER

Det fysiske fenomen som omdanner lys direkte til elektrisk energi, den fotovoltaiske effekt (Photovoltaics (PV)) ble først observert av en fransk fysiker, Edmund Becquerel, i 1839. Han oppdaget en elektrisk spenning da en av 2 identiske elektroder i en lite strømførende oppløsning ble belyst. Når lys absorberes i en halvleder i tilstrekkelig mengde til å frigi elektroner, blir det bygget opp et elektrisk potensial. Dette potensialet (spenningen) vil drive en strøm gjennom en strømkrets når en slik blir tilkoblet halvlederen. Den absorberte energien har dermed blitt konvertert til elektrisitet. Forholdet mellom mengden av produsert elektrisitet og innstrålt lys kalles solcellens virkningsgrad.



De første solcellene ble laget av selén på 1800 tallet og hadde en virkningsgrad på 1-2%. Forskningsarbeid på 1920 og 1930-tallet la det teoretiske grunnlaget for dagens solcelle-teknologi. Mot slutten av 1940-årene ble det utviklet en ny metode, Czochralski-metoden, for å produsere krystallinsk silisium med meget høy renhet. Romprogrammene i 1950-årene samt utviklingen av transistorindustrien var også viktige elementer i utviklingen av solcelle-teknologien.

- 1839 Becquerel oppdager den fotovoltaiske effekt
- 1954 Første silisium-solcelle i Bell Laboratories
- 1958 Første satellitt med elforsyning fra solceller
- 1966 CdS/Cu<sub>2</sub>O-tynnfilmcelle
- 1974 Første amorf silisiumcelle
- 1983 Første solcelleanlegg over 1 MW
- 1985 Første silisiumsolcelle med virkningsgrad over 20%
- 1989 Første tandemcelle med virkningsgrad over 30% med konsentrerende lys
- 1996 Icare fløy over Tyskland drevet med 21 m<sup>2</sup> høy-effektive solceller

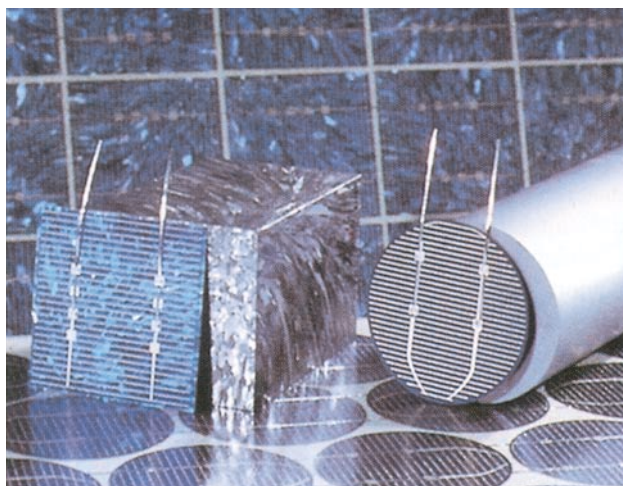
### Krystallinske solceller

Det mest vanlige solcellematerialet er silisium (Si). Nest etter oksygen er dette det hyppigst forekommende kjemiske grunnstoff på jordoverflaten, og kan fremstilles fra kvartssand. Imidlertid er det en rekke prosesser som er nødvendige for å fremstille silisium med tilstrekkelig renhet for bruk i solceller.

Såkalte enkrystallinske solceller, også kalt monokrystallinske, er tilgjengelig på markedet med virkningsgrad opp mot 20%. I laboratorier er det utviklet Si-solceller med målte virkningsgrader nær det teoretisk maksimum på 29%.

Som for andre områder innen halvlederindustrien, blir solcellene laget fra skiver (wafers) som er sagt fra massive blokker (ingots).

Polykrystallinske solceller er enklere å produsere, og dermed billigere. Disse er i utstrakt bruk, da virkningsgraden kun er marginalt lavere enn for én-krystaller.



*Mono- og polykrystallinske solceller*

Idag er de krystallinske skivene for silisiumceller omlag 0,3-0,5 mm tykke. Denne tykkelsen gir tilstrekkelig mekanisk stabilitet i tillegg til fullstendig absorpsjon av solstrålene, noe som krever tykkelser på minimum 0,2 mm.

Gallium arsenide (GaAs) er et annet enkrystall material for høyeffektive solceller. Kostnadene for disse er vesentlig høyere en Si-celler, hvilket begrenser GaAs-cellene til spesielle anvendelser som romteknologi og konsentratorer.

### Tynnfilmceller

For å redusere kostnadene for fremstilling av solceller, er tynnfilmcellene blitt utviklet. Disse bruker vesentlige mindre materialer, og fremstillingsprosessen er raskere. Det meste av utviklingsarbeidet de siste ti årene er knyttet til utvikling av amorft silisium (a-Si). Fordelen med amorfe silisiumsolceller sammenlignet med krystallinske, er vesentlig mindre behov for energi i produksjonsprosessen hvilket fører til raskere energimessig tilbakebetalingstid. Med bruk av små amorfe solceller i konsumentelektronikken (klokker, kalkulatorer etc.) ble et nytt marked for solceller utviklet. Ulempen med disse cellene er en relativt dårlig virkningsgrad. Det er produsert amorfe solceller med over 10% virkningsgrad, men denne vil reduseres med omlag en tredjedel over kort tid på grunn av en lys-indusert

ustabilitet som kalles Stabler-Wronski-effekten. Pågående forskning fokuserer på metoder for å redusere denne effekten.

Andre interessante tynnfilm-materialer er kadmium-telluride (CdTe) og kobber-indium-diselenide (CuInSe<sub>2</sub> eller CIS). Idag produseres slike celler i laboratorier med virkningsgrader på omlag 15%. Tynnfilm av krystallinsk silisium på keramiske substrater er også en løsning det forskes på.

Ved University of New South Wales i Australia er det utviklet en tynnfilm solcelle (Green-cellen etter prof. Martin Green) som omdanner 15% av sollyset til elektrisitet, og som hevdes å kunne masseproduseres til omlag 10% av kostnadene for tradisjonelle solceller. Selve cellen består av seks lag Si-tynnfilm lagt oppå hverandre, og det kan benyttes silisium som er 100-1000 ganger mer urent enn det som hittil har kunnet anvendes til solceller. Selskapet Pacific Power har sammen med universitetets kommersielle avdeling Unisearch, investert omlag 350 mill. kr for å kommersialisere dette konseptet. Prismessig forventes det at Green-solcellene skal konkurrere med konvensjonell produksjon av elektrisitet dersom forskningsmålene nås.

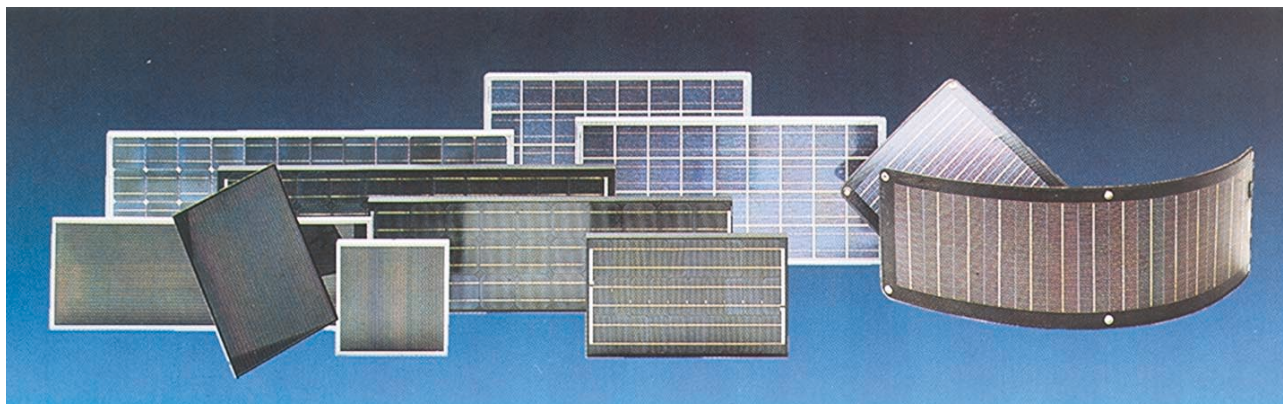
### Fotoelektrokjemiske solceller

Ved Ecole Polytechnique Fédéral i Lausannes (EPFL) er det utviklet en ny type solcelle, den såkalte Grätzelcellen. Cellen består av to lag glass med en elektrolytt i mellom. Det ene glasset er belagt med en film av titandioksyd og et organisk fargestoff som ved belysning starter en elektronvandring og genererer el. Prosessen med denne såkalte nanokrystallinske keramiske filmen er en etterligning av naturens fotosyntese, og hevdes å kunne fremstilles på en meget enkel måte.

Å finne frem til stabile materialer er en hovedutfordring i arbeidet med å utvikle kommersielle fotoelektrokjemiske solceller

Typer	Teoretisk virkningsgrad	Laboratorie		Moduler	
	$\eta$	cm <sup>2</sup>	$\eta$	cm <sup>2</sup>	$\eta$
Monokrystallinsk silisium (Si)	29 %	4	24 %	800	22 %
Multikrystallinsk silisium (Si)		1	20 %	1000	15 %
Amorft silisium (a-Si)	27 %	1	12 %	1000	10 %
Galliumarsenide (GaAs)	31 %	0,25	25 %		
Kobberindiumselenid (CIS)	27 %	3,5	18 %		16 %
Kadmiumtellurid (CdTe)	31 %	1	16 %	3300	9%

*De mest vanlige solcellematerialer*



*Socellepaneler. (Kilde: NAPS)*

## Solcellepaneler

En enkelt Si-solcelle på ca. 100 cm<sup>2</sup> og eksponert i fullt solskinn genererer omlag 3 A med en spenning på ca. 0,5V. For å få en praktisk brukbar spenning må derfor flere celler koples i serie, og de enkelte solceller settes derfor sammen til paneler. Panelet vil også beskytte solcellene mot vær og vind, og gi mekanisk stabilitet. Et typisk panel med solceller av krystal-linsk silisium består av 34-36 seriekoblede celler med en ytelse på omlag 50 W<sub>p</sub>. Betegnelsen W<sub>p</sub> betyr solcellepanelets spiss-effekt ved standard testforhold hvilket innebærer solinnstråling på 1000 W/m<sup>2</sup> og celledetemperatur 25°C.

Det er installert flere nett-tilknyttede solcelleanlegg på flere MW<sub>p</sub>, i noen tilfeller med spenninger på 500 - 1000 V. For slike formål har flere produsenter laget store paneler med en spisseffekt på flere hundre watt og et areal på flere kvadratmeter.

Det er særlig et forhold som har stor betydning for solcelle-panelets effektivitet, nemlig skygge. Dette skyldes at solcellen med den laveste belysningen bestemmer strømstyrken i hele kretsen, og en liten skygge over deler av et panel fører dermed til betydelig reduksjon.

## Energilager

Skiftende skydekke, vekslinger mellom dag og natt og mellom sommer/vinter fører til at tilgangen på solenergi varierer sterkt over tid. Solcellene brukes oftest til strømforsyning på steder som ikke har tilknytning til el-nettet, og for å sikre stabil tilgang på strøm er det nødvendig med et energilager. Avhengig av klima og systemets bruksområde, kan lageret dimensjoneres for å dekke energibehovet gjennom timer, dager, uker eller måneder.

Aktuelle lagringsmedier er ulike typer batterier eller hydrogen. For hydrogen henvises til eget kapittel, og her omtales derfor kun batterier.

I dagens solcelleanlegg er det batterier med bly eller nikkel-kadmium som er i praktisk bruk. Gode blybatterier har en energitetthet på ca. 30 Wh/kg. En ulempe med batterier er at de lekker energi, typisk 3-10% pr. mnd. for blybatterier. Batterier er også energikrevende å fremstille. For å produsere en lagringskapasitet på 1 Wh kreves det omlag 1 kWh. Beregninger viser at det tar ca. 10 år før batteriene har levert like mye nyttig energi som gikk med ved batteriproduksjonen.

En tommelfingerregel for dimensjonering av batterilager, gir følgende lagerstørrelser i Wh pr. installert solcelleeffekt i W<sub>p</sub>:

Forholdet lagerkap. og solcelleeffekt Wh/W <sub>p</sub>	Systemtype
7	for et nett-tilknyttet system med korttidslager
20	for system for fritidshus
50-200	for alenestående systemer med høye krav til leveringssikkerhet

Tabellen nedenfor oppsummerer ulike batterityper i dagens marked samt forventninger noen år fremover.

Batteritype	Energiinnhold		Levetid cykler	Relativ energipris
	Wh/k	Wh/l		
<b>Dagens muligheter</b>				
Ventilerte blybatterier	20-45	40-100	200-2000	1
Forseglede blybatterier	10-30	80	500-1000	1-2
Nikkel-kadmium	15-45	40-90	>5000	3-5
<b>Nær fremtid &lt; 10 år</b>				
Nikkel-hydrogen	40-60	60-90	3000-6000	5-10
Avanserte nikkel-jern	22-60	60-150	1000-2000	1-1,5
Nikkel-zink	60-90	120	250-350	2
Natrium-svovell	100-200	150	900-2000	0,5-1
Litium-svovell	200-600			
Zink-brom	55-75	60-70	600-1800	0,5-1
<b>Fremtidige løsninger &gt;10 år</b>				
Jern-krom (Fe/Cr redox)	-	-	20.000	1
Zink-mangan (Zn/MnO <sub>2</sub> )	70	160	200	1-2
Hydrogen -brenselcelle	-	-	-	40

## Kraftelektronikk

I et solcelleanlegg inngår alltid noe kraftelektronikk. De mest primitive systemer tar til takke med en diode som hindrer at batteriet utlades gjennom solcellene når det ikke er tilstrekkelig lys, men de fleste systemene er mer avanserte.

*Laderegulator* er nødvendig fordi batteriene er følsomme for overladning og for dyp utladning. Det er viktig at batteriers ladningstilstand og strømmnivået holder seg innenfor tillatte verdier for å oppnå lang levetid.

En solcelle gir maksimal effekt for én kombinasjon av strøm og spenning ved en gitt solinnstråling. En såkalt *Maximum Power Point Tracker (MPPT)* sørger for at solcellen opererer ved det optimale arbeidspunktet.

Dersom solcellene skal levere strøm til et elnett eller forsyne vekselstrømforbruker, må systemet ha en vekselretter (*DC-AC omformer*) for å generere vekselstrøm fra likestrøm. Slike vekselrettere har virkningsgrad i området 90-95%, og de må kunne levere vekselstrøm av tilstrekkelig høy kvalitet.

## Miljø

De krystallinske silisiumcellene er relativt energikrevende i produksjonen, og den energimessige tilbakebetalingstiden ligger i området 2 - 5 år avhengig av de forutsetninger som legges til grunn. For amorfe Si-celler er tilsvarende verdier 1,3 - 3 år.

Tynnfilmcellene er mindre energikrevende å fremstille enn silisium, men de inneholder ofte miljøfarlige metaller som kadmium og indium. I produksjonen av CIS-cellenes benyttes dessuten en meget giftig gass, hydrogenselenid (SeH<sub>2</sub>).

De frittstående solcelleanleggene forutsetter dessuten energilagring i batterier, hvilket også medfører miljøbelastning både på produksjons- og avfallssiden.

## Desentraliserte systemer

Det er i første rekke i avsidesliggende områder, langt fra det elektriske nettet at solcellene har fått et marked. I dag bor ca 2 milliarder mennesker i områder uten et elektrisk nett, og sannsynligheten er stor for at mange disse aldri vil få muligheter for tilkopling til det elektriske nettet.

I utviklingsland er det derfor et meget stort potensial for el-utbygging med solceller, og mange land har store utbyggingsprosjekter. Mer enn 20 000 husholdninger i Kenya ble utstyrt med solcelleanlegg i første halvdel av 1990 tallet, hvilket er mer enn de som ble tilkoplede nettet. Verdens største solenergi-prosjekt er for tiden under planlegging på Filippinene. 150 filippinske landsbyer uten nettilknytning skal utstyres med solenergi til bl.a. belysning, drikkevann, skoler, helsesentre, vanningsystemer og næringsvirksomhet. Over 400 000 husholdninger får nytte godt av dette prosjektet til rundt 440 millioner kroner. Prosjektet er finansiert av den spanske regjering og ledes av det filippinske departement for landbruksreform. Også BP er involvert i prosjektet.

En slik husholdning som bruker el til lys, radio og kanskje en TV har et elbehov på omlag 0,1-0,5 kWh/døgn. Et lite solcelleanlegg på noen 10-talls watt vil ofte være tilstrekkelig for å dekke det grunnleggende behovet. Flere utredninger viser dessuten at solceller er den mest kostnadseffektive løsningen for elforsyning til små landsbyer dersom de ligger mer en 20 km fra elektrisitetsnettet.



Vannpumping med solceller

Norge er faktisk også en stor forbruker av solcelleanlegg. Dette fremstår som et paradoks i et land som inntil nylig hadde rikelig tilgang på billig vannkraft. Imidlertid har leverandørene funnet frem til en nisje, nemlig våre hytter og fritidshus. Totalt er det installert mer enn 100 000 anlegg, hvilket tilsvarende over 4 MW<sub>p</sub>. For 20 år siden da det hele startet, var et typisk solcellepanel på 15 - 20 W<sub>p</sub>. Økte krav til elektriske innstallasjoner, farge-TV istedenfor svart/hvitt samt prisreduksjoner har ført til at dagens hytteanlegg som regel har et panel på 60 W<sub>p</sub>. En gjør-det-selv-pakke med panel på 60 W<sub>p</sub>, batteri på 125 Ah/12V samt ledninger, kontakter og diverse arbeids-, lese- og taklamper koster omlag 9 000 kr.

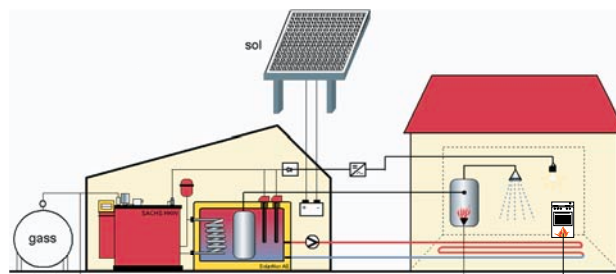


Sol-kit fra NAPS

Solceller blir også i stadig større grad tatt i mer profesjonell bruk på avsidesliggende steder der tradisjonell elforsyning er kostbart grunnet lange overføringsforbindelser. Fremlegging eller fornyelse av ledningsnettet til enkelte abonnenter kan koste flere hundre tusen kroner. Det er derfor ønskelig å se på alternative løsninger, og bruk av solceller sammen med elbesparende tiltak kan være en løsning.

NVE har fått gjennomført en studie der man ser på muligheter for bruk av solceller kombinert med diesellaggregater og elbesparende tiltak som alternativ til fremføring av ny kabel fra nettet. Med ulike tiltak kan årlig elforbruk i en husholdning reduseres til ca. 3-4.000 kWh. Et solcelleanlegg på 2 kW<sub>p</sub> vil kunne være økonomisk interessant ved at dieselforbruk og generelle driftskostnader reduseres.

Et anlegg som kombinerer solceller og propangass har siden 1995 vært i drift på Venberget i Grue kommune. Dette anlegget dekker alle energitjenestebehov hos en husholdning, og kjører nå praktisk talt uten problemer. Solcellene produserer omlag 1700 kWh/år, og gassaggregatet brukes normalt ikke i perioden mai - august. I sommermånedene dekker solceller nesen hele strømforbruket, mens propan benyttes til matlaging og oppvarming av vann. I vintermånedene produseres strøm fra gassaggregatet, og spillvarmen kan da benyttes til romoppvarming og varmtvann. Foreløpige resultater fra NVE viser at slike desentrale energiforsyningsanlegg kan være økonomisk lønnsomme i forhold til nett-tilknytning når forbruker ligger mer enn 2 km fra el-nettet.



Prinsippskisse av anlegget på Venberget

Tidligere fikk fyrlykter og lysbøyer sin energi via gass og parafin, og i noen tilfeller fra elnettet. I dag er rundt 2000 fyrenheter, dvs. halvparten av kystdirektoratets fyrenheter, elektrifisert med solceller. Bortsett fra noen oppstartproblemer med enkelte brytere og fuktighet, er erfaringene fra solcelleanleggene meget gode. Kystdirektoratet har besluttet at samtlige fyrlykter fra små lysbøyer til fyrtårn, som ikke kan knyttes til el-nettet, skal forsynes med solceller. Batteribanken i et slikt system er viktig, og i Sør-Norge dimensjoneres denne for 60 dagers lagring, mens i Nord-Norge benyttes 120 dagers lagringskapasitet.

Et typisk solcelleanlegg for et liten fyrlykt har 12 V med en effekt på ca. 60 W<sub>p</sub>, større fyrtårn benytter 24 V. På Store Kamøy ved Gamvik, 71° nord, er den nordligste solcelleinstallasjonen i drift.



Grasøyane fyr nær Ålesund. Totalt 44 m<sup>2</sup> solceller, 80 paneler, leverer strøm til en batteribank med lagringskapasitet på 7000 Ah ved 24 V; 168 kWh. Kystverkets største installasjon.

### Nett-tilknyttede systemer

En rekke land arbeider med nett-tilknyttede solcellesystemer. I slike anlegg er det ikke nødvendig med batteribank. Overskudds-el kjøres inn på nettet, og mange land har gunstige avtaler for kjøp av solcelle-el inn til nettet. I Tyskland er energiselskapene pålagt til å betale mer enn 4 kr/kWh for strøm fra solceller.



Solcelleanlegg i MW-klassen, Serre i Italia

Flere anlegg i MW-klassen er bygget. Et av de største anleggene ligger i Serre i Italia, og eies av elektrisitetsselskapet ENEL. Dette anlegget har en installert effekt på 3,3 MW, og produserer årlig rundt 4,5 GWh el. Anlegget består av over 2,6 millioner solceller som er bygget sammen i 45 000 moduler. Disse er igjen ordnet i 10 enheter. Spenningen fra hver enhet transformeres opp til 20 kV vekselstrøm, og er koblet til ENELs 20 kV distribusjonssystem.

Et annet stort, nettilkoblet solcelleanlegg finnes utenfor Sacramento i USA. Dette er et anlegg på 2 MW som produserer strøm nok til 660 husholdninger. Også i Spania finnes solcelleanlegg i MW-klassen. I Toledo, utenfor Madrid, har et anlegg på 1 MW vært i drift siden 1994.

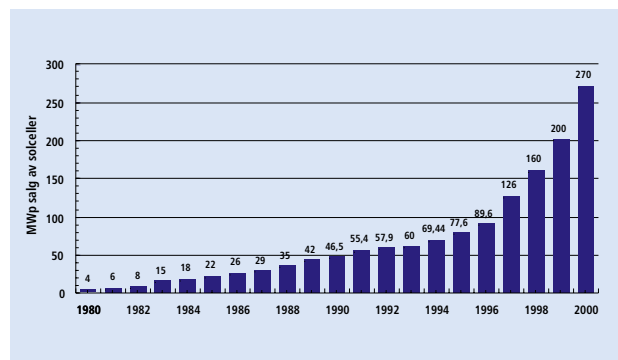
Bygningsintegrerte løsninger vurderes som et rimelig nært forestående marked i mange land. Dette gjelder særlig i geografiske områder der høyeste el-belastning på nettet skyldes kjøleanleggene om sommeren. El-verkene vil der være interessert i å kunne kjøpe overskuddskraft fra desentraliserte solcelleanlegg, eventuelt redusere forbruket ved at bygningen dekker sitt eget behov. Bygningsintegrerte solcelleanlegg kan også bidra til en god arkitektonisk løsning.



Solceller på støyskjermer langs motorvei i Sveits

### Marked og kostnader

Det globale markedet for solceller har vært økende gjennom hele 80- og 90-tallet. På 80-tallet vokste dette markedet med typisk 15-20% pr. år. Veksten var noe mindre tidlig på 90-tallet, men tok seg kraftig opp fra 1994. Da var den totale leveransen ca 70 MW<sub>p</sub>. I 1997 ble det produsert 126 MW<sub>p</sub> solceller på verdensbasis, og i 2000 hele 288 MW<sub>p</sub>. Fra 1990 til 2000 ble solcellemarkedet mer enn 6-doblet.



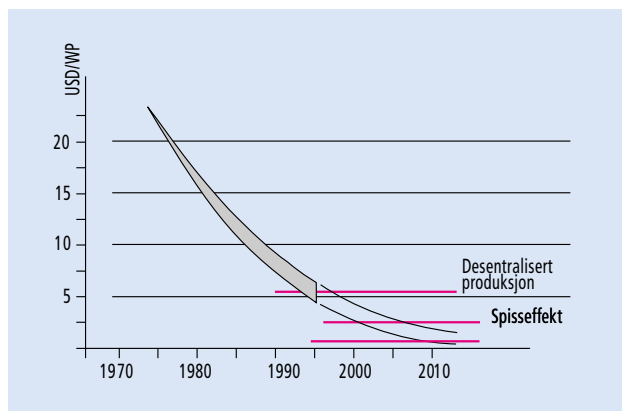
### Markedsutviklingen

Markedet i 2000 var sammensatt av 48% polykrystallinske celler, 37% monokrystallinske, 10% amorft silisium og 5% andre typer. Japanske produsenter stod for 44% av verdensproduksjonen, mens produsenter i USA og Europa stod for hhv. 26 og 21%. De største produsentene av solceller var i 2000 Sharp, Kyocera, BP Solar og Siemens Solar.

Fremtidig marked er stipulert av flere seriøse miljøer, og uavhengige utredninger ender på en forventet omsetning på omlag 1 500 MW<sub>p</sub> i år 2010. Dette vil bety at veksten på 90 tallet fortsetter også de neste 10 årene.

Myndighetene i en rekke industri- og utviklingsland har satt opp forpliktende planer og måltall for solcelleutbygging, og en rekke økonomiske incentiver for slike planer er etablert.

Ved store leveranser kan solceller idag kjøpes for ca. 3,5-4 USD/W<sub>p</sub>. I løpet av de neste 10 årene er det ventet at prisen reduseres til nærmere 2 USD/W<sub>p</sub>. I tillegg til prisen på solcellemodulene kommer kostnader for stativ, regulering, batteri etc, hvilket fører til at prisen på det ferdige anlegg normalt dobles i forhold til de rene modulprisene.



Kostnadsutvikling

### Norske aktiviteter

Flere bedrifter har vært inne på det norske solcellemarkedet i mange år, og som nevnt er det et betydelig norsk fritidsmarked og et voksende profesjonelt marked. Bortsett fra en kort periode på 80-tallet med produksjon av solcellemoduler på Koppang, er alle solcellemodulene importert. Flere av bedriftene produserer eget tilhørende utstyr som f.eks. regulatorer.

Elkem AS, en av verdens største produsenter av ferrosilisium, har i flere år har arbeidet med å utvikle alternative prosesser for å fremstille rent silisium for bruk i solceller. Idag får solcelleprodusentene sitt råmateriale fra skrapmateriale i elektronikkindustrien. Solcellemarkedet øker imidlertid så raskt at man forventer mangel på rent solcellesilisium om få år.

ScanWafer AS ble etablert høsten 1994, med mål om å bli den mest kostnadseffektive produsenten av høykvalitets solcelleskiver i verden. Produksjonen av multikrystallinske skiver til den internasjonale solcelleindustrien kom igang ved produksjonsanlegget i Glomfjord i 1997. Avansert produksjonsutstyr for fremstilling av silisiumblokker, saging av solcelleskiver samt rensing og karakterisering benyttes. Ved utgangen av 2000 tilsvarte produksjonen 10 MW, og en femdobling av produksjonen står for døren i 2001. Etter denne utvidelsen vil ScanWafer produsere solcelleskiver til en verdi av 450 mill. kr/år og stå for en sjettedel av skiveproduksjonen i verden.

Ved NTNU og SINTEF foregår det et samarbeidsprosjekt med Elkem og Scanwafer der målet er å finne ut hvor grensen for renhet i silisiumet går. Dersom mindre rent silisium kan brukes i solcelleproduksjonen vil produksjonskostnadene kunne reduseres.



Basert på wafer fra Glomfjord skal det norske selskapet SolEnergy i samarbeid med lokale partnere innstallere og drifte over 50 000 store og små strømteknikk i Northern Province i Sør-Afrika. Selve solpanelene lages i Namibia i samarbeid med Namibias største energinettelskap.

Et annet norsk forskningsmiljø med aktivitet innen solceller og solcellesystemer er Institutt for energiteknikk på Kjeller. Ved avdelingen for energisystemer arbeides det bl.a. med kombinasjonen solceller/hydrogen.

I 2000 ble det norske selskapet Renewable Energy Corporation AS (REC) etablert. REC består hovedsakelig av selskaper som opererer innen solcellemarkedet. Disse bedriftene er i tillegg til ScanWafer som tidligere er omtalt:

- Solar Silicon AS som jobber med ny teknologi for fremstilling av silisium til solcelleindustrien
- ScanCell AS som skal produsere solceller i Narvik
- ScanModule AS som vil produsere solcellemoduler til det Nord-Europeiske markedet fra Sverige
- SolEnergy AS som opererer i utviklingsland, både med produksjon av solcellemoduler og anvendelser/installasjon av ferdige systemer - såkalte "solar home systems (SHS)".



NTNU - solcellebygg (Foto: Sverre Aam/Harald Danielsen)

Bygningsintegrerte solceller er i Norge bl.a. tatt i bruk ved en av bygningene ved NTNU i Trondheim. Her har forskningsmiljøet ved SINTEF/NTNU i samarbeid med BP Amoco utviklet et konsept som kombinerer dobbel fasade og bygningsintegrerte solceller.

## 3 BIOENERGI

Bioenergi produseres ved omdannelse av biomasse. Sluttproduktet er som oftest termisk energi. Det er også mulig å produsere elektrisk kraft, flytende drivstoff eller hydrogen fra biomasse. Grunnlaget for produksjon av biomasse er fotosyntesen. Gjennom fotosyntesen utnyttes energien fra sollyset til å produsere plantemateriale fra karbondioksid og vann. Når biomasse brytes ned blir det frigjort energi (bioenergi).

Prosessene kan beskrives med følgende enkle kjemiske likevektsligninger:

### Fotosyntesen:

$$6\text{CO}_2 + 6\text{H}_2\text{O} + (\text{tilførsel av sollys i fotosyntesen}) \rightarrow \text{C}_6\text{H}_{12}\text{O}_6 + 6\text{O}_2$$

### Nedbryting/forbrenning:

$$\text{C}_6\text{H}_{12}\text{O}_6 + 6\text{O}_2 - (\text{frigjort bioenergi}) \rightarrow 6\text{CO}_2 + 6\text{H}_2\text{O}$$

Ligningene viser at nedbryting av biomasse frigjør like mye CO<sub>2</sub>, som bindes ved produksjon av ny biomasse. Balansert bruk av bioenergi gir derfor ingen netto tilførsel av drivhusgasen CO<sub>2</sub>. Når det gjelder andre utslipp fra biobrensler, ligger NO<sub>x</sub> normalt 20-40 % lavere enn fossile brensler. Utslipp av sot og partikler fra større biobrenselanlegg ligger på omtrent samme nivå som oljefyrte anlegg. På grunn av lavt svovelinnhold i trevirke (ca 0,05%) er utslippene av SO<sub>2</sub> ubetydelige.

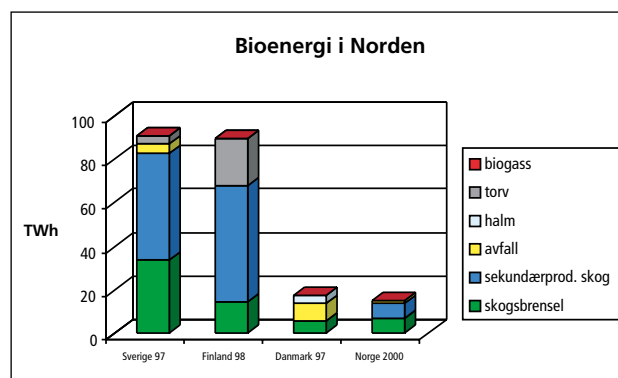
### Bioenergi globalt

Den totale tilveksten av biomasse på landjorden tilsvarer en energimengde på ca 660 000 TWh/år. Selvsagt er det bare en liten andel av denne tilveksten som kan utnyttes til å dekke verdensbefolkningens ulike behov. Tilgjengelig biomasse som ikke foredles til mat eller industriformål kan i prinsippet utnyttes til energiproduksjon. Verdens totale bioenergiproduksjon ligger på ca 15 000 TWh /år, noe som tilsvarer omlag 15% av energiforbruket. Potensialet for bruk av bioenergi er betydelig, delvis gjennom økt produksjon og utnyttelse av biomasseressursene, og delvis ved effektivisering av energiproduksjonen gjennom forskning og teknologiutvikling. Det kan imidlertid oppstå konflikt med matproduksjonen til en økende verdensbefolkning.

Bioenergi er den viktigste energikilden for ca halvparten av verdens befolkning. Den har en dominerende stilling i mange U-land, hvor store deler av befolkningen er avhengig av trebrensel som energikilde til matlaging og oppvarming. Matlaging over åpen varme gir virkningsgrader på under 5%. Ved å ta i bruk ovner/komfyrer med god virkningsgrad, vil behovet for brensel reduseres betraktelig.

EU har satt som mål at bruken av bioenergi skal økes fra ca 477 TWh til 1521 TWh i 2010. En betydelig del av denne økningen baseres på el-kraft fra biobrensler. Innenfor det samme programmet er det forutsatt at 5% av energibehovet til transport skal dekkes med bio-drivstoff.

Sverige, Finland og Danmark er gassifisering av biomasse for produksjon av kraft-/varme, produksjon og bruk av biodrivstoff, og bedre forbrenningsteknologi i småskala-anlegg prioriterte forskningsområder. Målbevisst satsing med betydelige FoU-program, introduksjonsstøtte og stabile rammebetingelser, har ført til at Sverige i dag er verdens ledende nasjon innenfor trebrensel, Finland dominerer innenfor torvforbrenning, mens danskene er verdensledende innen halmforbrenning og biogassproduksjon fra vått organisk avfall.



### Bioenergi i Norge

Den totale tilveksten av biomasse i Norge tilsvarer en energimengde på ca 425 TWh/år. I tillegg kan den organiske fraksjonen av avfall utnyttes til energiformål.

Ut fra forsiktige overslag, regner en med at bioenergiproduksjonen kan økes fra dagens nivå på ca 15 TWh/år til ca 35 TWh/år. Det meste av potensialet kan tas ut til priser som ligger under 50 øre/kWh. Beregnet potensial er sammenfattet i tabellen nedenfor der både biologiske, tekniske og økonomiske hensyn ligger til grunn for tallene. Tallene er brutto tall, dvs at netto energiutbytte vil ligge noe lavere, avhengig av virkningsgraden på den teknologien som benyttes:

Råstoffkilde	2000 TWh/år	Bruk 2000 og ledige reserve TWh/år
Skogsvirke: ved, skogflis, pellets, briketter	7,2	14,4
Brensel fra skogindustrien	6,7	8,5
Energivekster: energiskog og energigress	0	3,2
Avfall	1,2	3,2
Halm	0,1	2,5
Deponigass	0,04	1,5
Gjødsel	0,001	1,3
<b>Totalt</b>	<b>15,2</b>	<b>34,6</b>

Kilde: Energigården

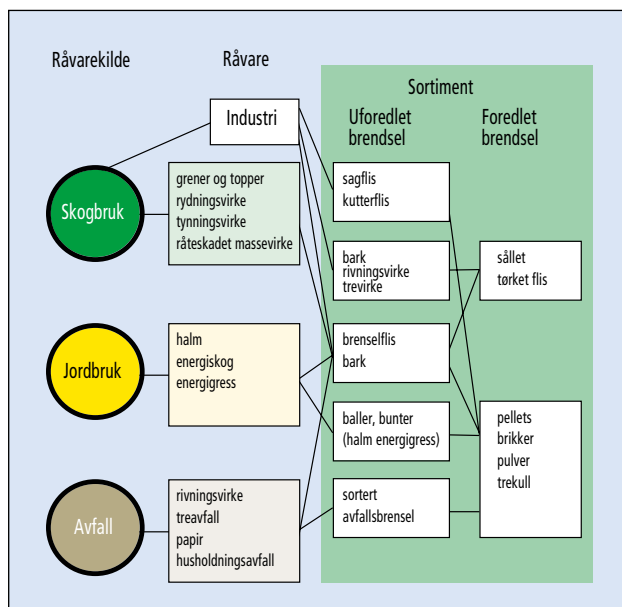
Bioenergi dekker i dag ca 30% av energibehovet innen norsk treforedlings- og trebearbeidende industri.

Potensialet for økt vedfyring og bruk av bioenergi i skogindustrien er forholdsvis begrenset. For å øke bioenergibruken i Norge må det etableres markeder for biobrensel innenfor nye sektorer. Økt energifleksibilitet gjennom utbygging av



vannbåren varmedistribusjon er derfor en vesentlig forutsetning for ekspansjon av biobrenselmarkedet i Norge.

Teknologiutvikling og markedsøkningen de siste 10-15 årene har resultert i biobrenselanlegg som er enklere å betjene, har økt driftssikkerhet og reduserte produksjonskostnader. Dette, kombinert med forventet prisøkning på el-kraft og olje, tyder på at markedsandeler for bioenergi vil øke i de nærmeste årene.



Råstoffkilder for biobrensel

### Skogvirke

Total tilvekst i norske produktive skoger ligger på ca 21 millioner fm<sup>3</sup> pr. år. Av dette blir ca 8,5 millioner fm<sup>3</sup> avvirket (2000). Løvtrevirke, hogstavfall og tynningsvirke er de viktigste råstoffkildene for biobrensel. I dag er det stort sett virke til vedproduksjon som tas ut direkte fra skogen til biobrensel-formål. Den samlede avvirkningen til vedproduksjon er anslått til ca 3,5 millioner fm<sup>3</sup> per år. Skogsflis produseres mest rasjonelt ved hjelp av mobile flishoggere direkte i skogen, hvorpå det fraktes til bilvei i containere.

### Brensel fra skogindustrien

Sagbrukene og treforedlingsindustrien benytter det meste av sekundærvirke, bark, avlut og annet treavfall til energiproduksjon for internt bruk. Energien benyttes til oppvarming av bygninger, som prosessenergi i produksjonen eller til produksjon av el-kraft ved hjelp av mottrykksturbiner. Ca 30% av skogindustriens energibehov dekkes av egenprodusert bioenergi.

### Halm

Kornarealet i Norge er i dag på ca. 3,3 mill. dekar. Med økte miljøkrav i forbindelse med halmbehandling, kan det bli aktuelt å benytte halm som brensel også i Norge. I de siste årene er det utviklet halmfyringsanlegg med god tilgjengelighet og reduserte utslipp.

### Husdyrgjødsel

Husdyrgjødsel er et annet biprodukt som kan utnyttes til energiproduksjon. Etter hvert som kravene til gjødselbehandling og redusert avrenning fra landbruket skjerpes, kan det bli større behov for biologisk behandling av gjødsel. Med anaerob

nedbrytning av gjødsel produseres biogass som kan utnyttes til kraft-/varmeproduksjon.

### Energivekster

Overproduksjon av korn har ført til at flere land i Europa bruker deler av jordbruksarealet til produksjon av energivekster. Det er aktuelt å dyrke energiskog, ulike grasarter og oljevekster som råstoff for produksjon av fastbrensel og biodiesel.

### Avfall

Miljøverndepartementet har satt som mål at minimum 75 % av generert avfall skal gjenvinnes innen år 2010. En betydelig andel av avfallet i Norge består av trevirke og papir som kan benyttes til brensel. Det er derfor også en målsetning at 80% av brennbart og ikke resirkulert materiale skal brukes til energiproduksjon.

Hvert år forbrennes ca 665.000 tonn avfall. Dette tilsvarer 16 % av den totale avfallsmengden, som i 1999 lå på 4,2 millioner tonn. Gjennomsnittlig brennverdi for avfall ligger på 3 kWh/kg. For at energigjenvinning med brensel basert på sortert avfall skal gjennomføres, er det en forutsetning at røykgassutslippene holdes innenfor strenge utslippskrav (EU-direktiv 2000/76/EC), og at problemer knyttet til støy og lukt minimeres. Med dagens renseteknologi tilfredsstiller utslippene fra store forbrenningsanlegg de strenge miljøkravene.

Energigjenvinning av avfall kommer ikke til å utgjøre noen stor andel av den totale energiforsyningen i Norge, men kan bli et viktig element i lokal energiforsyning. De største avfallsforbrenningsanleggene, som er listet opp nedenfor, produserer til sammen mer enn 1,3 TWh per år.

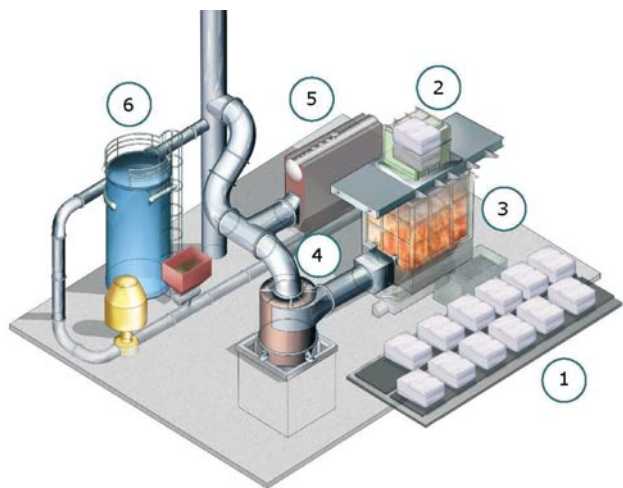
Anlegg	Brutto produksjon (GWh/år)	Utnyttet energi (GWh/år)
Klemetsrud (Oslo)	328,7	177,0
Brobekkeveien (Oslo)	251,4	202,2
Trondheim	234,2	174,0
Bergen	230,0	55,0 (elkraft)
Fredrikstad	182,8	167,3
Ålesund	94,4	38,1

Etter hvert som det blir vanlig med kildesortering, er det aktuelt å utnytte organiske våt-fraksjoner til biogass-produksjon. Slam fra renseanlegg kan også utnyttes som råstoff for energiproduksjon.

I Norge har bedriftene **Organic Power AS** og **Energos AS** satset på utvikling og produksjon av forbrenningsanlegg som kan forbrenne fraksjoner fra både husholdningsavfall og produksjonsavfall. Begge bedriftene leverer anlegg med utslipp som ligger langt lavere enn dagens norske og europeiske normer. Bedriftene har tatt utgangspunkt i norske forhold med spredt bebyggelse og designet små og mellomstore forbrenningsanlegg. Konseptene er tilpasset grunnideene for distribuert energiproduksjon, hvor det legges vekt på lokal energiproduksjon med korte transportavstander av både brensel og energi.

### Organic Power AS

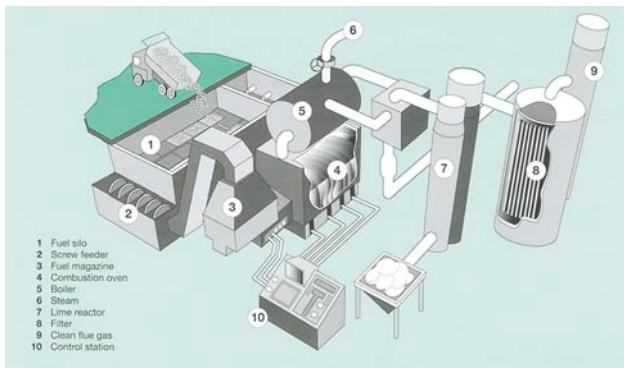
Organic Powers løsninger er basert på standard gassifiseringsmoduler med en effekt på 2 MW varme. Ved å kombinere flere moduler kan anlegget tilpasses ulike effektbehov.



Forbrenningsteknologien er basert på kontinuerlig forgassing av avfallsbasert brensel. Brenselet tilføres primærkammeret fra toppen (2), normalt i form av brenselblokker (1). Etterhvert som brenselet forgasses, mates en ny brenselblokk inn i anlegget. Gassen fra primærkammeret (3) bli sugd inn i sekundærkammeret (4) hvor mer luft (oksygen) blir tilført for fullstendig forbrenning. Varmt vann eller damp genereres i varmeveksler/kjel (5). Før røykgassen går ut i pipa, renses den i ulike filter-systemer (6). Anleggene kan benytte husholdningsavfall, papir, papp, plast, slam, rivningsavfall og annet kvalitetsikret ikke-resirkulerbart avfall. Det er også mulig å benytte flis og andre typer biobrensel i anlegget.

### Energos AS

Teknologien ble utviklet gjennom et FoU prosjekt ved SINTEF i årene 1990 – 1995, og ble videreutviklet av Aitos AS frem til byggingen av pilotanlegget på Ranheim, som sto ferdig i 1997. Aitos gikk senere inn i Energos AS, som har levert nøkkelferdige anlegg på Averøy og på Hurum. Anleggene er basert på en type ristovn-teknologi som er nøye tilpasset for optimal forbrenning av avfall. Røykgassene forbrennes i to trinn og renses blant annet med posefilter.



Skjematisk bilde av et Energos-anlegg

Anleggene leveres med en effekt fra 6 MW og oppover. Energien fra anleggene leveres til fjernvarmeanlegg eller som varme til prosessindustri, men det er også mulig å produsere damp for produksjon av kraft/varme.

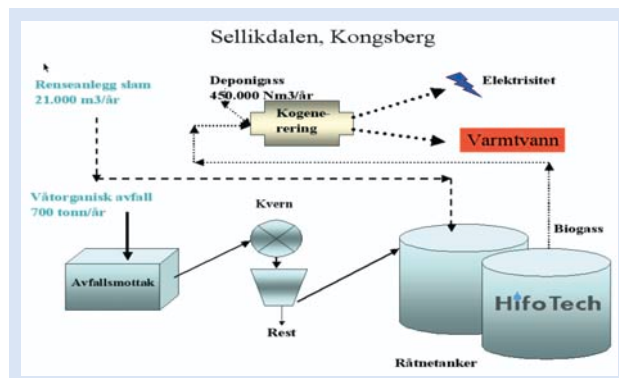
### EnviroArc Technologies AS

EnviroArc Technologies AS ble etablert i 1999. Bedriften har blant annet utviklet en prosess som er i stand til å behandle alle typer avfall, bortsett fra radioaktivt avfall. Ved hjelp av gassifiserings-prosessen PyroArc kan også de "siste" avfallsfraksjonene behandles termisk. Prosessen innebærer at de metalliske deler av avfallet blir smeltet og oppkonsentrert, mens de øvrige komponentene blir fullstendig destruert i en plasmagenerator hvor ekstremt høye temperaturforhold omgjør alle organiske forbindelser (inkl. miljøgifter) til energirike gasser. Gassen brukes dels til dampproduksjon og dels til el-produksjon i en gassmotor, kjølevann fra anlegget brukes til å produsere damp og varmtvann. Restvarmen fra motoren brukes også til å produsere damp i en eksos-kjel. Det første anlegget, for behandling av garveriavfall, leveres våren 2001 til Osterøy Miljø. Anlegget er dimensjonert for 700 kg avfall per time, hvilket tilsvarer 3.1 MW.

### Hifotech AS

Hifotech AS har spesialisert seg på behandling av våtorganisk avfall, med utgangspunkt i et patentsøkt system for modellbasert styring og overvåking av anaerobe biologiske prosesser. Sammen med underleverandører tilbyr selskapet komplette kraftvarmeanlegg. En kg våtorganisk avfall gir 0,24 kWh strøm og 0,44 kWh varme. Matavfall fra 630 husstander gir nok el og varme til en husstand.

Forskjellen på produksjonskostnad og markedspris på energi i Norge er foreløpig for stor til at salg av energi fra slike anlegg er særlig lønnsomt. Det er primært inntekten fra behandlingen av avfall som avgjør lønnsomheten.



Hifo Tech as – flytskjema

## AKTUELLE TYPER BIOBRENSSEL

### Faste biobrenslar

Avhengig av bearbeidelsesgraden grupperes de faste biobrenslene i uforedlet- og foredlet biobrensel.

### Faste uforedlede biobrenslar

Uforedlede biobrenslar karakteriseres ved at råstoffet i liten grad blir bearbeidet før det utnyttes som brensel. Bearbeidingsprosessen går stort sett ut på tørking og oppdeling av råstoffet. Bortsett fra ved, er de uforedlede biobrenslene best egnet i større forbrenningsanlegg. Flis og bark blir i stor grad benyttet som brensel i skogindustrien. I løpet av de siste årene er det etablert flere nye fjernvarmeanlegg som leverer ferdig biovarme til ulike abonnenter. Varmeproduksjonen er basert

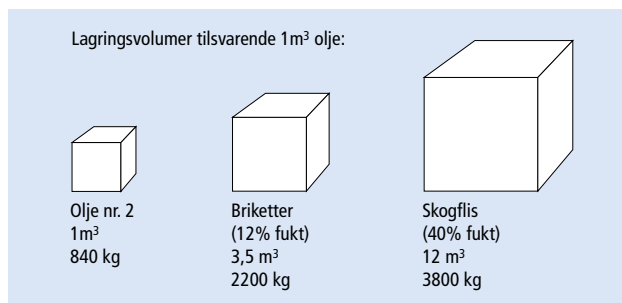
på flis og bark, eller foredlede biobrensler i form av pellets eller briketter.

#### Faste foredlede biobrensler

Foredlet biobrensel blir i større grad bearbeidet. Eksempler på råstoff for produksjon av faste foredlede brensler er avfallsvirke fra sagbruk og trebearbeidende industri, bark fra skogindustrien, skogsflis og halm. Råstoffet blir kvernet til flis og tørket før produksjon av briketter, pellets eller pulver. Trekull, som fremstilles ved termokjemisk omdanning, er en fjerde type fast foredlet biobrensel.

Ved å foredle råstoffet til briketter eller pellets oppnås blant annet følgende fordeler i forhold til uforedlet biobrensel:

- Høyt energiinnhold per volumenhet gir lavere transportkostnader og reduserte lagervolum
- Homogent brensel som gir enklere regulering av forbrenningen
- Stabile lagringsegenskaper og minimale tap ved lang tids lagring
- Betydelig lavere investeringskostnader på forbrenningssiden
- Enkelt å konvertere oljefyrte anlegg til biobrensel
- Forårsaker sjelden driftsstans



På grunn av bearbeidingen er foredlet brensel dyrere enn uforedlet brensel. Totaløkonomien kan likevel være gunstig på grunn av lavere investeringskostnader i forhold til tradisjonelle flis/barkfyringsanlegg.

**Briketter:** Biobrensel som er komprimert/presset til stavformede "kubber" med en diameter større enn 25 mm. Vanligvis ligger diameteren for briketter i området 50-75 mm. Lengden på brikettene varierer fra noen få cm opp til 20 cm, avhengig av råstoffets beskaffenhet og av produksjonsprosessen. Briketter benyttes som regel i større fyringsanlegg, men kan også brukes i vedovner.

I tillegg til trevirke er det også mulig å benytte sortert avfall til produksjon av brenselbriketter. Denne typen brensel går som regel under betegnelsen Foredlet Avfallsbrensel (FAB).



Briketter. (Foto: Dick Norberg)

#### Brikettproduksjon i Norge

Briketter fra rent trevirke

Firma	Produksjonskapasitet [tonn]
Boen Bruk	4 000
Lamitech	1 000
Løvenskiold-Vækerø	1 800
Bioenergi A/S	2 000
Midtre Namdal Avfallsselskap	4 000
Splitkon	1 000
Trønderbark	100
Shell Renewables AS	11 000
Trondheim Biobrensel AS	5 000

#### Briketter fra sortert industriavfall

Firma	Produksjonskapasitet [tonn]
Neskraft	6 000
Norsk Gjenvinning Oslo	35 000
Norsk Gjenvinning Larvik	22 000

**Pellets:** Biobrensel som er komprimert/presset til små sylindriske enheter med en diameter mindre enn 25 mm. Standard diameter er 6, 8 og 12 mm. Pellets skiller seg fra briketter ved at det er enklere å håndtere. På grunn av de små dimensjonene får pellets tilnærmet samme håndteringsegenskaper som fyringsolje. Pelletsen kan fraktes med tankbiler og leses over i lukkede lagercontainere/tanker gjennom rør.

Oljefyrte kjelelegg kan ved forholdsvis enkel ombygging konverteres til pelletsfyring. Konvertering av oljekjeler til pellets kan bli et viktig tiltak for å redusere nasjonalt CO<sub>2</sub>-utslipp og oljeforbruk.

#### Produksjon av pellets i Norge [tonn]

Anlegg	Produksjon	Produksjonskapasitet
Cambi Bioenergi Vestmarka AS	6 000	16 000
Norsk Trepellets AS	8 000	16 000
Vaksdal Biobrensel AS	1 000	10 000
Vi-Tre AS	1 000	5 000

#### Produksjon av pellets i Skandinavia [tonn]

	Danmark	Sverige	Finland	Norge
Produksjonskapasitet	200 000	1 200 000	150 000	47 000
Årlig produksjon	150 000	550 000	40 000	16 000
Årlig forbruk	225 000	600 000	5 000	9 000
Eksport	0	50 000	35 000	7 000
Import	75 000	100 000	0	0



Pellets og trepulver. (Kilde: NUTEK)

**Trepulver** produseres av tørt trevirke som males opp til fint pulver med partikkelstørrelser på under 1 mm. For å oppnå stabil forbrenning bør en viss andel av pulveret være på under 0,2 mm. Trepulver forbrennes med spesialbygde pulverbrennere i store kjelelegg. 2 tonn trepulver har samme brennverdi som 1 m<sup>3</sup> olje. 1 m<sup>3</sup> pulver veier ca 0,2 tonn. Trepulver benyttes i liten utstrekning i Norge.

**Trekull** produseres gjennom termokjemisk omdanning av biomassen uten tilførsel av oksygen (pyrolyse). Trekull kan benyttes som brensel og som reduksjonsmiddel i metallurgisk industri. Som brensel utmerker trekull seg ved jevn og svært ren forbrenning.

### Flytende biobrensel

De flytende biobrensene benyttes primært som drivstoff til kjøretøyer. Innen enkelte sektorer er det også aktuelt å benytte flytende biobrensel som erstatning for fyringsolje. Det samlede potensialet for produksjon av biodrivstoff i Norge tilsvarer ca 15% av det totale drivstoffbruket.

**Bioetanol** fremstilles biologisk ved fermentering av sukker. Vanligvis brukes sukker- eller stivelsesrike planter som råstoff til etanolproduksjonen. Ved hjelp av moderne hydrolyseteknologier utvikles nå metoder for kommersiell produksjon av etanol fra celluloserik biomasse (trevirke). Bioetanol kan benyttes som drivstoff i vanlige dieselmotorer med enkle tilpasninger.

#### Borregaard produserer 22 millioner liter bioetanol

*I forbindelse med produksjonen av sulfittcellulose frigjøres cellulose, lignin og sukker i trevirket. Ved Borregaard fabrikk i Sarpsborg benyttes avlut fra sulfittcelluloseproduksjonen til etanolproduksjon. Hvert år produserer Borregaard ca 22 millioner liter ren etanol. Produktet selges på verdensmarkedet som teknisk sprit. Borregaard har også levert etanol til etanolbussprosjektet i Stockholm, hvor 80 busser kjører på ren etanol. Etanol som drivstoff gir miljøfordeler i form av reduserte utslipp av CO<sub>2</sub>, sot, svovel og NO<sub>x</sub>.*

**Bio-olje** produseres fra ulike planteoljer og dyrefett. En rekke kvaliteter av bio-olje kan benyttes som drivstoff. Det er f.eks. mulig å benytte rybs- og rapsolje i spesialkonstruerte Elsbett-motorer.

**Biodiesel** produseres ved forestring av bio-oljer. Biodiesel har tilnærmet samme egenskaper som diesel og kan benyttes direkte i dieselmotorer. På grunn av beskjedne jordbruksarealer i Norge er potensialet for produksjon av biodiesel begrenset. En regner med at optimalt produksjonsnivå vil ligge på ca 130 000 tonn biodiesel/år. Dette tilsvarer ca 10% av dagens dieselforbruk. Det også aktuelt å bruke dyrefett fra næringsmiddelindustrien som råstoff til biodiesel.

#### Habiol

*Habiol biodiesel er 100% rapsmetylester som følger høye kvalitetskrav i DIN-norm og Ø-norm. Biodiesel kan blandes i alle forhold med vanlig autodiesel. Rapsmetylester må ikke forveksles med uforestret/uraffinert planteolje og skal kun benyttes som drivstoff til dieselmotorer. Dieselmotoren kan normalt benyttes uten modifikasjoner, men gummidetaler i drivstoffsystemet bør skiftes ut til en bestandig kvalitet. Bruken skjer på eget ansvar dersom det ikke er innhentet garanti fra motorleverandør.*

#### **Hadeland Bio-olje AS**

Hadeland Kornsilø & Mølle, Energigården og Hadeland forsøks- og driftsplanring etablerte i 1994 firmaet Hadeland Bio-olje AS (HABIOL). Firmaet skal produsere ca 160 000 liter planteolje og ca 350 000 kg proteinrikt rybsmel (pressrest) per år fra rybsfrø. Ca 30 000 liter av planteoljen skal foredles til vegetabiliske smøreoljer og andre fin-kjemiske produkter. Ca 130 000 liter skal benyttes til produksjon av biodiesel (Rybsmetylester/ RME). HABIOLs bedriftsidé er begrunnet ut fra landbruksrelaterte og miljømessige hensyn. Økt rybsproduksjon gir større selvforsyning av proteinfor. Forøvrig er rybs et aktuelt alternativ ved overproduksjon av korn. Bruk av biodrivstoff gir store miljøfordeler sammenlignet med fossile drivstoff.

### Gass

#### **Termokjemisk produsert gass**

Gassen fremstilles ved termokjemiske prosesser - pyrolyse og gassifisering. Ved pyrolyse varmes biomassen opp i en atmosfære uten oksygen. Dette fører til at de flyktige forbindelsene i brenselet frigjøres. Produktene av pyrolyse er tjærestoffer, gasser og trekull.

Trekullet består hovedsakelig av karbon. Karbonet kan konverteres til brennbar gass ved å varme opp trekullet i en atmosfære med luftunderskudd. Med luftunderskudd menes at det ikke er nok oksygen i atmosfæren til å forbrenne trekullet fullstendig. Denne prosessen kalles gassifisering, eller forgassing. De vanligste reaktantgassene (gassene som utgjør atmosfæren) er luft, CO<sub>2</sub> og H<sub>2</sub>O. Den brennbare gassen fra prosessen kalles syntetsegass, og er en blanding av CO og H<sub>2</sub>. Både gassifisering og pyrolyse er endoterme prosesser, det vil si at de må tilføres varme.

I de siste årene er det utviklet nye teknologier innen gassifisering av trebrensel og avfall. Teknologien kan blant annet benyttes til å produsere syntetisk naturgass (SNG), eller gassen kan benyttes som råstoff til produksjon av flytende metanol. Det er bygget en rekke pilotanlegg hvor denne prosessen utvikles, men full teknisk og kommersiell modenhet ligger forholdsvis langt frem i tid.

#### **Biogass**

Produksjon av biogass er en anaerob biologisk prosess, hvor ulike typer karbohydrater brytes ned til CH<sub>4</sub> og CO<sub>2</sub>. Avhengig av produksjonsforholdene, kan andelen av CH<sub>4</sub> variere fra ca 40% til i overkant av 70%. Normalt vil prosessen føre til at ca 50% av det organiske materialet omdannes til biogass. Biogass har en brennverdi på ca 5 – 7 kWh/m<sup>3</sup>, avhengig av metaninnholdet. Særlig innenfor landbrukssektoren, næringsmiddelindustri, renseanlegg og i avfallssektoren er det aktuelt å behandle våt organisk biomasse ved hjelp av metanogene bakterier. I flere europeiske land er det utviklet robuste reaktorløsninger for anaerob behandling av kloakkslam, husdyrgjødsel og vått organisk avfall.

Biogass har tilnærmet samme anvendelsesområder som naturgass, og kan ved hjelp av gassbrenner benyttes til oppvarming i tradisjonelle oljekjeler. Biogass kan også benyttes i ulike typer gassaggregater til kraft- /varmeproduksjon og som drivstoff i kjøretøyer.

### Biogass fra deponier

Når organisk materiale i avfallsdeponier brytes ned/råtner, produseres biogass som diffunderer ut i atmosfæren. Dette er uheldig, med tanke på at metan har 21 ganger sterkere virkning på drivhuseffekten sammenlignet med CO<sub>2</sub>. I løpet av de siste årene har det blitt aktuelt å pumpe gassen ut av deponiene og brenne den av. Gassen kan benyttes til produksjon av varme eller kraftvarme. Avgassing av deponier gir reduserte utslipp av drivhusgasser samtidig som det oppnås lokale miljøfordeler som for eksempel redusert forurensning av sigevann, mindre luktproblemer og redusert eksplosjonsfare.

### Kompostvarme

Ved kompostering av organisk avfall (biologisk nedbryting med oksygentilførsel) kan temperaturen ofte stige til opp mot 50 – 60°C. Varmen kan utnyttes til romoppvarming ved hjelp av varmeveksler eller varmepumpe. I Norge er det noen få gårdsbruk som utnytter varmen fra husdyrgjødsel til oppvarming.

## TEKNOLOGIER FOR OMFORMING AV BIOBRENSELER TIL ENERGI

Det er utviklet en rekke teknologier for å omdanne biomasse til energi. Tradisjonelt er det vanlig å produsere varme fra biobrensel ved forbrenning. I prinsippet er det ingen tekniske problemer forbundet med å utnytte biobrensel til produksjon av elektrisk kraft, men ut fra dagens markedssituasjon er slike prosesser sjelden økonomisk lønnsomme i Norge.

### Småskala forbrenning

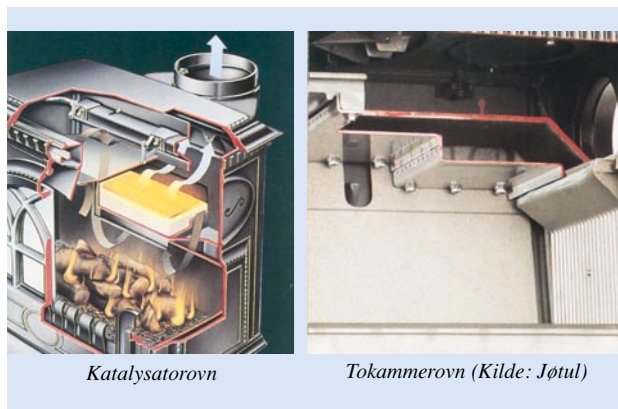
#### Vedfyring

Anslagsvis 25% av norske boliger har vedfyring som viktigste oppvarmingskilde, og over 800 000 vedovner i bruk i Norge. Bruk av ved til oppvarming i husholdningene har økt de siste årene. Over 55% av norske husstander benytter en kombinasjon av ved og strøm til oppvarming, mens rundt 25% av husstandene kan kombinere olje, ved og strøm til oppvarming. Dette tyder på at over 80% av norske husstander benytter, eller har mulighet til å benytte, ved til oppvarming. Det meste av vedfyringen foregår som punktoppvarming i tradisjonelle vedovner. Enkelte husholdninger med god tilgang på rimelig ved har installert vedfyrte kjelanlegg for sentralvarme i boliger.

#### JØTUL

##### Vedovner med ny forbrenningsteknologi

Økende miljøbevissthet har ført til at en rekke I-land stiller strenge krav til utslipp fra vedovner. Allerede i 1979 startet SINTEF og Jøtul et utviklingsprosjekt for bruk av katalysator i vedovner. I 1986 kunne Jøtul tilby nye ovner med katalysatorforbrenning på det amerikanske markedet. Ved riktig betjening gav de nye ovnene tilfredsstillende lave utslipp. Løsningen med katalysator innebærer dessverre noen ulemper. Katalysatorer slites med tiden, og må skiftes etter ca 12 000 timers bruk. Dette medfører ekstra driftskostnader for brukeren. En annen ulempe er at katalysatorer ødelegges av tungmetaller i brenselet. Det har derfor vært naturlig for Jøtul å utvikle rentbrennende vedovner uten katalysator. Det videre samarbeidet med SINTEF har ført til at Jøtul nå kan tilby en ny generasjon vedovner. De nye to-kammer ovnene er konstruert med sikte på å gi optimal utbrenning av alle røkgasser gjennom rikelig tilførsel av sekundærluft.

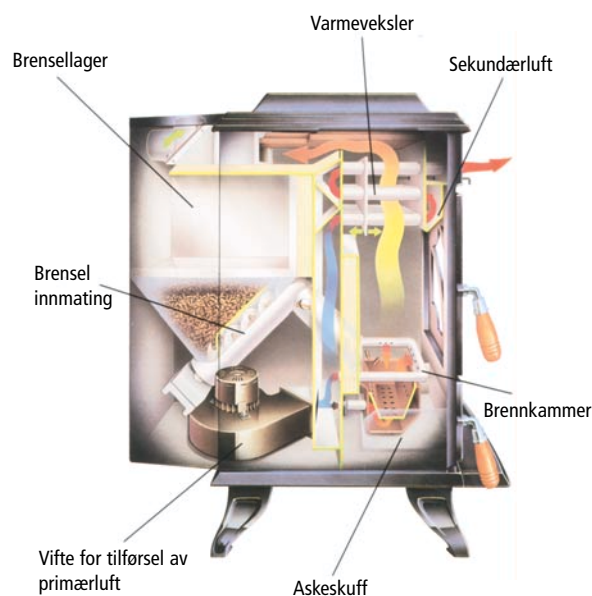


### Vedfyring og miljø

Fyring på lav last (strupt spjeld) og med O<sub>2</sub>-underskudd i tradisjonelle vedovner gir ufullstendig forbrenning og betydelige lokale utslipp av PAH, tjærestoffer og partikler. Dette forholdet har bidratt til å gi biobrensel et generelt urettmessig dårlig rykte som forurensende brensel. Riktig vedfyring med god forbrenning gir ubetydelige miljøbelastende utslipp. I de siste årene har vedovnsprodusentene utviklet ovner som gir god forbrenning også ved lav varmelast. Slike ovner reduserer utslippene med opp til 90%. Gjennom den nye godkjenningssystemet for vedovner er det forbudt å selge ovner som ikke tilfredsstiller utslippskravene som er gitt i NS-3059. Kravene til utslipp av partikler er satt til 5g/kg ved for katalysatorovner, og 10 g/kg ved for ildsteder uten katalysator.

### Pelletsaminer

Pelletsaminer gir brukervennlig, automatisk og temperatur-regulert fyring med renere røkgassutslipp. Kaminen er konstruert som et komplett forbrenningsanlegg med lagertank for brensel, automatisk innmating og styrt forbrenning. Utvendige dimensjoner og design kan sammenlignes med tradisjonelle vedovner eller parafinkaminer.



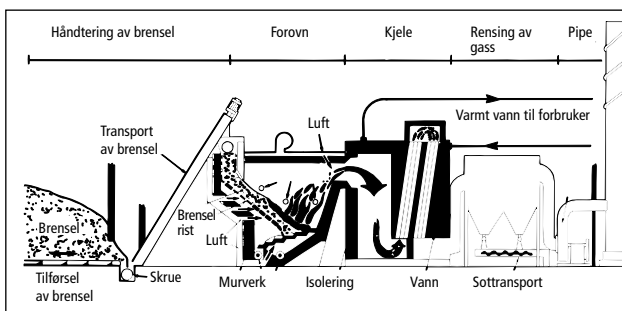
Prinsippskisse av pelletsamin. Pellets blir matet med skrue fra pellets-lager til brennkammeret. Brenselinnmating og tilførsel av primærluft reguleres automatisk ut fra ønsket romtemperatur. (Kilde: Scand. Pellets)

## Større biobrenselanlegg

Et biobrenselanlegg består stort sett av de samme komponentene som et oljefyringsanlegg;

- Brensel-lager
- Brenselinnmating
- Brenner/rist med styrt luftpådrag
- Kjel
- Røygassrensing
- Skorstein

Utforming av lager, brennerutrustning og kjel henger nært sammen med automatiseringsgrad og valg av brenseltype.

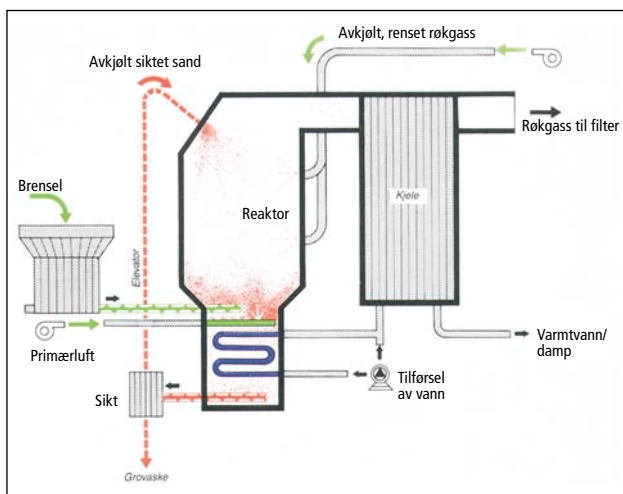


Prinsippiskisse større fyranlegg fra flis og bark (E. Sandberg 1992)

I større biobrenselanlegg over 500 kW benyttes enten et brennkammer med bevegelig rist eller en brennerenhet som monteres til kjelsystemet. Et tredje alternativ er fluidized bed teknologien som benyttes dersom det er behov for stor brenselfleksibilitet.

### Forbrenning med bevegelig rist

Brennkammer med bevegelig rist er utstyrt med rist-elementer som skyver brenselet fremover. Systemet gir god forbrenning og passer til de fleste biobrensler på markedet, også til biobrensler med høyt askeinnhold som bark, papirbriketter, sortert avfallsbrensel (FAB) o.l.



Prinsippiskisse av fluidized bed (FB) anlegg fra A/S CARBO. CARBO har blant annet levert et multibrenselanlegg på 2x7 MW til Håssleholm Energiverk i Sverige. (Kilde: Carbo).

### Brenner

Hensikten med løse brennere er å oppnå enkel tilpasning til ulike kjeltyper, for eksempel eksisterende oljekjeler. Innmatingen av brensel og utmating av aske skjer oftest ved hjelp av skruer. Selve brennkammeret er utstyrt med en mengde

dyser for forbrenningsluft, som sørger for optimal primær og sekundær forbrenning. Teknologien setter krav til at brenselet er homogent. Passer spesielt bra til pellets og briketter.

### Fluidized bed

Fluidized bed forbrenning (hvirvelsjiktovn) er en forholdsvis ny teknologi som gir meget gode forbrenningsforhold. Den tradisjonelle fyrriksen er her byttet ut med virvlende sand som holdes flytende ved at forbrenningsluften blåses opp gjennom sanden. Sandlaget får på denne måten tilnærmet samme egenskap som et flytende medium. Brenselet tilføres og fordeles med sand og primærluft til en homogen blanding som gir optimale forbrenningsforhold. Fluidized bed-anlegg kan fyres med alle typer faste brensler, og foretrekkes derfor i de tilfellene det stilles spesielle krav til stor fleksibilitet i bruk av brensel.

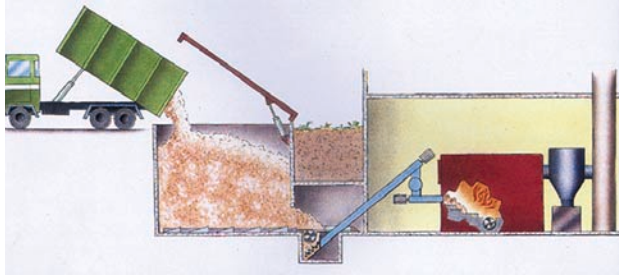
### Biovarme - et nytt produkt

Mange byggeiere kvier seg for å installere biobrenselanlegg enten fordi de ikke kjenner teknologien, på grunn av økonomiske usikkerheter eller på grunn av for liten kunnskap rundt drift og vedlikehold av anlegget. Noen bedrifter har spesialisert seg på å overta ansvaret for å etablere og drive biobrenselanlegg for større byggeiere. Salgsvareren er varmt vann. Energileverandøren tar ansvaret for investeringene og den totale driften av biobrenselanlegget. Varmen leveres med langsiktige kontrakter til en avtalt kWh-pris. På denne måten får både byggeier og energileverandør langsiktige og forutsigbare rammebetingelser å forholde seg til. Det er for tiden tre bedrifter som dominerer biovarme markedet i Norge: Bioenergi, Biovarme og Statoil Energiøsninger.

*Bioenergi as var den første bedriften som kunne tilby leveranser av ferdig biovarme i Norge. Bioenergi eies av Hydro Texaco og samarbeider nært med oljeselskapets fyringsolje-avdeling. Bioenergi as satser primært på varmeløyper i større sentralvarmeanlegg. Bedriften tilbyr full overtagelse av varmeforsyningen i eksisterende og nye bygg. Det vil si at Bioenergi eier og driver varmesentralen og leverer ferdig varme til byggeier. Prisen på levert varme justeres i forhold til markedsverdien på fyringsolje eller elkraft.*



Brikettkjel (bak) erstatter oljekjelene (foran) på Sogn videregående skole



Brikettfyring

Sogn videregående skole i Oslo er med sine 1800 elever og 350 ansatte Nord-Europas største skole. Skolens 60 000 m<sup>2</sup> blir varmet opp med biovarme som leveres av Bioenergi as. Bioenergi as tok over skolens varmesentral i november 1998. I tillegg til eksisterende oljekjel og elkjel ble det installert et nytt biobrenselanlegg på 2 MW. Anlegget blir fyrst med briketter fra forskjellige leverandører i Østlandsområdet. Noen av leverandørene produserer briketter fra sagbruksavfall, andre benytter rent sortert returvirke som råstoff. Varmesentralen leverer til sammen 8 GWh varme i året. Biobrensel dekker 7 GWh. Varmen til Sogn Videregående Skole leveres til samme pris som prisen på det til enhver tid billigste alternativ av fyringsolje eller elkraft. Oslo kommune har satt strenge krav til utslipp fra varmesentralen på Sogn. Anlegget er derfor utstyrt med et avansert renseanlegg med både multisyklon og posefilter. Anlegget kan vise til meget lave utslipstall, med støvutslipp på 10 mg/Nm<sup>3</sup>.

**Statoil Energiløsninger** er en avdeling i Statoil Norge som produserer og leverer ferdig varme. Selskapet tilbyr totalløsninger for varmeløseleveranse. Det vil si at Statoil Energiløsninger står for finansiering, bygging og drifting av ulike varmesentraler. Bedriften benytter en kombinasjon av flere energikilder i varmesentralen. I de fleste tilfellene brukes pellets som viktigste energikilde. Topplasten dekkes ofte med elkraft, olje og i mange tilfeller gass. Statoil Energiløsninger samarbeider med Norske Skogindustrier om produksjon og distribusjon av pellets. Pelletsfabrikken Norsk Trepellets AS er etablert i Brumunddal. Fabrikken bruker treavfall fra parkettproduksjonen på Langmoen Parkett. Pelletsfabrikken produserer for tiden ca 8000 tonn pellets som leveres til Statoils varmesentraler.



Langmoen trepelletsfabrikk

**Exporamasenteret**, den nye utstillingshallen på Hellerudsletta, var ferdig til bruk høsten 2000 og har et samlet gulvareal på 20 000 m<sup>2</sup>. Statoil Energiløsninger har inngått en 10-års kontrakt om leveranse av energi til det nye messesenteret. Statoil har tatt ansvaret for prosjektering, finansiering, installasjon og drift av den nye varmesentralen der hele senteret varmes med vannbåren varme. Varmesentralen er utstyrt med en pelletskjel på 400 kW, og en kjel på 1200 kW som fyres med propangass. I tillegg er det montert gassbaserte strålingspaneler i taket. Pelletskjelen dekker grunnoppvarmingen i senteret, mens gasskjel og strålingspanelet dekker toppbelastningen. Det totale energibehovet for oppvarming ligger på 1,7 GWh/år. Av dette dekkes 1,4 GWh av pellets.

### Bioenergi i fjernvarmeanlegg

Norsk energiforsyning har frem til i dag vært preget av ensidig satsing på distribusjon og bruk av elkraft til oppvarming. Dette har ført til at vi i liten grad har bygd opp et fleksibelt varmedistribusjonsnett i form av fjernvarme i Norge. Vannbåren varmedistribusjon åpner for energifleksible løsninger hvor flere energikilder kan utnyttes etter behov. Økt bruk av sentralvarme og fjernvarme er en nødvendig forutsetning for å frigjøre elkraft og utnytte mer fornybar energi i varmemarkedet.

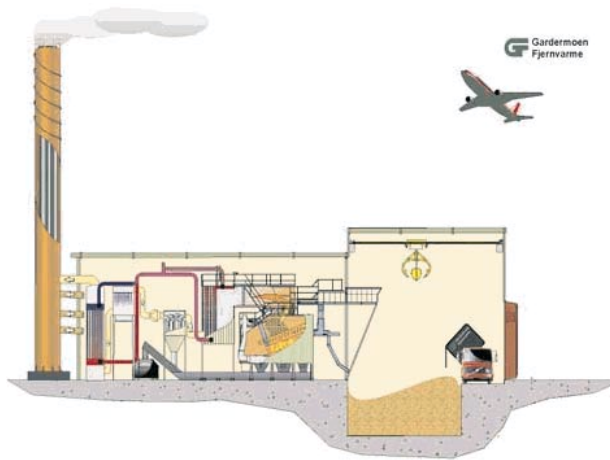
I de siste årene er det bygd ut flere nye fjernvarmeanlegg med biobrensel som viktigste energikilde. I 1995 var det bare to biobrenselbaserte fjernvarmeanlegg i drift i Norge. Fem år etter var antallet økt til syv, samtidig som en rekke nye anlegg er under planlegging og utbygging.

Noen biobrenselbaserte fjernvarmeanlegg som er i drift:

Anlegg	Byggeår	Eier	Brensel	Produksjon [GWh/år]
Trysil fjernvarme	1980	Trysil skog	flis/bark	32
Kristiansand Fjernvarme	1999	Kr. sand E-verk	briketter	5
Gardermoen fjernvarme	1997	Viken, Gjermå	flis	60
Kirkenær varmesentral	1986	Shell Renewables	bark/flis	7
HiNT-Røstad				
Biobrenselanlegg	1999	BioVarme as	flis,briketter	2,5
Kongsvinger fjernvarme	2000	BioVarme as	briketter	8
Holmen biovarme	2000	Hedmark fylkeskommune	pellets	6,9

### Gardermoen fjernvarme – flisfyrst varme til hovedflyplassen

Gardermoen fjernvarme eies av Viken Energi og Gjermå Energi. Anlegget ble tatt i bruk høsten 1997, og leverer varme til over 15 kunder på Oslos nye hovedflyplass. Varmesentralen består av en flis kjel på 6 MW og gass/oljekjeler på til sammen 24 MW. Flis anlegget blir fyrst med skogsflis, bark og sagflis og står for over 75% av den totale energiproduksjonen som ligger på ca 60 GWh per år. Olje og gass blir brukt til å dekke toppbelastningene når energibehovet er størst om vinteren. Varmen fra varmesentralen distribueres over et 5 km langt fjernvarmenett til de viktigste bygningene på hovedflyplassen, pluss to hotell i nærheten.



Skjematisk illustrasjon av varmesentralen

### Elektrisk kraft fra biobrensler

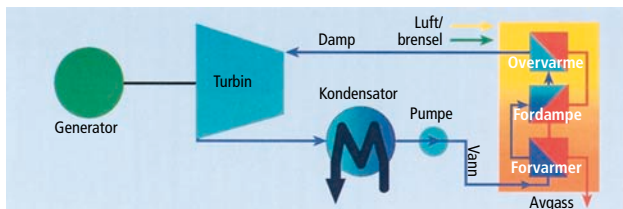
Produksjon av el-kraft fra biobrensel er et viktig satsningsområde i EU og USA. I følge beregninger foretatt av US Department of Energy, er det potensial for å øke installert effekt for bioenergi basert kraftproduksjon i USA til 50 GWe innen år 2010. EU-landene har også satt inn store ressurser for å videreutvikle biomassebasert kraft-/varmeproduksjon. Målsetningene er bedre virkningsgrad på el-produksjonen og reduserte kostnader. El-produksjon ved forgassing av biomasse koster i dag fra 40 –80 øre/kWh. Det er realistisk å anta at produksjonen vil være konkurransedyktig innen år 2005. Elkraftproduksjonen fra biomasse skal i følge EUs planer økes fra 22,5 TWh i 1995 til 230 TWh i 2010. Sverige og Finland er ledene i Norden innenfor kraft-/varmeproduksjon fra biomasse.

### El-produksjon fra fast biobrensel

Det er forskjellige metoder for å utnytte frigjort energi fra fastbrensel til el-produksjon. Vanligvis blir teknologiene delt opp i følgende tre hovedområder:

#### Damp turbin

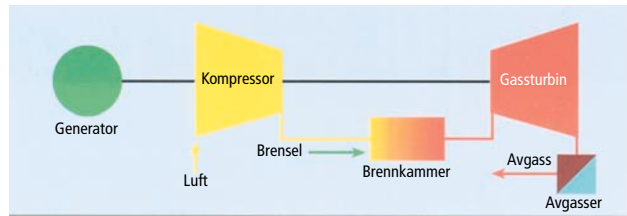
Varme fra biobrensler utnyttes til produksjon av damp. Dampen ekspanderes i en damp turbin som driver el-generatoren. Etter dette kondenseres gassen slik at varmegevinsten kan utnyttes til varmeformål. Produksjonen gir ca 30% el og ca 70% varme.



Prinsippkisse damp turbin. (Kilde: Dick Nordberg)

#### Gassturbin

Biomassen forgasses i spesielle reaktorer. Den produserte gassen benyttes som brensel i gassturbinen, som driver el-generatoren. Avgassene fra gassturbinen kan benyttes til varmeproduksjon. Produksjonen gir ca 30% el og ca 70% varme.

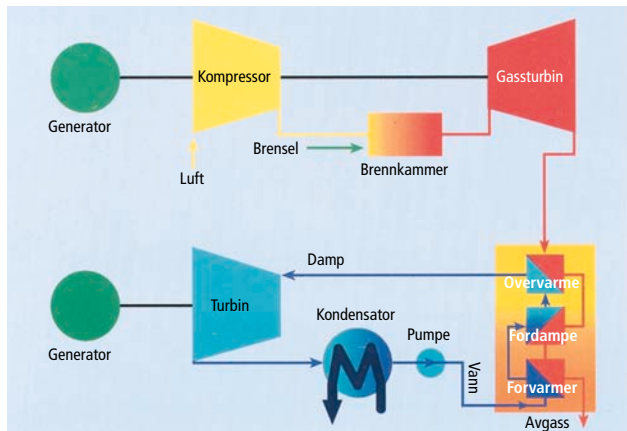


Prinsippkisse gassturbin. (Kilde: Dick Nordberg)

### Kombinert gass- og damp turbin

I et kombinert anlegg benyttes både gassturbin og damp turbin til el-produksjon. Varmen fra gassturbinen benyttes til produksjon av damp, som igjen driver damp turbinen. Damp fra damp turbinen kondenseres slik at varmen kan utnyttes. Konseptet gir over 45% el.

I de siste årene er det satt inn betydelige midler i EU og USA for å optimalisere prosessene for forgassing av biomasse til el-produksjon. Det skilles mellom systemer for trykksatt og atmosfærisk forgassing. Gassturbiner er primært konstruert for å utnytte naturgass og derivater av naturgass. Det blir nå lagt ned store ressurser for å optimalisere tradisjonelle gassturbiner for lavkvalitets biobasert gass.



Prinsippkisse kombinert gass- og damp turbin. (Kilde: Dick Nordberg)

### El-produksjon fra biogass/deponigass

Biogass som produseres fra bioreaktorer og deponier blir ofte utnyttet til kraft-/varmeproduksjon. Det finnes en rekke modifiserte dieselaggregat for biogass på markedet. Det er også mulig å bruke biogass i gassturbiner og gassmotorer.

**Vestfjorden avløpselskap (VEAS) tar i mot kloakk fra 600 000 mennesker i Oslo, Bærum og Asker. Av denne kloakkmengden genereres 330 000 tonn kloakkslam per år. Kloakkslammet brytes ned biologisk i 4 store bioreaktorer på til sammen 24 000 m<sup>3</sup>. I løpet av en oppholdstid på 20 dager i reaktorene blir det organiske materialet i slammet halvert, samtidig som det produseres energirik biogass. Gassen består av ca 65% metan (CH<sub>4</sub>) og 35% karbondioksid (CO<sub>2</sub>). Hver time produseres ca 1100 Nm<sup>3</sup> gass med et energiinnhold på 7,15 MWh.**

Biogassen på VEAS brukes til produksjon av kraft-/varme i et gassaggregat. Aggregatet består av en gassmotor fra Ulstein/Rolls Roys og en generator som gir 2 MW elkraft. Til sammen produseres 5 MW varme som brukes til produksjon av varmt vann i to kjeler på 2,5 MW hver. Ca 30% av den produserte varmen føres tilbake til prosessen for å opprettholde riktig



temperatur i bioreaktorene. Produsert elkraft brukes til drift av pumper og maskiner på renseanlegget og dekker 1/3 av det totale forbruket på VEAS.

### **Kraftverk på Grønmo**

På landets største fyllplass, Grønmo utenfor Oslo, har metangassen blitt sugd ut av fyllingen siden 1991. Sjøpelfyllingen er en av Nord-Europas største. Anlegget mottar over 100 000 tonn avfall og produserer årlig ca 17,5 millioner m<sup>3</sup> biogass med en energimengde på rundt 115 GWh. Den energirike biogassen på Grønmo benyttes til produksjon av kraft-/varme. Gassen fra Grønmo føres i rør til Oslo kommunes avfallsforbrenningsanlegg i nærheten av deponiet. Her utnyttes gassen som drivstoff i 4 Jenbacher gassmotorer som til sammen produserer 3,6 MW elkraft og 4,8 MW varme. Elkraften selges til markedspris på nettet, mens varmen blir utnyttet i fjernvarmenettet på Klemetsrud.



Bilde av gassmotorene på Klemetsrud. Foto: Johs Bjørndahl

## **Kostnader**

### **Brenselpriser**

Prisene på biobrensel varierer sterkt, og er avhengig av blant annet kvalitet på brenselet, fraktavstand fra råstoffkilde til energibruker m.m.

Nedenfor er det gitt et overslag over priser på biobrenslar og sjablonmessige investeringskostnader for forbrenningsanlegg. Prisene er innhentet fra produsenter vinteren 2001.

Priser på ulike biobrenslar inkl. frakt inntil 10 mil. Alle priser er omregnet til øre/kWh (eks. MVA) av effektiv brennverdi, dvs. eks. virkningsgrad.

<b>Brensel</b>	<b>øre/kWh</b>
Skogsflis, bulk	12-16
Bark sagflis	7-15
Sortert, gjenvunnet rent trevirke	7-11
Halm	10-14
Ved, bulk	25-35
Ved, sekk	ca 50
Briketter, bulk	14-18
Pellets, bulk	17-20
Pellets, sekk	25-35

Biobrensel inneholder alltid vann, og noe av reaksjonsvarmen fra forbrenningen vil gå med til å fordampe dette vannet.

Vanndampen forsvinner som regel ukondensert opp i skorsteinen, og fordampningsvarmen går derfor tapt. Brenselets effektive brennverdi er et uttrykk for brenselets energiinnhold etter at det er tatt hensyn til fordampningsvarmen for den fuktighet som brenselet inneholder. Som tommelfingerregel kan effektiv brennverdi for biobrensel beregnes etter følgende formel:

$$H = 5,32 - 6,02 \cdot f / 100$$

H = effektiv brennverdi [kWh/kg]

f = fuktighetsprosent

For å beregne brenselprisen for nyttiggjort varme må det tas hensyn til hvert enkelt anleggs virkningsgrad. Netto brenselpris beregnes ut fra følgende formel:

$$P_n = P_b / h$$

P<sub>n</sub> = brenselpris for nyttiggjort varme

P<sub>b</sub> = brutto brenselpris

h = virkningsgrad (anslagsvis er h ca 65 for vedovner og ca 85 for kjelanlegg)

### **Kostnader for forbrenningsanlegg**

Investeringskostnadene for bioenergianlegg varierer med de gitte betingelsene for hvert enkelt anlegg. For eksempel kan behovet for investeringer i brenselager og utstyr for brenselhåndtering variere sterkt. Prisene nedenfor er oppgitt i kr per installert kW eks. moms. Bygningsmessige kostnader er ikke lagt inn i overslagene.

<b>Investeringskostnadene for biobrenselanlegg</b>	<b>kr/kW</b>
<b>Villa-anlegg</b>	
Konvertering av oljekjel til biobrensel:	1200 - 2000
Nytt anlegg inkl. VVS i fyrrom:	2500 - 4000
<b>Større anlegg, varmesentraler</b>	
Konvertering av oljekjel til biobrensel:	1000 - 1400
Nytt anlegg i eksisterende varmesentral:	1500 - 2500
Nytt anlegg i ny varmesentral:	2000 - 3500
<b>Store anlegg (&gt;10 MW)</b>	
Flis/barkfyringsanlegg:	1000 - 2500

Kostnadene for produksjon og utnyttelse av bioenergi kan reduseres ytterligere, blant annet gjennom FoU innen brenselproduksjon, distribusjon, brenselhåndtering og forbrenningsteknikk.

## **FREMTIDIG MARKED I NORGE**

Forgassing, el-kraft og drivstoff fra biomasse er viktige fremtidige satsingsområder i USA og EU. Det forventes at disse områdene vil få en betydelig markedsandel innen en periode på 5-15 år.

Varmemarkedet vil trolig fortsatt være det viktigste satsingsområdet for bioenergi i Norge. Vedovnen vil ha en dominerende plass til oppvarming i husholdninger også i fremtiden. Det videre arbeidet for utvikling av rentbrennende ildsteder

fører til at det kommer nye vedovner på markedet med bedre forbrenning og lave utslipp.

Dersom det legges til rette for økt bruk av bioenergi, med stabile rammebetingelser og utbygging av vannbåren varme, er det mulig å øke bioenergiproduksjonen fra dagens nivå på rundt 12,8 TWh til opp mot 30 TWh. Bruk av bioenergi er i stor grad avhengig av prisnivået på olje og el-kraft. Hvis disse prisene stiger, er det store muligheter for at bioenergi overtar en større andel av varmemarkedet, som oppvarming av offentlige bygg og større næringsbygg.

Foredlet biobrensel i form av briketter og pellets er introdusert i Norge, og er tatt i bruk i enkelte store anlegg. Antagelig vil det etter hvert etableres et marked for pellets og pelletskaminer i private husholdninger. En viktig forutsetning for økt bruk av pellets er at det bygges opp et produksjons- og distribusjonsnett med god leveringssikkerhet og service. På den måten vil markedet få tillit til pellets som et miljøvennlig alternativ til olje og el-kraft til oppvarming.

## NORSKE PRODUKTER INNEN BIOENERGI

Det tilbys en rekke utstyr og teknologier for produksjon, håndtering og forbrenning av biobrensel i Norge. Nedenfor er det satt opp en liste over noen norske produsenter som vil delta i den videre utvikling av fremtidige bioenergiteknologier.

Cambi AS	Utstyr for slambehandling og produksjon av biogass
Cambi Bioenergi AS	Produksjonssystem for pellets
Carbo AS	Mindre FB-anlegg (7-15 MW)
Energos AS	Forbrenningsteknologi, avfall, FAB
EnviroArc AS	Avfallsbehandling
Granit AS	Magasinovner
Habiol AS	Biodiesel
HifoTech AS	Gassifisering av våtorganisk avfall
Jøtul AS	Vedovner
Kakkelovnsmakeriet AS	Kakkelovner
Kværner Enviropower AS	Store FB-anlegg (10-160 MW) for kraft-/varme eller varme-produksjon
Kværner Water Systems AS	Aerobe bioreaktorer for organisk avfall som gir brensel som sluttprodukt
Nord-Interiør AS	Vedovner
Organic Power AS	Forbrenningsteknologi, avfall, FAB
Saxlund AS	Håndtering og forbrenning av biobrensel
Ulefos AS	Vedovner

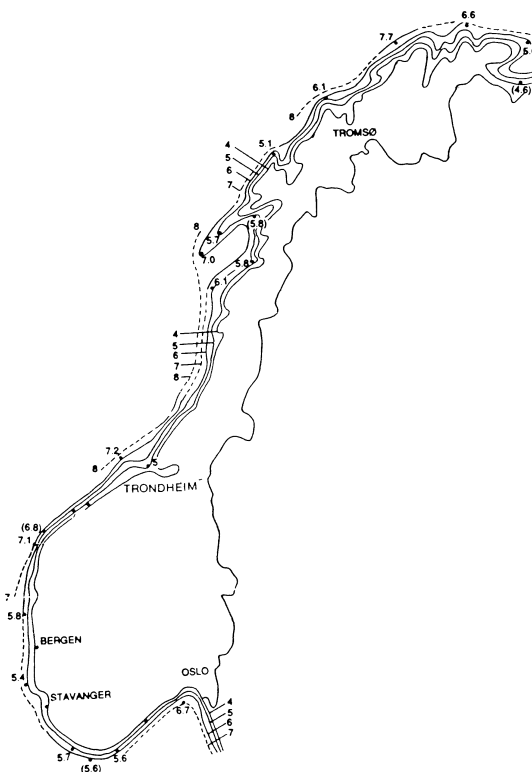
## 4 VINDENERGI

Menneskeheten lærte seg tidlig å gjøre bruk av energien i luft i bevegelse. Allerede for 3000 år siden kunne mennesker seile lange avstander ved hjelp av vindenergi. Fra litteraturen vet vi at så tidlig som 1605 kjempet Don Quijote forgjeves mot vindmøller i Spania. I Europa var det på det meste over hundre tusen vindmøller, hovedsakelig brukt til maling av korn, derav navnet vindmøller. Spesielt i flate land med mye vind og uten elvefall, som Danmark og Nederland, var vindmøller utbredt. I USA ble vindmøller brukt i stor utstrekning til vannpumping på de store slettene i Midtvesten. Vindmøller ble også brukt i senere tider til lokal el-produksjon på avsidesliggende steder.

Med fremveksten av billige dieselgeneratorer og utbyggingen av det offentlige elektrisitetsnettet, falt markedet for vindmøller drastisk. I dag er imidlertid vindenergi på ny svært aktuell, fordi den er en fornybar, ikkeforurensende energiform. Til elektrisitets-produksjon i stor skala, er vindenergi i dag den billigste av de nye fornybare energikildene. Da det ikke lenger er møllefunksjonen som utnyttes, er det nå vanlig å benytte betegnelsen vindturbin istedenfor vindmølle.

### RESSURSGRUNNLAG

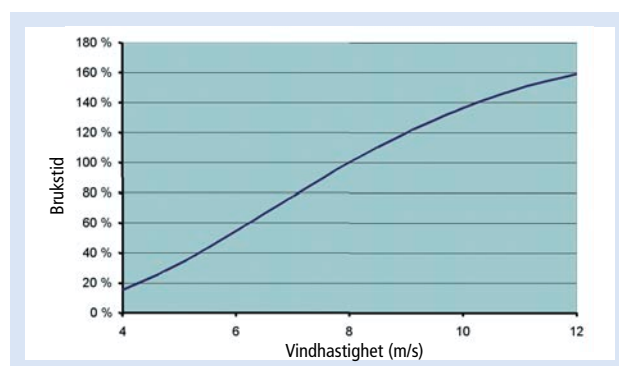
Omlag 1% av innstrålt solenergi går med til å sette luften i bevegelse. For hele kloden tilsvarer dette en energimengde på omlag 100 ganger verdens energiforbruk. Selvfølgelig er bare en liten del av dette utnyttbart i praksis.



Midlere vindhastigheter i m/s (kilde NVE)

Energiinnholdet i vinden øker proporsjonalt med vindhastigheten i tredje potens. En årlig middelvind på 6,5 m/s tilsvarer et energiinnhold på omkring 3000 kWh/m<sup>2</sup>\*år (regnet som vindens bevegelsesenergi). Dette gjelder for et areal som hele tiden står vinkelrett mot vinden. I praksis klarer en vindturbin å omforme ca 40 prosent av denne energien til elektrisk energi, tilsvarende en produksjon på 1100-1300 kWh/m<sup>2</sup>\*år, regnet ut fra sveipt rotorareal.

Norge har meget gode vindressurser sammenlignet med land som Tyskland og Danmark. Gjennomsnittlig vindhastighet over året 50 m over bakken på en godt eksponert kystlokalisitet i Norge, er i størrelsesorden 8 m/s. På steder med lokal akselerasjon (rygger og åser) kan en finne over 9 m/s. I Danmark og Tyskland regnes 7 m/s for å være bra. Figuren nedenfor illustrerer viktigheten av høy årlig gjennomsnittlig vindhastighet. Figuren viser at en får om lag dobbelt så mye energi på en lokalitet med 8 m/s som en med 6 m/s.



Sammenheng mellom årlig gjennomsnittlig vindhastighet og brukstid, normalisert til brukstiden ved 8 m/s. (figur Kjeller Vindteknikk).

NVE publiserte i juni 2001 en undersøkelse som viser at det fysiske vindkraftpotensialet i Norge kan være hele 480 TWh/år. Arbeidet er utført i samarbeid med Vector AS og DNMI. Det er forutsatt at aktuelle utbyggingsområder har en gjennomsnittlig vindhastighet over året som er større enn 8 m/s, målt 50 m over bakken, og at vindturbinene kan bygges ut med en tetthet på 15 MW/km<sup>2</sup>. Området som er undersøkt, dekker om lag 12,5 % av det totale landområdet i Norge, og antas å omfatte de delene av landet med de beste vindforholdene. Potensialet i høyfjellsområder og i grundtområdene utenfor kysten er ikke inkludert. NVE mener at det fysiske vindkraftpotensialet til en viss grad kan sammenliknes med det teoretiske potensialet for vannkraftutbyggingen som er anslått til ca 600 TWh. Økonomiske og miljømessige hensyn har begrenset den realiserbare delen av vannkraftpotensialet til ca 140 TWh.

En kartlegging av det tekniske vindkraftpotensialet i Norge fra 1981 konkluderte med to anslag på henholdsvis 12 og 32 TWh/år. Det høyeste anslaget var basert på utbygging på alle steder langs kysten med akseptable vindforhold uten hensyn til naturvernområder, vanskelig tilgjengelighet og så videre. I anslaget

på 12 TWh er aggregatene tenkt plassert i områder egnet for vindenergi fra Andøya i nord til Kristiansund i sør. Underlagsmaterialet for lokaliseringsanalysen var kart, vindstatistikk og verneplaner.

Et troverdig anslag for det totale tekniske potensialet for vindkraft forutsetter spesifikke vindmålinger og beregninger basert på detaljerte kart, samt modellering av topografiens påvirkning på vindressursene. Det vil derfor være betydelig usikkerhet knyttet til det totale potensialet for vindkraft i Norge inntil en slik kartlegging er utført. Utnyttelsen av potensialet vil være begrenset av økonomiske og miljømessige rammebetingelser og av utbyggingstakten. Installerer for eksempel 100 MW vindkraft i året, vil det ta over 10 år før en når opp til en produksjon på 3 TWh/år.

Vindkraft i samspill med vannkraft vil kunne være en god kombinasjon. Vannmagasinene kan fungere som lager for vindenergien, og kan på den måten veie opp for at produksjon av vindkraft kun skjer når det blåser. Norske myndigheter har som mål at det i Norge skal produseres 3 TWh vindkraft per år innen 2010

### Fra vind til elektrisitet

Vind er masse i bevegelse, altså energi. I en vindturbin omdannes noe av denne bevegelsesenergien til elektrisitet.

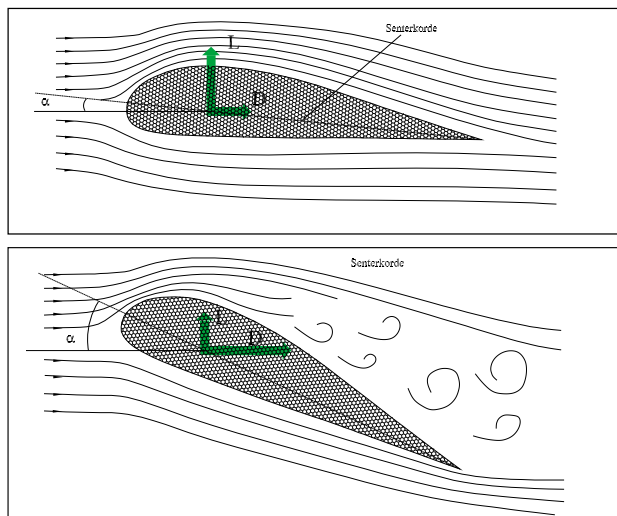
Vindturbiner kan grupperes etter hovedakslingens orientering: horisontalakslede - som er de mest vanlige - og vertikalakslede, se bildene under.



Horisontalt- og vertikalakslet vindturbin.

En horisontalakslet vindturbin består av tårn, maskinhus (nacelle) og vinger. Maskinhuset kan vrís etter vindens retning, enten ved hjelp av elektriske motorer eller ved hjelp av vinden.

I likhet med et fly, lages vingene med tverrsnitt av gitte vingeprofil. Det som kjennetegner en vingeprofil er at luftmotstanden kan være så liten som 1% av kraften som genereres vinkelrett på luftmotstanden. Den største kraften betegnes vanligvis som løft. Det er denne som får vindturbinrotoren til å gå rundt og flyet til å fly.



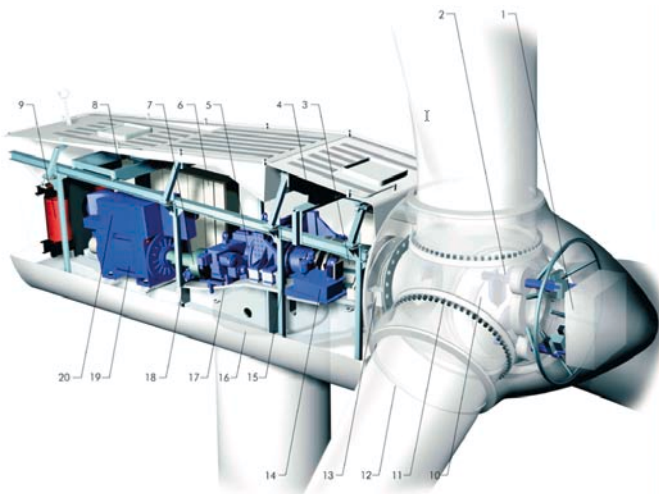
Vingeprofil i strømming. Nedre figur illustrerer avløst strømming (eng: stall) (figur: Kjeller Vindteknikk.)

Dersom angrepsvinkelen blir for stor, klarer ikke strømmingen lenger å følge oversiden av vingen. Vi får avløst strømming, eller som på engelsk "stall". Dette er illustrert over. Ved slike høye angrepsvinkler er det liten forskjell på et vingeprofil og en flat plate.

Effekten i vinden øker som tidligere nevnt med vindhastigheten i tredje potens. Det betyr at når vindhastigheten kommer over 12-15 m/s, er effekten høyere enn det generatoren normalt er konstruert for å ta imot. Vindturbinen har da et system for å redusere effekten som rotoren genererer. Det er hovedsakelig 3 systemer i bruk.

1. Stall regulering: utnytter aerodynamikken til vingen slik at løftet avtar og effekten reduseres av seg selv ved høye angrepsvinkler (angrepsvinklen øker med vindhastigheten). Dette krever en nøyaktig design av vingene, men gir en enkel og robust utforming ved at en ikke behøver vridbare vinger.
2. Semi-stall: dette systemet utnytter samme prinsipp som stall regulering. Forskjellen er at vingene er vridbare. Når effekten nærmer seg ytelsesgrensen for generatoren, vrir vingene seg i retning av høyere angrepsvinkel og tvinger fram stall. Fordelen med dette systemet er at en lettere kan produsere full effekt uavhengig av tetthet og turbulens. Systemet er mekanisk sett mer komplisert, og egner seg derfor best på store vindturbiner. Systemet har hatt økende popularitet de siste årene.
3. Pitch-regulering: Dette systemet har også vridbare vinger. I motsetning til semi-stall vrís vingene mot lavere angrepsvinkler ved høye vindhastigheter.

Vanligvis skal en generator ha høyere turtall enn det vindturbinen roterer med. For å oppnå dette monteres et gir mellom generator og hovedaksling. Dette giret utføres enten med parallelle akslinger eller som planetgir. En kombinasjon av disse er også meget vanlig. Dersom en lager generatoren med tilstrekkelig mange poler kan man klare seg uten gir, men generatoren får da meget stor diameter. Det foregår for tiden en diskusjon i vindkraftmiljøet om hvilken løsning som er den beste. Begge finnes kommersielt tilgjengelig.



(illustrasjon: Vestas Wind Systems A/S)

### Hva inneholder en moderne vindturbin?

- |                    |                                           |                              |
|--------------------|-------------------------------------------|------------------------------|
| 1. Navstyring      | 8. Servicekran                            | 14. Hydraulikkstasjon        |
| 2. Pitchsylinder   | 9. Transformator                          | 15. Hydraulisk krympeelement |
| 3. Hovedaksel      | 10. Nav                                   | 16. Yaw kran                 |
| 4. Oljekjøler      | 11. Vingelager                            | 17. Bunnramme                |
| 5. Gir             | 12. Vinge                                 | 18. Yaw motor                |
| 6. Styringsenhet   | 13. System for låsing av rotor for servic | 19. Generator                |
| 7. Parkeringsbrems |                                           | 20. Generatorkjøler          |

For å kunne stoppe vindturbinen blir den også utstyrt med brems. Det stilles normalt krav til to uavhengige bremses hvorav en skal virke aerodynamisk. Pitch- og semistallregulerte vindturbiner har mulighet til å kantstille vingene for oppbremsing. Stallregulerte har gjerne ytre del av vingene utformet som en vridbar del. Denne har da bare to stillinger, i flukt med resten av vingen eller 90 grader på resten av vingen. I tillegg monteres som regel en skivebrems på hurtiggående aksling, det vil si mellom generator og gir.

Vindturbinene kan enten ha fast eller variabelt turtall. Fordelen med å ha variabelt turtall er at en kan redusere turtallet ved lave vindhastigheter for å få høyere energiproduksjon. Dette er også en fordel med hensyn på støy, da støyen er svært avhengig av hastigheten på bladspissen og dermed turtallet.

Vertikalakslede vindturbiner reagerer likt på vind fra alle retninger og har ikke en vridbar nacelle. Disse kan derfor ha maskinhuset plassert på bakken. Dette gir flere fordeler: billigere tårn, montering og vedlikehold. Når denne typen vindturbin likevel ikke har slått igjennom, skyldes det diverse material- og driftsproblemer. For hver omdreining vil vingene oppleve en syklisk påkjenning i større grad enn vingene på horisontalakslede vindturbiner. Den roterende massen blir gjerne også større. Enkelte tror imidlertid at for riktig store anlegg, flere MW, vil de vertikalakslede vise seg mer økonomiske.

De horisontalakslede turbinene har blitt utstyrt med en, to eller tre vinger. En rotor med få vinger må rotere hurtigere enn en med mange vinger. Til nå har de fleste fabrikanter valgt tre vinger. Det er dynamisk sett enklere, spesielt med passiv stall regulering. De fleste mener også at tre-vingede konstruksjoner er mer behagelige å se på. En to-vinget turbin ser ut til å gå "hakkete". Det har sammenheng med at blad og tårn faller visuelt sammen i det bladet passerer tårnet. På grunn av lavere rotasjonshastighet vil en rotor med tre vinger også ha lavere støyemisjon.

### Energi-innhold i vind

Energien i strømmende luft - energifluksen - er gitt med uttrykket  $\rho \cdot v^3$  (W/m<sup>2</sup>), der  $\rho$  = tetthet og  $v$  = vindhastighet. Luftens tetthet ved normale betingelser er 1,23 kg/m<sup>3</sup>. Dette gir følgende verdier:

$v = 4 \text{ m/s}$	$\rho \cdot v^3 =$	39 W/m <sup>2</sup>	(Normal starthastighet)
$v = 6 \text{ m/s}$	$=$	133 W/m <sup>2</sup>	(Lett bris)
$v = 8 \text{ m/s}$	$=$	315 W/m <sup>2</sup>	
$v = 10 \text{ m/s}$	$=$	615 W/m <sup>2</sup>	(Frisk bris)
$v = 12 \text{ m/s}$	$=$	1 063 W/m <sup>2</sup>	
$v = 15 \text{ m/s}$	$=$	2 076 W/m <sup>2</sup>	(Sterk kuling)
$v = 25 \text{ m/s}$	$=$	9 609 W/m <sup>2</sup>	(Full storm, vindturbinen stoppes)

### Energitetthet som funksjon av vindhastighet

Vi ser at energi-innholdet øker meget sterkt med hastigheten (proporsjonalt med  $v^3$ ). Det er derfor helt avgjørende for god vindkraftøkonomi at vindkraftverk plasseres på steder med sterk vind.

### Energiopptak i vindturbiner

Vingene på en moderne vindturbin er utformet aerodynamisk slik at de utnytter løftkraften som oppstår når luften stryker over vingeprofilen. Det oppstår et undertrykk på ene siden og et overtrykk på den andre. På denne måten oppnår man et betydelig større energiopptak enn ved såkalte motstands-blader, der det er vindens opphopningsstrykk som utnyttes.

Det er vanlig å oppgi den nyttiggjorte andelen av den totale energimengden som passerer det sveipte arealet med effektkoeffisienten (virkningsgraden)  $C_p$ . Teoretisk kan  $C_p$  være maksimalt 0,59 (Betz grensen, se nedenfor). Moderne vindturbiner har nå en maksimal effektkoeffisient på over 40%. Det sveipte arealet betyr det arealet (den sirkelen) som vingene beskriver ved et omløp.

Det er bemerkelsesverdig at vingene kan ta opp ca 40-60 % av denne energien selv om de utgjør en mye mindre del av det samme sveipte arealet. En rotor med få vinger må konstrueres for et høyere turtall enn en rotor med mange vinger for å kunne ta ut samme effekt. Mange oppfinnere har ikke dette klart for seg når de mener å ha kommet fram til nye og "bedre" vindturbiner som ofte er basert på motstandskraften.

### Betz' lov

*Når vinden presser på rotoren, bremses den opp (vinden mister bevegelsesenergi). Desto mer bevegelsesenergi som tas ut av vinden, desto lavere hastighet har vinden når den forlater vindturbinen. Dersom all bevegelsesenergien tas ut, blir vindhastigheten null, og lufta kan ikke bevege seg vekk fra turbinen. Når luften rundt turbinen står stille, blir turbinens effekt null. Dersom vinden derimot går forbi turbinen uten å endre hastighet, har man heller ikke tatt ut noe energi fra vinden, og igjen blir turbinens effekt null. Vinden må bremses på en måte som ligger mellom disse ytterpunktene, og teoretiske beregninger (Betz' lov, 1926) viser at maksimal effekt oppnås når hastigheten gjennom rotoren er 2/3 av den frie strømmingen. Dette gir en maksimal effekt på 59% (16/27) av vindens tilgjengelige effekt. Alfred Betz, Windenergie und Ihre Ausnutzung durch Windhöhlen, Göttingen, Vandenhoeck und Ruprecht, 1926.*

Noen typiske tall for vindturbiner er gitt i tabellen nedenfor.

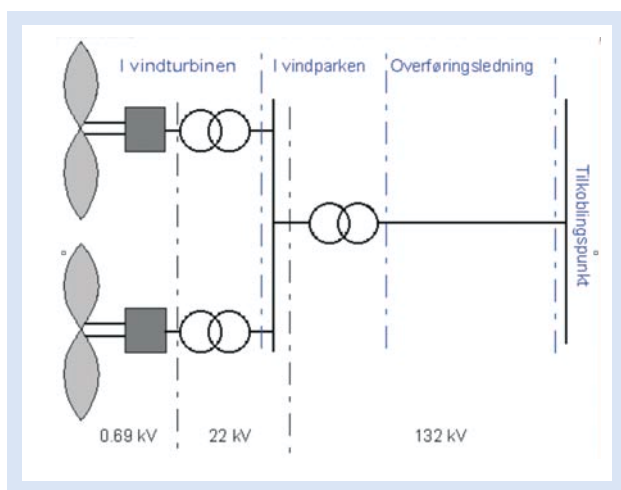
		500 kW (år 1990)	2000 kW (år 2000)	
Tårnhøyde	er ca	40	80	m
Vingene	er ca	20	40	m
Sveipt areal	er ca	1300	5000	m <sup>2</sup>
Energiproduksjon	er ca	1.3	6	GWh/år
Omdreiningshastighet	er ca	30	20	rotasjoner/min
Maksimal effekt-koeffisient	er ca	43	45	%
1 m <sup>2</sup> sveipt areal	gir ca	1000	1200	kWh/år
Total masse eksklusiv fundament		48	250	tonn
Masse på tårntopp		21	80	tonn

Typiske tall for vindturbin

### Elkraftgenerering

Vindturbiner som er tilknyttet nettet er som regel utstyrt med en asynkron generator. Disse kan også kjøres som motorer for oppstartning av anlegget. En asynkron-generator har noe (1-4%) varierende turtall (sakking). Dette er gunstig for å absorbere energien i vindstøt. Med variabel rotor resistans eller variabel rotorspenning kan sakkingen styres. En kan da regulere turtallet slik at det er 10-30% over det synkron turtallet.

Dersom det er ønskelig med enda større variasjon i turtallet er det vanlig med synkron generator. Med varierende turtall vil også frekvensen variere. Ved hjelp av kraftelektronikk tilpasses frekvensen til nettfrekvensen. Dette kan enten gjøres i hver turbin eller sentralt i en vindpark med flere turbiner. De fleste generatorer leverer en spenning på under 1000 V. For å kunne knytte en vindpark til et høyspenningsnett må en installere en eller flere transformatorer. I figuren er det vist et eksempel på tilknytning av en vindpark til 132 kV linje.



Tilkobling av en vindpark til 132 kV linje.

### Vindparker

Det er vanlig å samle nett-tilknyttede vindturbiner i vindparker. Det er flere grunner til dette.

I tett befolkede områder som Europa vil landareal være kostbart. Et område med et godt vindregime bør derfor utnyttes maksimalt. Infrastrukturkostnadene, som utgifter til adkomst-

veier, nett-tilknytning, transport og oppsetting, blir mindre pr enhet. Sett fra et miljøsynspunkt vil den totale visuelle "forurensning" bli mindre ved en samling i park fremfor spredning over et stort område.

Det aktuelle arealet som vindturbinene opptar, er bare ca 1 % av parkens areal. Jordbruk og annen næringsvirksomhet kan derfor fortsette temmelig upåvirket. Hvor stort areal som behøves til en vindpark, er svært avhengig av hvordan en definerer sonen rundt møllene. Det er også avhengig av om vinden hovedsakelig kommer fra en retning eller om den kommer litt fra alle retninger. Kommer vinden mest fra en retning, kan turbinene stå tettere enn om den kommer fra alle. Dersom en tar med arealet mellom turbinene, er en utnyttelse på 10-20 MW/ km<sup>2</sup> normalt.

### Offshore

Mange land i verden ser nå med økende interesse på å plassere vindturbinene "offshore". Dette er hovedsakelig på grunn av begrenset areal på land. I mange tilfeller vil en imidlertid finne bedre vindressurser enn på land. Det er naturligvis avhengig av at det finnes relativt grunt vann, helst mindre enn 15 m. Foreløpig er ikke kWh prisen like lav som for landbaserte anlegg, men på grunn av de store potensialene arbeides det aktivt med offshore. Danmark har nå som mål å bygge ut 4000 MW vindkraft offshore slik at vindkraft skal utgjøre 50% av kraftproduksjonen innen år 2030.

### Økonomi

Som andre fornybare energikilder er "brenselet" - vinden - gratis. Det som avgjør kWh-prisen er derfor i hovedsak den nødvendige investering. Beregning av produksjonskostnad vil være sikrere for vindkraft enn for fossile kraftstasjoner, fordi de siste må ta en brenselkostnad som er svært usikker i et 30-40 års perspektiv, som gjerne er levetiden for et nytt anlegg, med i beregningen.

For vindkraft kan produksjonskostnaden pr kWh beregnes som vist i tabellen:

#### Kostnad for vindkraft

$$P = (r + m)C/hW \quad (\text{kr/kWh})$$

der:

r = annuitetsfaktor, dvs rente + avskrivning (dimensjonsløs)

m = årlig vedlikehold i forhold til investering (dimensjonsløs)

C = kapitalinvestering (kr)

(r + m) C = årlige utgifter (kr)

h = brukstid for maksimal effekt

W = merke-effekt for kraftverket (kW)

h W = kWh som produseres i året

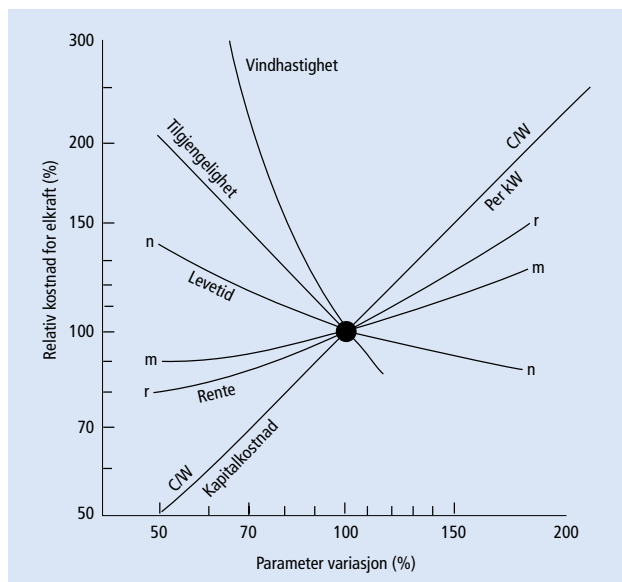
Energikostnad for vindturbin

Kostnadene for vindkraftverk har falt kraftig de siste 20 årene, og totale investeringer for et stort vindkraftanlegg har nå kommet ned i 7000 kr/kW. På en lokalitet med gode vindforhold kan en oppnå en brukstid på 3500 timer. En økonomisk levetid på 25 år og en realrente på 7% gir en annuitetsfaktor på 0.086. Driftsutgiftene er i størrelsesorden 2%, dvs. m=0.02.

Energikostnaden blir med dette:

$$[(0.086 + 0.02) * 7000]/3500 = 0.21 \text{ kr/kWh}$$

Følsomheten i denne kostnaden for parametervariasjoner er gitt i figuren nedenfor.



Figuren viser hvordan prosentvise forandringer i parametrene forandrer kWh-kostnaden, også den i prosent. Vi ser at vindhastigheten er den viktigste faktoren.

Investeringskostnadene er en annen viktig faktor, og den kan bringes ned ved masseproduksjon og ytterligere ytelsesforbedringer. Tilgjengelighet er øyensynlig også viktig, men når man i dag oppnår 0,97 er det ikke stort mer å vinne her. (kullkraft: 0,8 - 0,9). Alt i alt ligger vindkraften godt an til å bli den billigste måten å produsere elkraft på, og også den mest miljøvennlige.

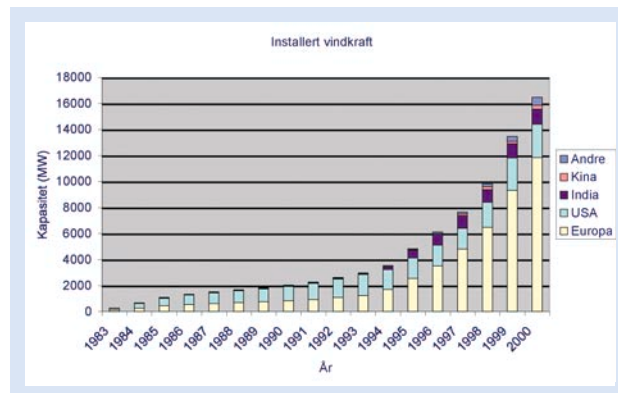
Fagfolk mener vi kan regne med investeringskostnader på ca 6.000 kr/kW meget snart, noe som vil gi en kWh pris ned mot ca 20 øre/kWh på steder med gunstige vindforhold.

### Marked

Oljekrisen i 1973 startet den moderne utviklingen av vindkraft. De fleste vestlige land utformet programmer for økt uavhengighet av importert olje. Større bruk av innenlandske energiresurser var løsningen. Drivkraften har nå skiftet mer mot miljøhensyn — det vil si bruk av fornybar, ikke forurensende energi: Pr. utgangen av 2000 er det installert ca 16.500 MW vindkraft i verden totalt.

Den store veksten de siste fem årene har i hovedsak funnet sted i Europa. Tyskland har hatt meget kraftig vekst gjennom hele 90-tallet og er nå det landet i verden med mest vindkraft (6100 MW ved utgangen av 2000). Spania har også hatt meget kraftig vekst, og er nå i ferd med å passere Danmark med hensyn på installert effekt. Den årlige veksten i installert effekt i verden har variert mellom 22-37% de siste 5 årene. Dette gjør vindkraftindustrien til en av verdens raskest voksende industrier.

Det ventes en fortsatt sterk utvikling av installert effekt i årene som kommer. Den Europeiske Vindkraftforeningen (EWEA) har laget prognoser fram til år 2020. Deres prognose for år 2020 er 100.000 MW installert effekt i Europa. Det tilsvarer om lag 10% av den totale produksjonen av elektrisitet.



Akkumulert installert effekt på verdensbasis (figur: SINTEF Energiforskning og BMT Consult)

USA hadde en kraftig utbygging av vindkraft på midten av 80-tallet. Ved utgangen av 80-tallet hadde USA installert om lag 1.500 MW vindkraft. Mesteparten av dette ble drevet fram med subsidier. I slutten av 90-årene ble det imidlertid ny fart i utviklingen. Ved utgangen av 2000 hadde USA installert 2 550 MW vindkraft. Flere store utbygginger er ventet i 2001.

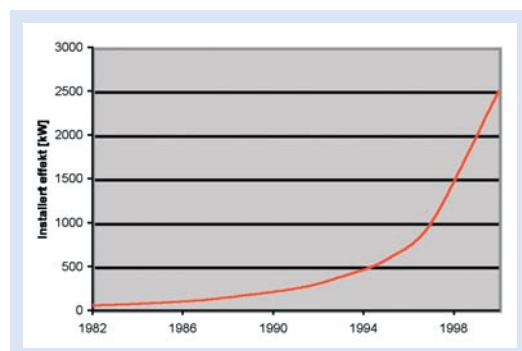
I Asia var det en sterk fremvekst av vindkraft i begynnelsen av 90-årene. Dette ser nå ut til å ha stagnert.

Tabellen viser er fordeling av installert vindkraft i verden ved utgangen av år 2000:

Tyskland	6100
USA	2550
Danmark	2280
Spania	2250
India	1170
Nederland	450
Italia	420
Storbritannia	400
Kina	265
Sverige	225
Norge	13
Resten av verden	377

### Teknologisk utvikling

Den viktigste teknologiske utviklingen som har funnet sted de siste 5 år er at størrelsen på vindturbinene har økt kraftig. I 1996 var normal størrelse for kommersielle vindturbiner 600 kW. 5 år senere tilbyr alle fabrikanter 2 MW eller mer.



Installert effekt på kommersielle vindturbiner har økt kraftig, spesielt de siste 5 år (figur: Kjeller Vindteknikk).

I begynnelsen av 80-årene begynte de danske vindturbinfabrikantene å produsere 20 kW turbiner. I USA, Tyskland og Sverige var mange overbevist om at skulle vindkraft bli konkurransedyktig måtte en bygge stort, helst over 2 MW. Begge de to "skoler" er nå enige. Historien har imidlertid vist at de som startet i det små og laget større turbiner etter hvert, oppnådde kommersiell suksess. Danske vindturbinfabrikanter er nå verdensledende, med ca 50% av verdensmarkedet.

Hvilke trender vil vi komme til å se i utviklingen fremover? Vil den kraftige utviklingen av størrelsen fortsette? Vil noen komme opp med nye og revolusjonerende utforminger?



Denne 35 meter lange vingen ble montert på en 1,5 MW vindmølle i Sachsen-Anhalt, Tyskland. Foto: Herbert Grabe, OSTWIND

Størrelse: Store vindturbiner utnytter landareal mer effektivt. De skaper også mindre visuell forstyrrelse pr. energienhet produsert. Markedet har derfor etterspurt større vindturbiner. Det er imidlertid noen forhold som begrenser størrelsen, for det første noen fysiske lover. Energien en vindturbin produserer er proporsjonalt med diameteren i 2. potens. Massen til vindturbinen (og dermed kostnaden) er proporsjonal med diameteren i 3. potens. Disse lovene (Modellovene) sier derfor at en stor vindturbin må bli mer klumpete enn en liten. Bruk av nye materialer sammen med mer avansert design motvirker i noen grad dette.

Videre utvikling mot lettere konstruksjoner er sannsynlig og vil være en viktig parameter for å redusere kostnader. De kommersielle turbinene har blitt lettere, men det finnes stadig prototyper som er enda lettere.

Det skal svært mye til for at helt nye og ukjente løsninger skal konkurrere ut dagens horisontalakslede propellturbiner. I 80-årene ble det arbeidet mye med vertikalakslede turbiner. Det har nesten ikke vært utvikling av dette konseptet i 90-årene.

På området styring og regulering er det fortsatt mye å hente. Det er sannsynlig at de fleste vindturbiner i fremtiden vil ha variabelt turtall. Ikke minst for å minske de mekaniske påkjenningen, og dermed redusere dimensjoner og kostnader.

Teknologisk utvikling sammen med mer effektiv produksjon, vil trolig bidra til fortsatt reduksjon av prisen på vindturbiner.

Det er også rom for å få mer energi ut av en gitt lokalitet. Det er stor forskjell på energiproduksjonen ved en god og en dårlig plassering av vindturbiner. Gode simuleringsprogrammer som egner seg til kupert terreng, og som regner vindfelt og vaker bak turbinene på en gang, er ikke fullt utviklet. Slike simuleringer er svært regnekrevende. En fortsatt utvikling av datamaskinenes regnekapasitet kan føre til at en ta i bruk enda mer effektive verktøy enn det vi kjenner i dag.

## Miljø

Alle energiformer, også de fornybare, har visse negative miljøkonsekvenser. For vindkraft dreier det seg om:

**Støyen** genereres dels av mekaniske komponenter i turbinen, og dels av vingene. Hastighet og utforming av tuppen av vingene er bestemmende for den aerodynamiske støyen. På moderne vindturbiner er den mekaniske støyen nær eliminert. Når det gjelder støy må man sørge for tilstrekkelig avstand til bebyggelse. For en enkeltstående vindturbin regner man 400 m som tilstrekkelig og ca 1 km for en park. God aerodynamisk utforming av vindturbinene reduserer støyen betraktelig.

Vindkraftverk vil alltid måtte være **synlige i landskapet**, bl.a fordi det blåser best på åpne steder. Luften har dessuten liten tetthet og det betyr at vindturbinene må være av en viss størrelse. Vindturbiner er blant de aller mest dominerende byggverk som til nå er plassert ut i landskapet. Med god planlegging kan forstyrrelsen av landskapet reduseres en del. Å begrense synligheten fra sårbare områder som kulturminner, turområder og boligområder er viktig.

Innflytelse på **TV/radiosignaler** vil ikke merkes når vindturbinene står i tilstrekkelig avstand, og man unngår at vindturbinene står i rett linje til senderen. Med satelittbasert overføring blir problemet helt borte.

Direkte **skade på fugler** i form av kollisjoner mot vindturbinen er sjelden og et meget lite problem. Sammenlignet med trafikk og kraftlinjer er det neglisjerbart. Vindturbiner kan imidlertid endre fuglers adferd gjennom endrede trekkveier og hekkplasser. I hvilken grad fugler lar seg påvirke er svært artsavhengig. Det er derfor viktig å kartlegge fuglelivet i et utbyggingsområde, og ta hensyn under planleggingen.

Typisk for en vindpark er at selve turbinene bare opptar ca **1 % av arealet**. Det vil altså være fullt mulig fortsatt å drive jordbruk o.l. Dersom en også regner med arealet mellom turbinene og en randsone, er arealbruken i størrelsesorden 0.05-0.1 km<sup>2</sup>/MW.

De negative konsekvensene av vindkraft kan ved forstandig plassering minimaliseres, eller eliminere helt. På den positive siden må man ta med at vindkraften er uten forurensende utslipp, den gir ikke drivhuseffekt, brensløst er "fritt" og det er forholdsvis jevnt fordelt over hele kloden. Energien som forbrukes ved fremstilling og montering av en vindturbin tilsvarer produsert energi i løpet av om lag 3 måneder.

## Utviklingen i Norge

I Norge har vi hatt et vindkraftprogram i tre faser: kartlegging av vindressurser (1979-83), etablering av praktisk erfaring med oppsetting og drift av (danske) vindturbiner (1984-92), og deretter omsetting av kompetanse i norske produkter og tjenester for eksport. I 1997 startet den kommersielle interessen for å bygge ut vindkraft i Norge.

Norske myndigheter har som mål om at det skal bygges ut 3 TWh/år vindkraft innen 2010. For å bidra til at målet skal nåes er det også innført virkemidler (status pr 2001):

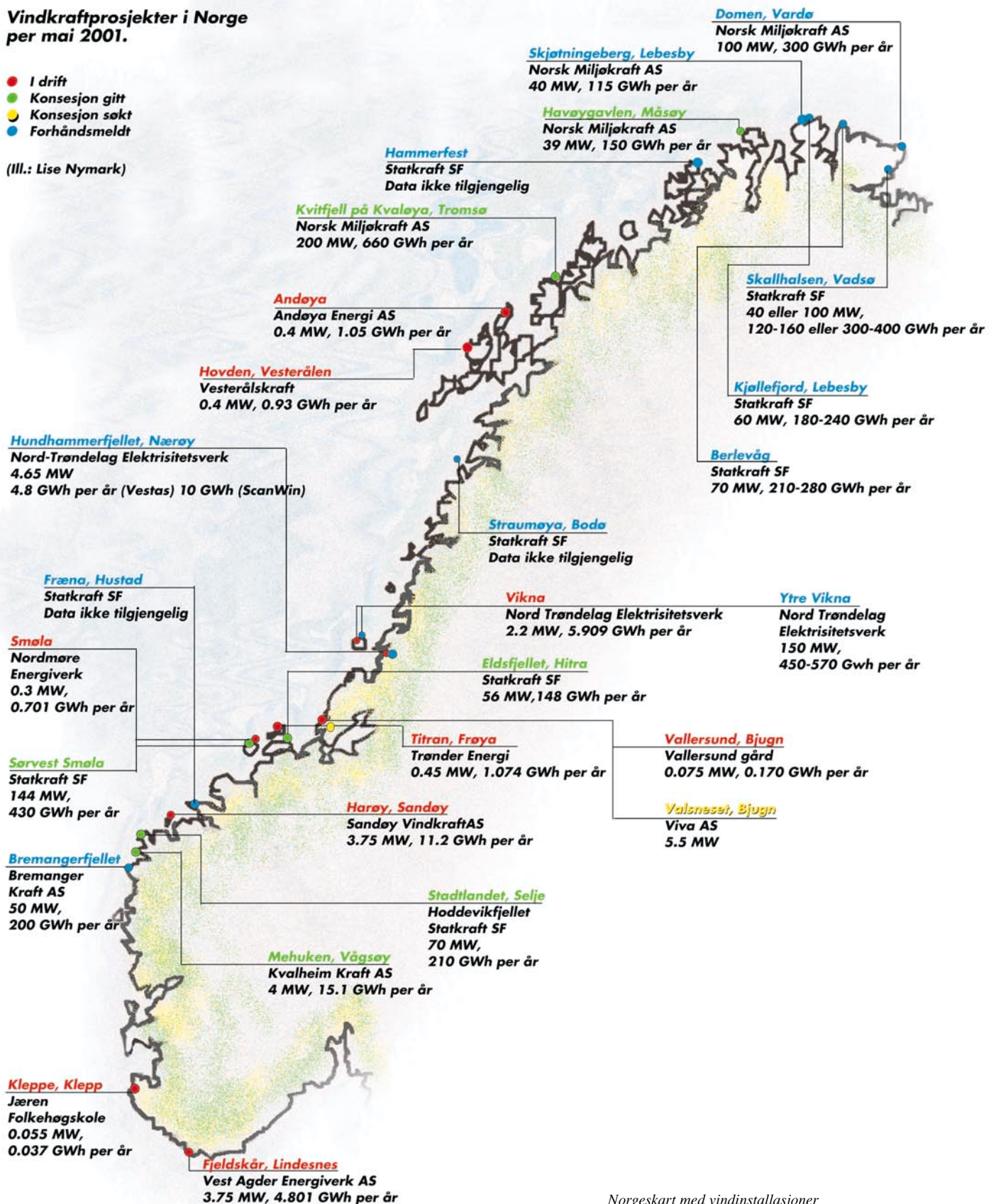
- Inntil 25% investeringsstøtte til vindkraft
- Fritak for investeringsavgift
- Produksjonsstøtte tilsvarende halv el-avgift



## Vindkraftprosjekter i Norge per mai 2001.

- I drift
- Konsesjon gitt
- Konsesjon søkt
- Forhånds meldt

(Ill.: Lise Nymark)



Norgeskart med vindinstallasjoner

Disse tre virkemidlene tilsvarer til sammen en produksjonsstøtte på omlag 10 øre/kWh.

SINTEF, NTNU og IFE har i fellesskap etablert et eget kompetansesenter for vindkraft. I dette inngår også planene om etablering av et testsenter for vindkraft på Valsneset i Bjugn kommune.

Når det gjelder vindressurser har Institutt for energiteknikk tidligere beregnet at vindkraftpotensialet i Norge, innen fremtidige akseptable kostnadsgrenser, ligger på ca 5000 MW. Da er steder med forventet store interessekonflikter utelatt.

I begynnelsen av 2001 er en rekke store vindparker under planlegging i Norge. Det er gitt konsesjon på over 500 MW til sammen.

### Norske produkter og kompetanse

Med et marked for vindkraft i stadig vekst, vil det med stor sannsynlighet også være plass til norske produkter på markedet. Innenfor flere ulike felter finnes det norsk kompetanse som kan nyttiggjøres på dette markedet. En skal imidlertid ha respekt for at det i andre land finnes mer enn 20 års erfaring fra utvikling og produksjon av vindkraftverk og komponenter. Graden av suksess er avhengig av både produktet samt evnen og viljen til å satse både langsiktig og sterkt nok. Eksempler på områder der norsk industri har muligheter er:

- **Komplette vindturbiner**  
Det norsk/svenske selskapet ScanWind satser på produksjon av store vindturbiner. Bedriften har videreutviklet Kværners 3 MW vindturbindesign gjennom et svensk/norsk utviklingsprogram. I samarbeid med ABB er det inngått kontrakt med svenske Vattenfall om levering av en 3 MW turbin på Gotland.
- **Vingeproduksjon**  
Norsk kompetanse på komposittmaterialer og aerodynamikk kan utnyttes for produksjon av vinger som utgjør om lag en fjerdedel av kostnaden til en vindturbin.
- **Tårnproduksjon**  
Tårn er store og kostbare å produsere. De kan derfor med fordel produseres lokalt. De 5 vindturbinene som står på Harøy i Møre og Romsdal er produsert ved P. Meyer Industri AS.
- **Støpte nav**  
Kristiansand Jernstøperi er allerede storekspertør av store, støpte stålkomponenter som blant annet nav til dansk vindturbinindustri.
- **Elektronikk og kontrollsystem**  
Driftsstatistikken viser at mer enn halvparten av reparasjoner av vindturbiner er knyttet til ubelastede deler som elektronikk og kontrollsystem. Forbedringer på dette området er særlig viktig offshore, som bør ha minimalt med vedlikehold.



Vindturbin fra Scan Wind



Støping av seigjernprodukter på Kristiansand Jernstøperi

# 5 ENERGI FRA HAVET

## 5.1 BØLGEENERGI

Det første kjente patenterte forslag for å utnytte bølgeenergi er fransk fra 1799. I den senere patentlitteraturen fins mer enn tusen andre forslag.

I forslag fra 1800-tallet ble svingebevegelse utnyttet til å overføre energi gjennom pumper eller høvelig maskineri med mekaniske anordninger (med f.eks. tannstang med tanndrev og palljul, eller med tau og vektstenger). I motsetning til dette har moderne forslag gjerne hydrauliske eller pneumatiske energikonverteringsinnretninger, med styrbare ventiler, sylindere og stempler, foruten andre hydrauliske eller pneumatiske komponenter og maskiner. Dette gir muligheter for optimal styring av svingebevegelsen for å maksimere opptaket av energi fra bølgene. Det kreves da også måleutstyr foruten elektronisk utstyr og programvare. I tillegg må det installeres elektrisk generator i fall energien skal konverteres til elektrisitet.

Eksempel på praktiske bølgekraftinnretninger som har vært i bruk gjennom flere tiår er lenspumper og navigasjonsbøyer. I sistnevnte tilfelle trengs et oppladbart batteri for å sikre energi til navigasjonslyset for tidsrom med liten bølgeaktivitet. Med basis i initiativ og utviklingsarbeid av den japanske pioneren Yoshio Masuda har mer enn ett tusen bølgedrevne navigasjonsbøyer blitt produsert siden 1965 og markedsført verden rundt. Det er rapportert at noen av dem har vært i drift i over 20 år. Den såkalte oljekrisen i 1973 stimulerte betydelige forsknings- og utviklingsprogram for bølgekraftverk, særlig i Storbritannia, Sverige og Norge. Men programbevilgningene ble drastisk kuttet tidlig på 1980-tallet, samtidig med at oljeprisen gikk ned og den offentlige opinionen ble mindre opptatt av energi- og miljøspørsmål. Det har også versert spekulasjoner om at sterke interesser i andre deler av energisektoren har bidratt til å hindre videre utvikling av bølgeenergi.

Til tross for dette har en del strandlokaliserte bølgekraftenheter med effektkapasitet i området 3 kW til 400 kW blitt satt i drift siden 1983, i Japan, Norge, Kina, India og Storbritannia (i kronologisk rekkefølge). Dessuten har flytende bølgekraftenheter blitt utprøvd i Japan, USA, Sverige og Danmark. Det planlegges / bygges nå forskjellige bølgekraftverk med effekt av størrelsesorden 1 MW, i Portugal (Azorene), i Skottland og i Australia.

### Ressursgrunnlag

Havbølger transporterer energi over store avstander, fra stormsenter langt til havs mot fjerne kyster. Mot alle verdens kyster kommer det inn en energi som er anslått å tilsvare 1 TW (=  $10^{12}$  W) i gjennomsnittseffekt. Det tilsvarer omlag tredjeparten av verdens nåværende forbruk av elektrisk energi.

Den naturlige effekttransporten pr. breddeenheter av den innfallende bølgefronten har en typisk middelvei i området 50 til 100 kW/m på åpent hav ved breddegrader mellom 40° og 60°

Verdien avtar mot ekvator såvel som mot polene. Ved tropiske breddegrader er typiske middelveier mellom 10 og 20 kW/m.

Nærmere land er verdiene betydelig lavere. Energitalp ved sjøbunnsfriksjon blir godt merkbar ved sjødybder mindre enn 20 m. På grunn av lokalt varierende dybder vil bølger refraksjon føre til at bølgeenergi blir konsentrert i visse områder (fokusering) og spesielt svekket i andre områder (defokusering).

I havet utenfor norskekysten er bølgeenergitransporten i tidsmiddel i området 30 - 40 kW/m mellom Stadt og Lofoten. Lenger nord og lenger sør finner en tall i området 20 - 30 kW/m, men mindre innover i Skagerrak. Dette representerer et energipotensial som ikke er vesentlig mindre enn energipotensialet i alle norske vassdrag. Ved Toftestallen i Hordaland, der to strandbaserte bølgekraftverk var i drift noen år etter 1985, er bølgeenergitransporten i middel ca. 7 - 10 kW/m. På dette stedet er det åpent hav i en sektor på 40° omtrent vest-sørvest. Ved norskekysten er den midlere bølgeenergitransporten mer enn dobbelt så stor om vinteren som om sommeren.



Et bilde fra redningsselskapet illustrerer krefter i havet.  
(Foto: Hans Hvide Bang)

### Bølge teori

Når vindkrefter påvirker en blank havoverflate oppstår det bølger. Bølgene dannes som resultat av flere ulike fysiske forhold samtidig, bl.a. tangensielle spenninger og turbulens som forårsaker skjærspenninger og trykkvariasjoner.

Bare en liten del av solenergien omdannes til vindenergi, og av dette blir bare en brøkdel omdannet til bølgeenergi. Men i begge disse energiomformingene blir det en romlig foretting av energien. Hver kvadratmeter horisontal flate i Norge mottar en solenergi tilsvarende en effekt av størrelsesorden 100 W, midlet over årstider og døgn. Middels vindenergi gjennom en vertikal flate tilsvarer en effekt av størrelsesorden 300 watt per kvadratmeter og noe mer over åpne havstrekninger. Når vinden får blåse lenge nok over en tilstrekkelig lang havstrekning, slik

at det får bygge seg opp bølger svarende til "fullt utviklet sjø", er effekten per vertikal kvadratmeter like under havoverflata fem ganger større enn i lufta 20 m over havflata.

Bølger kan karakteriseres ved bølgelengden  $L$  eller ved bølgeperioden  $T$  og ved bølgehøyden  $H$ . Det er vindhastigheten, lengden på tidsrommet vinden har blåst, og distansen bølgene har fått utviklet seg over, som bestemmer deres størrelse, dvs. hvor mye vindenergi som er omdannet til bølgeenergi. I områder der bølgene skapes, er de uregelmessige og danner ofte kompliserte og kaotiske mønstre. Men bølgene kan bevege seg over lange strekninger bort fra disse områdene med lite tap av energi. Slike bølger er kanskje bedre kjent som dønninger.

En sinusformet bølge, som kan beskrives matematisk ved en sinusfunksjon, er en idealisert bølge som likner mer på dønninger enn på vindsjø. Høydeforskjellen mellom bølgetopp til bølgebunn kalles bølgehøyden  $H$ , og den horisontale avstanden mellom to bølgetopper (eller -bunner) kalles bølgelengden  $L$ . Anta at de enkelte bølgetoppene (og -bunnene) beveger seg med hastigheten  $v$ , enkeltbølgehastigheten, som også kalles fasefarten (fasehastigheten). Tiden det tar i sekunder for suksessive topper (eller bunner) å passere et bestemt punkt, kalles bølgeperioden  $T$ , som gjerne kan ha en verdi i området fra noen sekunder til et kvart minutt. Det inverse av bølgeperioden kalles gjerne bølgefrequensen  $f = 1/T$ . Frekvensen er lik antall bølgetopper som pr. tidsenhet passerer et bestemt punkt.

Hvis en bølgetopp beveger seg med hastighet  $v$  forbi et gitt punkt, vil den bevege seg en distanse som er lik bølgelengden  $L$  innenfor et tidsrom som er lik bølgeperioden  $T$ . Det betyr at fasefarten (fasehastigheten)  $v$  er lik bølgelengden  $L$  dividert med bølgeperioden  $T$ ;  $v = L / T$ .

Med bølgene er det lagret en energi som i middel pr. arealenhet langs den horisontale havflata er:

$$E = \alpha \rho g H^2 \quad [J / m^2]$$

$\rho = 1030 \text{ kg/m}^3 =$  tettheten til sjøvann  
 $g = 9,81 \text{ m/s}^2 =$  tyngdeakselerasjonen  
 $H =$  bølgehøyden [m] = vertikal avstand mellom bølgetopp og bølgedal

For sinusformet bølge er  $\alpha = 1/8$ . For virkelige havbølger er  $\alpha = 1/16$  dersom  $H$  står for "signifikant bølgehøyde" (som er større enn den gjennomsnittlige bølgehøyden). Energien er i middel likt fordelt mellom potensiell energi (pga. vann løftet fra bølgedalen opp i bølgekammene) og kinetisk energi (p.g.a. vannets vekslende fart).

I virkeligheten vil sjøtilstanden være sammensatt av mange bølger som har ulike retninger, perioder og høyder og som gjensidig påvirker hverandre. Det er kombinasjonene av disse bølgekomponentene som vi observerer når vi ser på havbølger. Ved å anvende spesielle målebøyer kan vi registrere variasjoner i overflatenivå over en tidsperiode. Vi opererer gjerne med uttrykket signifikant bølgehøyde, en størrelse som beregnes på basis av gjennomsnittet av et utvalg av de støtste bølgene.

For den som har observert bølgegrupper, vil det være opplagt at bølgeenergien transporteres med gruppefarten  $v_g$ , og ikke med fasefarten  $v$ , fordi enkeltbølgene jo bare fødes og dør (går til grunne) kontinuerlig, mens det er bølgegruppen som vedva-

rer. Energitransporten med bølgene kan derfor enkelt uttrykkes matematisk ved  $J = v_g E$ . Merk at fart [m/s] multiplisert med energi pr. areal [J/m<sup>2</sup>] blir effekt pr. lengde [W/m]. Bølgeenergitransporten  $J$  (som også kan kalles "bølgekraftnivået") er altså forholdet mellom effekten og bølgebredden (i watt per meter av bølgekammen).

#### Bølger på dypt vann:

Dersom havdybden er større enn halve bølgelengden, vil bølgeforplantingsfarten (-hastigheten) være proporsjonal med bølgeperioden  $T$ , og fasefarten  $v$  er dobbelt så stor som gruppefarten  $v_g$ . Det kan vises at vi da har

$$v = 2 v_g = gT / 2\pi$$

Denne sammenhengen leder til en tommelfingerregel som sier at fasefarten (fasehastigheten) i meter pr sekund er tilnærmet 1,6 ganger bølgeperioden i sekunder. På basis av sammenhengene over, kan vi finne bølgelengden for en dypvannsbølge med en gitt bølgeperiode  $T$  ved

$$L = gT^2 / 2\pi$$

Med  $T = 8$  s gir dette en bølgelengde på  $L = 100$  m.

Når havdybden avtar, vil bølgenes egenskaper endre seg, og på helt grunt vann vil dybden, dvs. havbunnen, påvirke vesentlig. På dybder mellom en halv og en fjerdedels bølgelengde (og mindre) vil sjøbunnen virke inn på bølgenes egenskaper.

#### Bølger på grunt vann:

Når bølgene nærmer seg en strand, og dybden ( $D$ ) gradvis blir mindre, endres bølgefarten. Når dybden er mindre enn ca. en tjuendedels bølgelengde, kan det vises at bølgehastigheten er gitt ved:

$$v = v_g = (gD)^{1/2} \quad [m/s]$$

Med andre ord er bølgehastigheten på grunt vann tilnærmet lik tre ganger kvadratroten av vanddypet; hastigheten avhenger ikke lenger av bølgeperioden. I dette grensetilfellet er ikke fasefarten større enn gruppefarten.

#### Bølgeenergi:

Ved å bruke formlene ovenfor for bølgeenergien  $E$  og for gruppefarten  $v_g$  for dypvannsbølger, vil vi finne at effekten i watt pr meter bølgefront for en sinusformet bølge er gitt ved følgende sammenheng:

$$J = (\rho g^2 H^2 T) / 32\pi \quad [W/m]$$

Omformer vi til kilowatt pr meter bølgefront, kan følgende tilnærming brukes:

$$J \approx H^2 T \quad [kW/m]$$

Med andre ord; effekten i kilowatt pr meter bølgefront er omlag lik bølgehøyden opphøyd i annen potens multiplisert med bølgeperioden.

Med eksempelvis  $H = 2$  m og  $T = 10$  s får vi  $J = 40$  kW/m, som er en typisk årsmiddelverdi på steder ute i Norskehavet. Den tilsvarende energi-intensiteten kan vises å være 3 kW/m<sup>2</sup>

like under havoverflaten, men intensiteten avtar gradvis nedover. Om vi forenklet regner at intensiteten er konstant et stykke nedover og der går brått til null, finner vi at det da er de øvrste  $40/3 = 13$  m av havet som transporterer bølgeenergien.

Sammenhengene over gjelder for idealiserte bølger med konstante høyder og veldefinerte bølgeperioder og bølgelengder.

Når bølger nærmer seg land, kan de miste en betydelig del av energiinnholdet. Dette skjer bl.a. fordi det oppstår friksjon mellom havbunnen og vannpartikler i bevegelse. Energitalpet som oppstår er viktig fordi det reduserer energipotensialet som kan hentes ut fra bølgene gjennom ulike bølgekraft-innretninger. F.eks. kan en bølge redusere energitettheten fra 50 kW til 20 kW pr meter bølgefront før de brytes, avhengig av forholdene på havbunnen. Når bølgene er tilstrekkelig nær land vil de i tillegg bryte, og med det miste enda mer av sitt energiinnhold som da hovedsakelig omdannes til varme. På denne bakgrunn kan man si at landfaste bølgekraftanlegg bør plasseres slik at bølgene blir minst mulig påvirket av sjøbunnen. Ideelt sett kunne en tenke seg, dersom det sees bort fra ekstrembølger i uvær, at sjøbunnen da bør se ut som en klippe eller stup med "brådyp" utenfor. Den gunstigste plassering av et landbasert bølgekraftverk vil være steder der ekstrembølger har mistet relativt mer av sitt energiinnhold enn de mer normale, moderate bølgene som jamt over skal skaffe inntekter til kraftverket. Selv om bølger som bryter på en grunn strand, kan illustrere høyt energiinnhold, er det viktig å huske at disse bølgene allerede har lidd et stort energitalp.

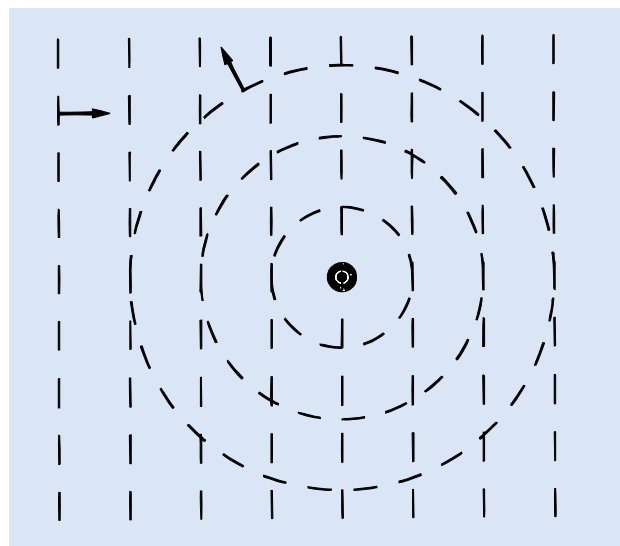
Sinusformede bølger på dypt vann består av vannpartikler i en sirkelbevegelse. Når overflaten har disse sirklene omtrent samme diameter som bølgehøyden. Dypere ned reduseres sirklene betydelig. På grunt vann er bevegelsen i ellipser.

Når energi skal "høstes" fra bølger er det viktig å velge en struktur eller mekanisme som responderer på et egnet vis i forhold til bølgekreftene som påvirker den. Dersom mekanismen er fast montert på havbunnen eller på land, må den utstyres med deler som kan bevege seg under påvirkning av bølgene. Flytende mekanismer kan også anvendes. Her kan relative bevegelser oppstå enten gjennom treghetskrefter eller ved å lage mekanismene så store at de spenner utover flere bølgelengder og dermed står forholdsvis stabilt i de fleste bølgetilstander. Det er gjennom bølgenes evne til å sette legemer i bevegelse at man kan produsere mekanisk og i neste omgang elektrisk energi.

Mange bølgekraftinnretninger er konstruert slik at de er best egnet til å produsere fra visse typer bølger, dvs. bølger med noenlunde samme høyde og periode. Men mens sjøtilstanden stadig forandrer seg, bør innretningene helst kunne produsere energi i flest mulig sjøtilstander dermed også kunne håndtere ulike typer bølger. Det er bl.a. årsaken til at noen konsepter er lagd slik at de tilpasser seg ulike bølger, bl.a. ved hjelp av fasestyring.

En svingende bøye som er aksesymmetrisk, f.eks. sylindrisk, og som beveger seg opp og ned, genererer en ringformet bølge. Dersom denne sirkulære bølgen har optimal fase og amplitude i forhold til den plane innkommende bølga, vil bøyen absorbere like mye bølgeenergi som transporteres med en bølgebredde lik  $L/2\pi$ . Den absorberte effekten er da proporsjonal med bølgehøyden i 2. potens og med bølgeperioden i 3.potens.

Dette gjelder ubegrenset dersom bøyen har stort nok volum og stor nok energibehandlingskapasitet. Men disse bør begrenses av økonomiske grunner, og da gjelder resultatet bare dersom bølgehøyden  $H$  er under en viss grense. Dersom bøyen har en diameter mye mindre enn bølgelengden, er den en såkalt "punktabsorbator". En punktabsorbator med diameter mindre enn  $L/2\pi$  kan altså absorbere mer bølgeenergi enn bølgeenergitransporten på en bredde lik diameteren av bøyen. Men da er det flere forutsetninger som må være oppfylt. Bl.a. må svingningen ha optimal fase, noe som i praksis krever fasestyring.



En punktabsorbator absorberer energi fra innkommende rettkammete bølger ved å generere ringbølger.

Beskrivelsene over angir øvre grenser for hvor mye energi som kan taes ut fra en gitt bølge. Et annet teoretisk resultat gir en øvre grense for hvor stor effekt  $P$  som med et gitt bøyevolum  $V$  kan tas ut fra en gitt bølge:

$$P/V < (\rho g H)/T$$

Her er  $H$  bølgehøyden og  $T$  bølgeperioden. For en typisk havbølge med  $H = 2$  m og  $T = 10$  s, blir  $P/V < 2$  kW/m<sup>3</sup>. Man kan bare nærme seg den øvre og mest gunstige grensen dersom bøyen er liten og dersom svingebevegelsen styres optimalt.

Ovenfor er det presentert to øvre skranker for den effekten som det teoretisk er mulig å absorbere fra ei gitt bølge. Den første skranken er proporsjonal med  $H^2$  og med  $T^3$ , og uavhengig av volumet  $V$ , men det er en forutsetning at volumet er stort nok, ideelt sett uendelig stort. Den andre effektskranken er proporsjonal med  $H$  og med  $V$  og omvendt proporsjonalt med  $T$ , og en av forutsetningene for at en skal kunne nærme seg skranken, er at volumet er lite nok, ideelt sett null. I praksis må en bølgekraftbøye ha endelig volum, og effekten vil ikke være lik det som den minste av de to skrankene gir, men vesentlig mindre, kanskje med en faktor i området to til femti. Faktoren vil være avhengig av bølgeparametrene, av størrelse og utforming på bøyen, av maskineriet, av graden av teknisk sofistikering, etc. Det er en teknologisk utfordring å utvikle økonomisk akseptable bølgekraftverk med en effektleveranse som ligger høyt oppe i det området som de to, delvis motstridende, skrankene tillater.

## Metoder for konvertering av bølgeenergi

Som antydnet i figuren på neste side fins det en rekke prinsipper for konvertering av bølgeenergi.

For det første må bølgeenergi overføres til energi i et svingesystem som vekselvirker med bølgene. Svingesystemet kan være en svingende "vannsøyle" i et flytende eller faststående kammer - se prinsipp 2 og 3 eller en svingende kropp - se prinsipp 6, 7, 8 og 12 -. For det andre må energien konverteres til nyttig mekanisk energi ved hjelp av turbiner eller andre hydrauliske eller pneumatiske motorer. For det tredje kan energien omformes til elektrisitet ved hjelp av generatorer.

Enda bølgeenergitilgangen er mindre nær land, og det kan være lang avstand mellom akseptable plasseringer for strandbaserte bølgekraftverk, har slike den fordel at adkomst og drift er forholdsvis greit. Derimot vil anleggsarbeidet kunne være vanskelig på værharde kyststrekninger.

Til havs har bølgeenergien vesentlig større intensitet enn inne ved land, og det vil være mindre restriksjoner på plassering av bølgekraftverkene. Bølgekraftverk til havs vil dessuten være mindre iøynefallende. Derimot vil adkomst og drift være vanskeligere ved et kraftverk til havs sammenliknet med et som står ved strandkanten. Men dette blir mer eller mindre oppveiet ved at bygging av et havkraftverk f.eks. på et skipsverft, er enklere enn et anleggsarbeid ved stranda.

Et hybridsystem er også tenkbart, der f.eks. flytende bølgeenergiabsorbatorer nær land pumper sjøvann (eller en annen hydraulikkvæske) til en høytrykkstank eller høydebasseng på land. Dette reservoaret på land kan da eventuelt brukes til å forsyne en elektrisk generator med driftsenergi.

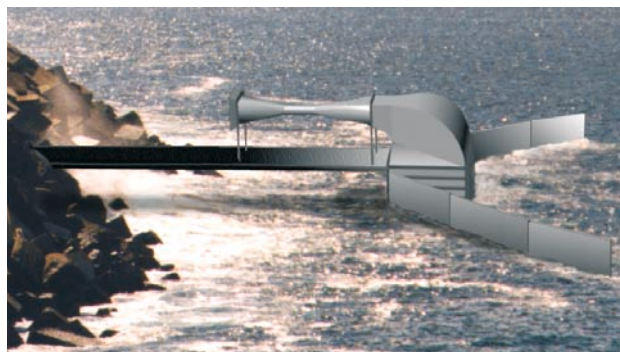
Den enkleste, men kanskje også mest populære konsept (prinsipp nr 2) for utnyttelse av bølgeenergi er "svingende vannsøyle" eller OWC (engelsk: Oscillating Water Column). Gjennom stadig endring i væsknivå skaper bølgene her vekslende lufttrykk inne i et kammer som igjen driver en luftturbin. Når vannet hever seg i kammeret skapes et overtrykk, og motsatt, når vannet synker skapes et undertrykk. Trykkvekslingene driver luftstrømmer inn og ut av svingekammeret. En såkalt Wellsturbin (oppkalt etter den britiske oppfinneren Alan Wells) kan utnytte denne luftstrømmen godt, fordi turbinen dreier i samme retning uavhengig av retningen på luftstrømmen. Fire OWC-kraftverk er nylig bygget eller skal bygges i nær fremtid;

- På øya Pico på Azorene, installert effekt 400 kW, kjent som European Pilot OWC Plant
- På øya Islay i Irskesjøen, installert effekt 500 kW, kjent som LIMPET (Land Installed Marine Powered Energy Transformer) Her har det tidligere blitt drevet et mindre OWC-anlegg.
- På vestkysten av Eire, installert effekt 2 MW (4 ganger 500 kW), kjent som Osprey-prosjektet.
- Ved havnebyen Port Kembla, New South Wales, Australia, installert effekt 500 kW.

## Bruk av bølgeenergi til ulike formål

Mesteparten av forskning og utvikling, i det minste i Europa, har hatt som formål å utnytte bølgeenergien til elektrisitetsproduksjon. Men det er mange andre, mer direkte formål som bølgeenergien kan brukes til. Det kan være til framdrift av far-

tøy, og til pumping av rent sjøvann til fiskeoppdrettsanlegg eller til forurensete havnebasseng eller fjordarmer der det er for lite sirkulasjon til å oppnå nok naturlig rensing. Pumping av sjøvann til høyt trykk gir mulighet for avsalting, dvs. produksjon av ferskvann. Tilsvarende anlegg kan også kombineres med delvis elektrisitetsproduksjon ved å la høytrykksvannet drive turbiner. I noen tilfeller kan det være en fordel å bygge bølgekraftverk som en integrert del av en havnemolo, eller av andre bølgesvekkende innretninger for å hindre stranderosjon eller for å fremme strandbaserte fritidsaktiviteter. I en mer fjern framtid er det tenkelig at bølgeenergien kan bli utnyttet ute på de åpne hav av store flytende anlegg som produserer hydrogen eller andre kjemiske stoff med rikt energiinnhold.



Port Kembla-prosjektet. Kilde: CADET National Team Australia

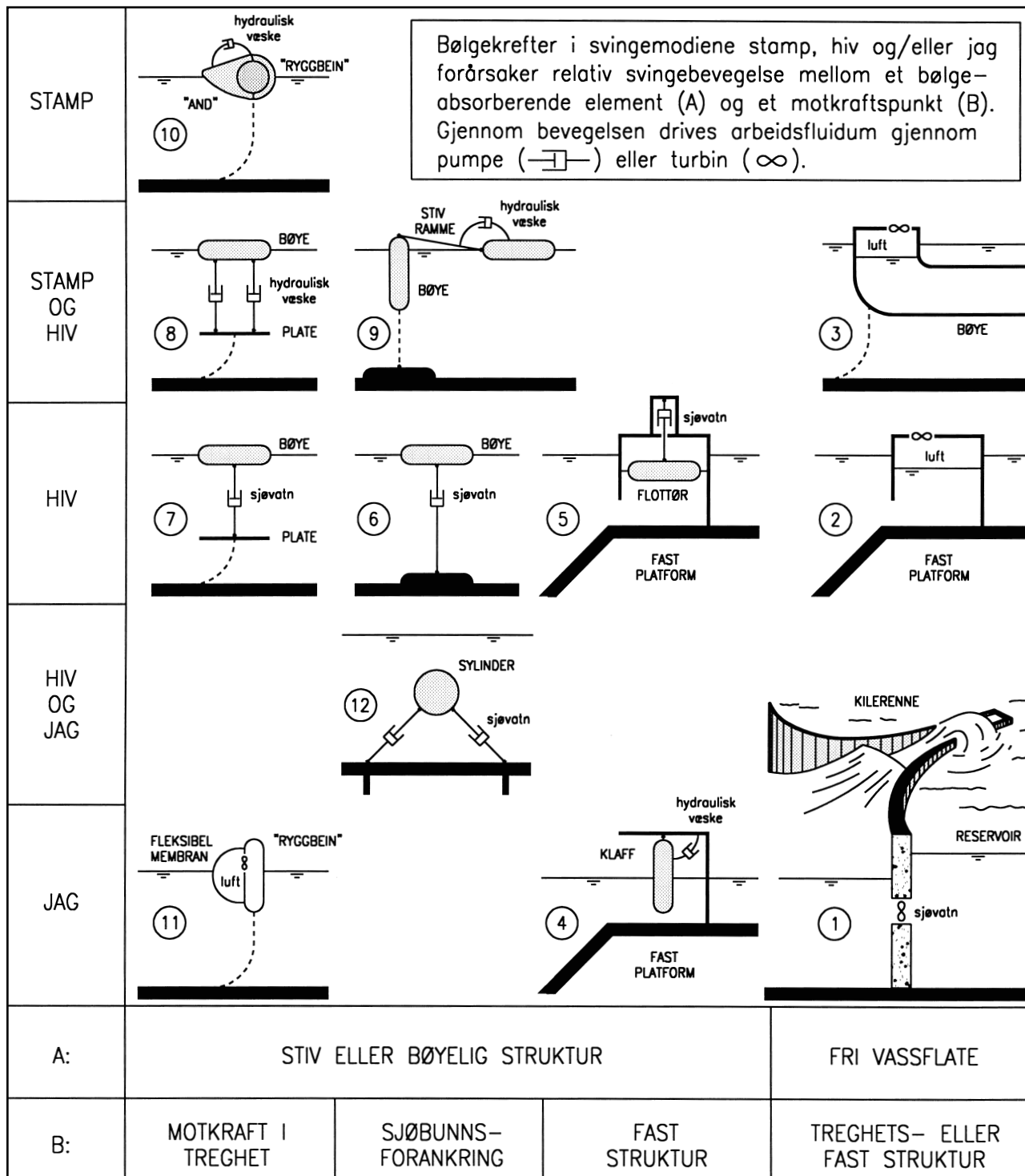
## Kostnadsoverslag for produsert elektrisitet

Turbiner for utnyttelse av vindenergi er moden teknologi, og kjenner man vindressursene på et sted er det fullt mulig å beregne kostnadene for energiproduksjonen. Bølgekraftteknologien befinner seg fremdeles på et tidligere utviklingsstadium, og det er vanskelig å bringe konkrete kostnadstall for installasjon og energiproduksjon. Videre vil kostnader for drift, vedlikehold og nettilknytning variere mye avhengig av hvor bølgekraftanleggene plasseres. Hvilke avkastningskrav som legges til grunn er også en viktig faktor.

I Danmark drives et eget utviklingsprogram for bølgekraft. I regi av dette programmet har man studert kostnader for de ulike konsepter som har blitt lansert gjennom årene. Basert på relativt beskjedne avkastningskrav og vedlikeholdskostnader, og samtidig et stabilt / gunstig bølgemiljø over tid, viser de fleste konsepter en produksjonskostnad på mer enn 1,0 kr/kWh.

Andre estimer er mer optimistiske. OWC-anlegget på Islay, bygget i regi av Wavegen i Inverness, rapporteres å produsere kraft til rundt 80 øre/kWh. Interessentene bak OWC-anlegget som skal bygges i Australia hevder det er mulig å komme ned i 30 øre/kWh om fem år. I fagpressen er det også rapportert om et prosjekt amerikanske myndigheter har tatt initiativ til, der man skal bygge et 10 MW anlegg 3 km utenfor sørkysten av Australia. Produksjonskostnadene skal bli 65 øre/kWh.

Med kostnadstall som nevnt ovenfor vil bølgekraftverk allerede nå være et konkurransedyktig alternativ for øysamfunn som har kostbar elektrisitet levert fra forholdsvis små dieselkraftverk.



Noen av de mange forskjellige slag bølgekraftomformere som har blitt foreslått, er vist skjematisk i figuren som er hentet fra rapporten "Wave Energy Resource and Economic Assessment for the State of Hawaii" av G. Hagerman, 1992]. Anlegget kan være plassert i stranda, nær land på en molo eller på en bunnstående konstruksjon (1, 2, 4, 5) eller plassert i dypere vann langt fra land (3, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12). Bølgekreftene virker på en bevegelig absorptor som arbeider enten mot et fast punkt (på land eller sjøbunnen) (1, 2, 4, 5, 6, 12) eller mot en annen bevegelig, men motkraft-ytende, struktur (3, 7, 8, 9, 10, 11). Når et langt "ryggbein", felles for flere like absorptorer, skal gi motkraft, bør det ha en lengde mer enn en typisk bølglengde. Den bevegelige absorptoren kan være sjøvann (1, 2, 3), et bøyeleg medium (11) eller en stiv kropp (4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 12).

For de fleste forslag er absorptoren i vannflaten, men den kan også være litt neddykket (12). Svingebevegelsen kan være vertikal (hiv), horisontal (jag) eller roterende omkring en akse langs framherskende bølgefrontretning (stamp). Luftturbiner (2, 3, 11) eller hydraulisk maskineri kan brukes for å konvertere den absorberte bølgeenergien til nyttig energi. Det hydrauliske maskineriet kan være en vann turbin (1) eller en pumpe som skaffer trykk i en hydraulikkvæske (vann eller olje) som driver en hydraulisk motor. Hydraulikkvæskerereservoaret som forsyner motoren med trykkvæske, kan være plassert på land, dersom avstanden dit ikke er for lang. Eventuelt kan en elektrisk generator koplet til akslingen av den hydrauliske motoren, eller luftturbinen, brukes for elektrisetsproduksjon. (fra G.Hagerman, 1992)

## Miljømessige og politiske forhold

Bølgekraftverk vil synes godt i landskapet om de er plassert nær land eller på stranda. Bølgekraftverk til havs vil trolig ha noen økologiske følger både for det biologiske livet i sjøen og for stranderosjon, men det er vanskelig å si om følgene er gunstige eller ugunstige.

Det vil kunne få strategisk betydning om bølgeenergien kan utnyttes, særlig i land som fra før er avhengig av å importere energi. Før bølgeenergien kan bli økonomisk utnyttet i internasjonale farvann (f.eks. til produksjon av hydrogen) vil det være fornuftig først å vedta internasjonale regler, som definerer eierdomsretten til bølgeenergien i havet. Merk at bølgeenergien som mottas ved en kyst kan ha sitt opphav i stormer tusenvis av kilometer til havs. Det er en potensiell konflikt, i fall et annet land utnytter energien i åpne internasjonale farvann, før døningene kommer inn til bølgekraftverk i territoriale sjøområder.

## Norsk aktivitet med utvikling av bølgekraftverk

Temaet bølgeenergi som forskningsemne ved universitet ble startet i 1973, først i Edinburgh og noen måneder etterpå i Trondheim. Inntil 1977 var den norske forskningsinnsatsen utelukkende teoretisk. I 1970-årene ble mye av grunnlaget lagt av britiske og norske forskere, delvis sammen med amerikanske forskere, når det gjelder den hydrodynamiske teorien for opp-tak av energi fra havbølgene. Forskere fra SI, Oslo (nåværende SINTEF) arbeidet med fokusering av bølger og med konvertering av bølgeenergi med en kilerenne, dannet i 1982 selskapet Norwave A.S. Fra 1975 samarbeidet forskerne ved NTH med industribedriften Kværner Brug A.S om en kraftbøye med hydraulisk maskineri for energikonvertering og optimal fasestyring av bøyen. Men omkring 1980 valgte Kværner Brug A.S. heller å satse på et faststående bølgekraftverk med svingende vannsøyle, og arbeidet med dette i nærmere ti år, inntil bedriften ble fusjonert med en annen Kværner-bedrift. Den nye bedriftledelsen valgte å skrinlegge arbeidet med bølgeenergi, da en kraftig storm i slutten av 1988 hadde skadd det bølgekraftverket som Kværner Brug A.S. hadde hatt i drift i tre til fire år på Toftestallen i Øygarden, Hordaland.

I 1985 bygde Norwave A.S. et kilerennekraftverk med installert effekt på 350 kW ved siden av Kværners anlegg på Toftestallen. Anlegget var i drift frem til 1991, da det ble startet en ombygging, som hittil ikke er blitt fullført. Det har i den senere tid blitt arbeidet med planer om å starte opp virksomhet på Toftestallen igjen, bl.a. som del av et demonstrasjons- og utviklings-senter for fornybar energi. Det er fortsatt uvisst om slike planer vil bli gjennomført.

Det norske selskapet Indonor A.S har prosjektert et bølgekraftverk som er planlagt bygget på sørkysten av Java i Indonesia. Kraftverket er av kilerennetypen, og prosjektet planlegges utført i samarbeid med Norwave AS, Statkraft Grøner AS og indonesiske myndigheter. Anleggsarbeidene skulle opprinnelig starte i 1997/98. Den ugunstige politiske og økonomiske utviklingen som inntraff på denne tiden førte dessverre til en midlertidig utsetting av prosjektgjennomføringen. Situasjonen er fortsatt slik at de nødvendige forutsetninger for å fullføre prosjektet ikke er tilstede.



*Kilerennekraftverk som er planlagt bygd av det norske selskapet Indonor A.S. på sørkysten av Java (etter Norwave A.S. sitt konsept "Tapchan"). Bølgene samles i en "kollektor" inn mot en horisontal kilerenne, der sjøvann blir løftet 4 m opp i et basseng, som forsyner en lavtrykks Kaplan-turbin.*

Ved NTH fortsatte arbeidet med såkalte fasestyrte bølgekraftverk også etter 1980, men i mer beskjeden grad etter 1983, da bevilgningene til denne forskningen ble kraftig nedskåret. I fasestyring ligger det at utrustningen / anlegget som omdanner bølgeenergien, kontinuerlig tilpasser seg bølgenes uensartede mønster.

I 1994 startet Brødrene Langset AS arbeidet med utviklingen av et bølgekraftverk (ConWEC) som baserer seg på svingende vannsøyle prinsippet. For å optimalisere energioptaket, tok man i bruk fasestyring av den svingende vannsøylen. I noen sammenhenger kalles dette for en aktiv bølgeenergikonverter. ConWEC er en forkortelse for (Controlled Wave Energy Converter). Dette utviklingsarbeidet har senere blitt drevet av selskapet ConWEC AS i Trondheim.



*Bølgekraftmodell i skala 1:6 ("ConWEC") En flottør på en svingende vannsøyle driver et stempel til å pumpe sjøvann.*

For å redusere kostnader for installasjon og energiproduksjon mest mulig, har man for ConWEC fokusert å optimalisere og effektivisere energikonverteringen i alle ledd. Tradisjonelt produserer bølgekraftverk energi ved at bølgebevegelsen benyttes mekanisk til å pumpe vann under trykk gjennom en turbin, som igjen driver en elektrisk generator. Man taper energi i alle disse konverteringsleddene, og om man kan fjerne noen av disse, er det av stor betydning for totalvirkningsgraden, og for produksjonskostnadene. Den siste tids arbeid med ConWEC har vært viet til å få til en direkte konvertering til elektrisk energi, uten å gå veien om en turbin. Får å få til dette må man utvikle en lineær generator som er optimal for de driftsbetingelsene som et slikt bølgekraftverk representerer. Slike generatorer finnes ikke,



og ConWEC har inngått et samarbeid med NTNU og selskapet SmartMotor AS, som har sin spesialkompetanse innenfor elektriske motorer og generatorer. Man regner med å halvere installasjonskostnadene og øke totalvirkningsgraden ved å benytte lineærgeneratorer.

En gruppe selskaper, blant dem Oslo Energi AS, arbeidet på slutten av 90-tallet med en bølgepumpe basert på patentet til Torger Tvetter. Konseptet minner om en stor sykkelpumpe hvor sylindren er festet til sjøbunnen og hvor bølgekrefter beveger et flytelegeme festet til stempelet. Bølgepumpen kan løfte vann opptil 30 meter.

Einar Jakobsen har arbeidet i mer enn 20 år med utvikling av den såkalte "Foil"-propellen, en vingelignende innretning til fremdrift av skip istedet for en vanlig skruepropell. Foilpropellen har blitt demonstrert på et 20 meter langt fartøy. I tre meter høye bølger bidro de forholdsvis små foilene (vingeareal lik 2,6% av fartøyets dekkareal) med 15-20% av samlet maskinkraft.

Oceanor AS har opparbeidet internasjonalt ledende kompetanse og markedsposisjon innenfor bølgeomåling / beskrivelse av havmiljø. Oceanor leverer data som dekker store deler av verden basert på bl.a. målinger, satellittdata, og egenutviklede beregningsmodeller. Kundene er for det meste fra bygg- og anleggsbransjen i forbindelse med havneutbygging mm. Oceanor har gjort bølgekraftorienterte undersøkelser på mange steder, og er en betydelig markedsaktør i Stillehavsregionen.

Flere andre norske gründere og oppfinnere arbeider med bølgeenergi, fra prosjekter på tegnebordstadiet til utprøving av prototypen i kystsonen. Norske og danske interessenter samarbeider bl.a. om utvikling av det såkalte bølgehøvelkonseptet, og har allerede testet en prototype på vestkysten av Jylland.

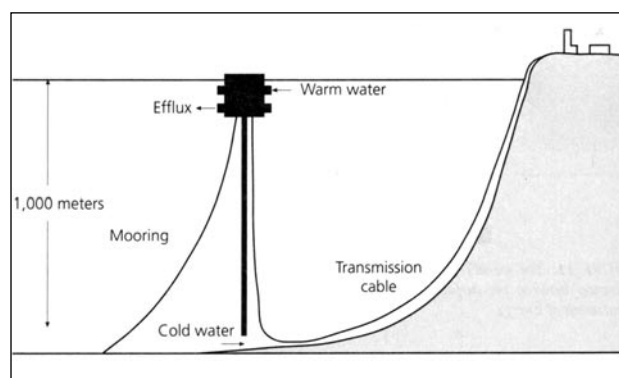
Sannsynligvis vil bølgeenergi-teknologi først og fremst være interessant for eksportmarkedet; bl.a. på steder med høye elpriser fra dieselkraftproduksjon. Marked for bølgekraftanlegg finnes i mange små kystsamfunn, f.eks. på Stillehavsøyene. Globalt sett kan dette utgjøre et stort marked.

Med lang kyst og store havområder i sin nærhet har Norge naturgitte muligheter for å utnytte havenergi. Videre har skipsfarts- og petroleumsvirksomheten gitt oss en ledende posisjon innen marin teknologi. De siste 30 år har gitt solid kunnskap og erfaring når det gjelder bygging og drift av anlegg til havs. Gjennom olje- og gassvirksomheten har vi lært mye som også kan anvendes ved utnyttelse av bølgeenergi, som f.eks. bølgekrefters påvirkning på konstruksjoner, forankringssystemer, kontrollsystemer, elektroutstyr som tåler havmiljø, dataassistert design- og simuleringssystemer osv. Men i negativ retning teller at verdiskapningen innenfor petroleumsproduksjon har ledet til kostnadsnivåer som ikke virksomhet innen bølgeenergi makter å betale for. De strenge sikkerhetskrav og -standarder i offshoreindustrien bidrar også sterkt til dette høye kostnadsnivået.

## 5.2 HAVTERMISK ENERGI (OTEC)

I de tropiske og subtropiske farvann eksisterer det en naturlig temperaturforskjell mellom overflate- og dypvann. OTEC-prinsippet (Ocean Thermal Energy Conversion) utnytter denne temperaturforskjellen til å produsere elektrisitet via åpne eller lukkede turbinkretser. OTEC kan i prinsippet sies å være utnyt-

telse av solenergi idet det er sola som varmer opp overflatevannet som resulterer i temperaturforskjellen. I motsetning til direkte utnyttelse av solenergi med variabel innstråling over tid, sørger de store vannmengdene for et varmelager slik at OTEC kan ha kontinuerlig 24 timers drift. Omlag 25% av all solenergi som når jordoverflaten absorberes i havet. I tropiske farvann vil overflatevannet nå 25 °C i motsetning til 5 °C på 1000 meters dyp. Kraftproduksjon ved små temperaturforskjeller har meget lav virkningsgrad, og anleggkostnadene blir betydelige. OTEC er defor kun aktuelt på steder som kan oppvise temperaturforskjeller på minst 20 °C. Selv med slike geografiske begrensinger er det globale teoretiske OTEC-potensialet større enn vind, bølger og tidevann.



Prinsippet er vist skjematisk i figuren ovenfor der varmt overflatevann varmeveksles med kaldt dypvann. Virkningsgraden ligger på typisk 2,5% hvilket medfører behov for store vannmengder. Et 100 MW<sub>e</sub> anlegg krever omlag 450 m<sup>3</sup>/s både av kaldt- og varmtvann, dvs. totalt 900 m<sup>3</sup>/s. For å frakte kaldtvannet opp til varmeveksling kreves et rør med diameter 20 meter. OTEC-anlegg kan plasseres på land eller på flytende installasjoner, hvor energiproduksjon kan overføres til land via undervannskabler eller i form av metanol eller hydrogen.

Prinsippet har vært kjent i over 100 år, og i 1930 ble det bygget et 22 kW<sub>e</sub> anlegg på Cuba. Det er også bygget et forsøksanlegg på Hawaii i 1979 (15 kW<sub>e</sub>) samt et tilsvarende anlegg på Nauru. I perioden 1993-98 hadde man, også på Hawaii, i drift et åpent krets anlegg på 210 kW effekt. Anlegget produserte både elektrisitet og ferskvann, og viste at OTEC-teknologien fungerer. Men ingen forsøksanlegg til nå har vært store nok til at driftserfaringene kan danne basis for store kommersielle anlegg f.eks. i 100MW klassen.

Det foreligger flere planer om å bygge nye anlegg i området 10-100 MW<sub>e</sub>, i første rekke på øysamfunn med store energikostnader. Foruten videreutvikling av OTEC-aktivitetene på Hawaii, arbeides det med et 8MW anlegg på en amerikansk marinebase på øya Diego Garcia i det indiske hav, og et 10 MW anlegg på Guam i Stillehavet. Både indiske og amerikanske interessenter arbeider også med planer om flytende anlegg. Om disse anleggene blir realisert er usikkert, bl.a. på grunn av vanskeligheter med finansiering.

OTEC teknologien gjør at man får tilgjengelig store mengder kaldt og næringsrikt sjøvann. I tillegg til energiproduksjon kan landbaserte OTEC-anlegg danne grunnlag for akvakultur. Videre er det kalde sjøvannet interessant i forbindelse med kjøleprosesser, ikke minst kjøling av bygg. Ferskvannsproduksjon er også aktuelt i forbindelse med OTEC. Slike tilleggsgvinster

kan bidra til å bedre prosjektøkonomien for nye anlegg. Kostnadsestimater peker imidlertid i retning av 50-70.000 NOK/kWh i installasjonskostnad for anlegg over 50MW og betydelig høyere for mindre anlegg enn dette.

De miljømessige konsekvenser ved OTEC regnes for å være beskjedne, og henger nøye sammen med utformingen av anleggene. Bl.a. er pekes det på at retur av det kalde sjøvannet bør skje på dyp hvor sollys ikke vil sette igang uønsket biologisk aktivitet, og hvor omgivelsestemperaturen er relativt lik temperaturen på returvannet. Men dersom OTEC utvikles kommersielt blir det viktig både å utforme og plassere anleggene slik at de ikke forstyrrer de økologiske prosessene i havet. I norske kyst- og havområder er OTEC neppe aktuelt grunnet ugunstige temperaturforhold.

### 5.3 TIDEVANN

Tidevannsforskjeller skyldes gravitasjonskreftene fra sola og månen. Månens tiltrekningskraft fører til en heving av havnivået både på den delen av jorda som vender mot og fra månen. Disse bølgene beveger seg vestover på grunn av jordrotasjonen med bølgehøyde mindre enn 1 m og med periode på 12 timer og 25 minutter, dvs. tiden mellom flo og fjære. Sola og månen i fellesskap resulterer i 14 dagers perioder med maksimum og minimum i tidevannsforskjeller. Topografiske forhold fører til at lokale tidevannsforskjeller kan bli betydelig større (andre steder mindre) enn havbølgen på 1 m.



Tidevannsforskjell i m i deler av Europa

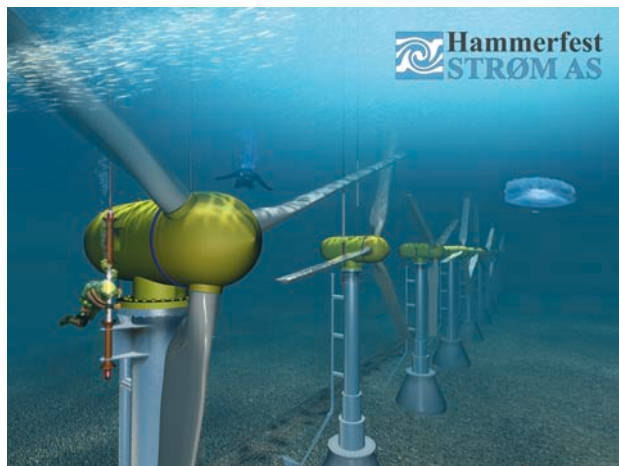
I motsetning til vind og bølger som styres av ustabile geofysiske prosesser, er tidevannet en stabil prosess med hensyn til tid og sted. Tidevann er derfor i utgangspunktet en forholdsvis attraktiv energikilde sammenlignet f.eks. med vindenergi.

Energien i tidevann kan produseres enten ved å utnytte nivåforskjellen mellom høy og lav vannstand (potensiell energi) eller utnytte vannstrømmer som oppstår som resultat av tidevannsforskjellene (kinetisk energi). I det første tilfellet kan tidevannet fanges i et basseng og tappes ut gjennom turbiner, men den kinetiske energien kan hentes ut ved hjelp av store propeller som kan ligne på vindturbiner. Energimessig utnyttelse av tidevann kan spores tilbake til spesielle møllekonstruksjoner i Frankrike og Spania før 1100-tallet. Disse var i bruk i mange århundrer inntil de gradvis ble erstattet med mer moderne former for energiproduksjon.

Moderne utnyttelse av tidevann begrenses i praksis til steder med store tidevannsforskjeller (> 3 m) og egnet lokalisering. En undersøkelse i EU konkluderte med et tidevannspotensial på 105 TWh, hvorav 50 TWh i UK og 44 TWh i Frankrike. Det er beregnet at det meste av dette kan realiseres til en elpris på mindre enn 120 øre/kWh forutsatt 5% rente.

Relativt få tidevannskraftverk er bygget i moderne tid. Det første og desidert største er en 240 MWe installasjon i La Rance i Frankrike. Det finnes videre anlegg i Annapolis på Nova Scotia i Canada (18 MW), i Kislaia Guba ved Murmansk i Russland (400 kW) og i Jiagxia i Kina (3,2 MW).

Hammerfest Strøm AS, med Hammerfest E-verk som hovedaksjonær, har siden 1997 arbeidet med Statoil, ABB, SINTEF og Statnett om et tidevannsprosjekt. Selskapet planlegger å bygge et pilotanlegg i løpet av 2001, og senere et anlegg med 20 tidevannsturbiner med en samlet effekt på 16 MW. Anlegget skal bygges i Kvalsundet der energifluksen varierer mellom 660 og 770 W/m<sup>2</sup> (midlere strømhastighet ca. 2,5 m/s). Hammerfest Strøm regner med å kunne produsere el for mellom 60 og 70 øre/kWh, og ser et forholdsvis stort marked for denne teknologien både i og utenfor Norge. I følge selskapet er det realistisk på noe sikt å komme ned i 28-32 øre/kWh



Bilde fra Hammerfest Strøm: Undervanns vindmølle: De planlagte tidevannsturbinene vil stå 28 meter opp fra havbunnen, radius (lengde på rotorbladene) på 10 meter, havdybde 50 meter.

### 5.4 HAVSTRØMMER

Noen steder har havstrømmene så stor fart at den kan tenkes utnyttet til energiproduksjon. For eksempel er strømningsfarten langs overflaten i Golfstrømmen over 2,5 m/s enkelte steder ved Floridakysten. Effekten i jordas havstrømmer er totalt av størrelsesorden 10 TW. I en konsentrert havstrøm som f.eks. Golfstrømmen ved Florida, er effekten av størrelsesorden 20 GW. For å utnytte havstrømsenergien kan propeller eller spesielle turbiner benyttes. En annen metode går ut på å bruke «falls-skjermer» festet til sammenhengende bånd som går over to hjul. Fallskjermerne er utfoldet bare når de beveger seg nedstrøms. Et kraftverk av størrelsesorden 1 GW kan tenkes bygget i Floridastredet, men anleggskostnadene antas å bli store. Et slik anlegg kan dessuten få alvorlige klimatiske konsekvenser både for Europa og for den nordamerikanske østkysten. Ved innløpene til Rødehavet og til Middelhavet er det også tenkelig at det kan bli bygget havstrømskraftverk.

## 6 HYDROGEN

### Lett gass med stor fremtid.

Universet består hovedsakelig av hydrogen, det letteste kjemiske elementet. Hydrogen ble oppdaget i 1766 av den engelske vitenskapsmannen H. Cavendish. Tanken om hydrogen som energibærer er ikke ny - den ble lansert av Jules Verne allerede i 1874, i boka "L' Ile Mystérieuse".

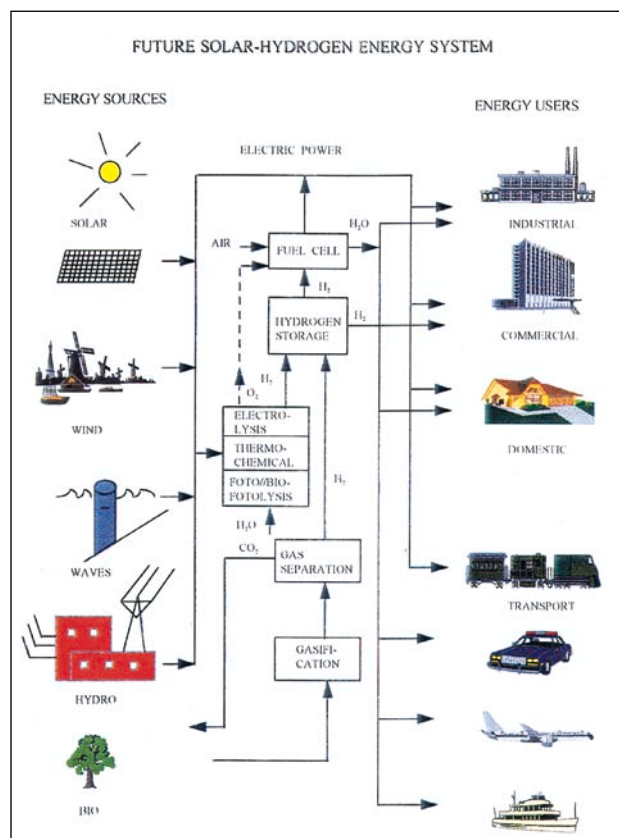
I 1901 ble hydrogen for første gang komprimert i stålflasker og kommersielt omsatt. I utgangspunktet var hydrogen et biprodukt ved kloralkalielektrolyse, og ble hovedsakelig benyttet i luftskip. Hydrogen var også et vanlig drivstoff i tidligere generasjoner av motordrevne kjøretøyer. Det ble imidlertid snart fordrevet av petroleumsbaserte drivstoffer, som etter hvert ble billigere og mer hensiktsmessige til formålet. På verdensbasis produseres årlig mer enn 500 mrd. Nm<sup>3</sup> hydrogen med et energiinnhold som tilsvarer ca. 1,5% av verdens energiforbruk. Ca. 95% er produsert av fossile energibærere, hovedsakelig naturgass. Omtrent halvparten av all produsert hydrogen brukes i forbindelse med fremstilling av kunstgjødsel, 37 % brukes i raffinerier, 8% til metanolproduksjon og 4% går til ulike prosesser i kjemisk-, metall- og næringsmiddelindustrien. Av dagens hydrogenproduksjon brukes omlag 1% til energiformål, og da som drivstoff i romfart.



Den første oljekrisen i 1973 førte til en økende interesse for fornybar energi, så også for hydrogen som energibærer. Utnyttelse av viktige former for fornybar energi (sol, vind, etc.) krever hensiktsmessige medier for lagring og transport av energi. Hydrogen er på samme måte som elektrisitet en sekundær energibærer. Hydrogen er bedre egnet for lagring, og i visse tilfelle også for transport av energi enn elektrisitet. Hydrogen kan fremstilles gjennom flere forskjellige prosesser. Den mest vanlige som kan benytte fornybar energi er vannelektrolyse. Råstoffkilde til denne prosessen er vann og elektrisk energi.

Hydrogenøkonomien ble lansert i 1970-årene som en løsning på verdens energiutfordringer. Der så man for seg en omfattende utnyttelse av solenergi med hydrogen som medium for

døgn- og sesonglagring, og for energitransport fra produksjons- til forbrukssteder. I den senere tid er interessen for hydrogen først og fremst motivert av de påtrengende miljøproblemer som følger med bruken av fossile energikilder.



Overgang til en hydrogenøkonomi vil trolig kreve flere årtier. Det forutsetter at den nødvendige teknologien blir utviklet og at infrastruktur blir utbygget for å kunne ta i bruk hydrogen som energibærer. Dette kan skje ved at hydrogen tas i bruk i spesielle nisjer hvor det er godt egnet og hvor det vil kunne konkurrere. Ett eksempel er som nevnt drivstoff i romfarten. Ett av hovedproblemene for storskala bruk av hydrogen er mangel på infrastruktur. Det vil derfor være nødvendig med en overgangsfase med bruk av fossile energibærere (f.eks. naturgass) eller hydrogenrike forbindelser som metanol til lokal produksjon av hydrogen.

For transportsektoren er det utviklet elektriske kjøretøy som produserer nødvendig strøm fra hydrogen ved hjelp av brenselceller. Innenfor stasjonære anvendelser skjer det for tiden en bemerkelsesverdig holdningsendring hos store internasjonale industribedrifter. Et eksempel er det store tyske energiselskapet RWE, som med en produksjonskapasitet på 36 000 MW<sub>el</sub> (66% kull, 24% kjernekraft, 6% naturgass og 4% fornybare energikilder) er Europas største privateide elektrisitetsselskap. RWE uttalte i en pressemelding fra februar 2001 at epoken for

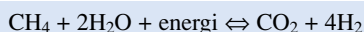
nye kull- og kjernekraftverk er over, og at brenselceller vil stå for mer enn 10% av konsernets kraftproduksjon innen 2015. RWE planlegger å investere mer enn 850 mill kr. i brenselcelleteknologi over de neste 5 år!

Selv om slike visjonene blir virkelighet, vil det i første omgang neppe føre til økt anvendelse av nye fornybare energikilder. På kort sikt vil naturgass trolig være vinneren. Brenselcellekraftverk som bruker naturgass vil av miljøhensyn erstatte gamle kull- og kjernekraftverk. Brenselcellene gir høyere virkningsgrad og dermed reduserte utslipp i forhold til dagens teknologi. Naturgass er mer konkurransedyktig enn hydrogen bl. a. fordi det er mulig å benytte eksisterende infrastruktur. På lengere sikt vil trolig hydrogen også brukes som energibærer.

## Produksjon av hydrogen

Hydrogen reagerer lett med andre stoffer, så på jorden finnes det ikke fritt, bare som forbindelser med andre elementer. Det betyr at hydrogen må fremstilles fra en hydrogenholdig forbindelse. Det er mange slike forbindelser. Hydrogen finnes i alt organisk materiale, i biomasse og i fossile energibærere, men den største hydrogenholdige forbindelse er vann.

**Dampreforming** av hydrokarboner, hovedsakelig naturgass, er den dominerende prosess for framstilling av hydrogen (H<sub>2</sub>) og karbonmonoksyd (CO), dvs. syntesegass på verdensbasis. Dampreforming av naturgass foregår ved 800 °C eller høyere og minst 20 bar trykk. Forenklet kan reaksjonen skrives slik:



Dampreforming fra naturgass er i dag den billigste prosess for produksjon av hydrogen i stor skala. Produksjonskostnaden kan anslås til ca. 25 kr/GJ, hvilket utgjør omlag 2 kr. for en energimengde tilsvarende en liter bensin. Dersom kostnader knyttet til CO<sub>2</sub>-fjerning tas med, øker produksjonskostnaden med ca. 25-30 %.

I **vannelektrolyse** spaltes vann til hydrogen og oksygen ved tilførsel av elektrisk energi. Dette er en velkjent metode for fremstilling av hydrogen, også i industriell målestokk. Norsk Hydro benyttet hydrogen fra vannelektrolyse til produksjon av ammoniakk fra slutten av 1920-årene og frem til slutten av 1970-årene da dampreforming overtok. På slutten av 60-tallet benyttet Norsk Hydro omtrent 3,5 TWh/år elektrisk energi til produksjon av hydrogen. Når man legger et energibehov på ca. 4,1 kWh/Nm<sup>3</sup> til grunn, tilsvarer dette ca. 850 mill Nm<sup>3</sup> hydrogen.

De fleste kommersielt tilgjengelige elektrolysørene opererer ved atmosfærisk trykk, dvs. ved ca. 1 bar. I løpet av de siste årene har det blitt utviklet nye typer som opererer ved et trykk på opptil 30 bar. Norsk Hydro Electrolysers AS er en av de internasjonale ledende produsentene av anlegg til vannelektrolyse.

Avhengig av type elektrolytt som benyttes skiller det mellom:

- Alkalisk vannelektrolyse med flytende kaliumhydroksid (KOH) elektrolytt.
- Fast polymerelektrolytt elektrolyse (PEM).
- Høytemperatur dampelktrolyse med keramiske ioneledende elektrolytt.



Alkalisk trykkelektrolysør fra Norsk Hydro Electrolysers AS.

Fordelen med hydrogenproduksjon ved elektrolyse er at man kan bruke den primærenergikilde som er mest hensiktsmessig. I Norge har det siden 1920-årene vært vannkraft. I fremtiden kan det bli vindkraft som nå er konkurransedyktig mange steder i verden og det langsiktige målet er kraft fra solceller. Elektrolysørene må da tilpasses den variable energitilførselen.

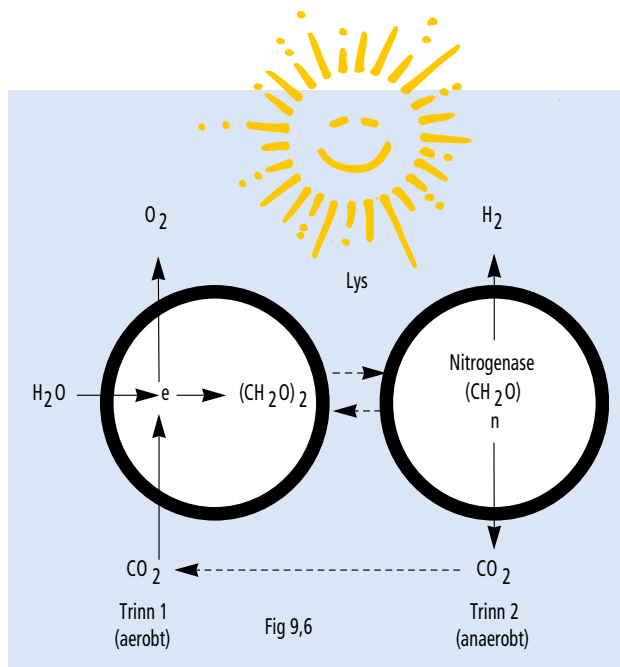
## Andre prosesser for produksjon av hydrogen

Hydrogen kan også fremstilles ved pyrolytisk spaltning av naturgass eller andre hydrokarboner, man får da dannet elementært karbon i stedet for CO<sub>2</sub>. EnviroArc har utviklet en carbon-black prosess (CB & H-prosessen) som produserer karbon og hydrogen ved pyrolytisk spaltning i en elektrisk lysbue (plasma). Prosessen er effektiv, gir rene produkter og ingen skadelige utslipp. Forutsatt at også "carbon-black" produktet kan selges til f. eks. produksjon av bilgummi, vil den gi hydrogen til konkurransedyktige priser - og uten utslipp av CO<sub>2</sub>. Et fabrikkanlegg er under oppbygging i Canada, men dersom denne prosessen anvendes til produksjon av hydrogen i et energimarkedet, vil det produseres carbon black mengder som er mange ganger større enn dagens marked.

Hydrogen kan også fremstilles fra forskjellige typer biomasse ved prosesser som ligner dem som er beskrevet ovenfor. Kemira Oy i Finland har en betydelig hydrogenproduksjon basert på torv. Det ser ut til at hydrogenproduksjon fra biomasse i industriell skala kan gi konkurransedyktige priser.

Mer langsiktig er den forskning og utvikling som foregår med metoder for direkte fotoproduksjon av hydrogen. Med dette forstås at energien i sollys utnyttes direkte til å spalte vann i hydrogen og oksygen. Det forskes på fotokjemiske, fotoelektrokjemiske og fotobiologiske metoder, hvorav de to sistnevnte kategorier er de mest lovende.

Fotoelektrokjemisk vannspaltning kan oppnås ved å belyse halvledermaterialer i kontakt med en elektrolytt. Fotobiologisk hydrogenproduksjon skjer ved at visse mikroorganismer, som f.eks. grønnalger eller blågrønn-alger, utnytter sollyset i varianter av fotosyntesen som resulterer i vannspaltning og produksjon av hydrogen, i stedet for den vanlige konvertering av CO<sub>2</sub> til karbohydrater. Norsk Institutt for Vannforskning (NIVA) deltar i internasjonal forskning på dette området gjennom hydrogenprogrammet til International Energy Agency (IEA).



Hydrogenproduksjon med alger

## Lagring av hydrogen

Hydrogen kan lagres og transporteres på ulike måter, men det krever spesielle tanker. Ved atmosfæretrykk har gassen en tetthet på 0,09 kg/m<sup>3</sup>, det vil si en volumetrisk energitetthet på bare 3 kWh/m<sup>3</sup> tross den høye spesifikke energien på 33,3 kWh/kg. Det betyr at energilagring i form av hydrogen ved atmosfæretrykk har lite for seg - volumene ville bli uhåndterlig store. For lagring såvel som transport må, tettheten økes på en eller annen måte. Det eksisterer i prinsippet tre muligheter:

1. Komprimering til gass under trykk – CH<sub>2</sub> (Compressed hydrogen)
2. Kondensering til flytende hydrogen - LH<sub>2</sub> (Liquefied hydrogen)
3. Absorpsjon i hydrogenrike forbindelser

**Komprimert hydrogen** i gassflasker eller større trykkbeholdere er et velkjent produkt, dette er den vanlige lagringsform i kjemisk industri og for "handels-hydrogen". Trykkbeholdere i stål blir imidlertid tunge hvis man ønsker å ta med seg hydrogen som drivstoff f.eks. i et kjøretøy. Men her kommer moderne materialteknologi til hjelp: spesielle komposittmaterialer for lette trykkbeholdere er utviklet i de senere år, blant annet for anvendelser i romfarten og som drivstofftanker for gassdrevne kjøretøyer.

Kompresjon av hydrogen utføres vanligvis i stempelkompresorer. Det kreves ca. 2,9 kWh pr. kg hydrogen for å komprimere gassen fra 1 til 200 bar. For lagring av meget store mengder hydrogen, som det vil bli behov for i en fremtidig "hydrogen-økonomi", vil den mest økonomiske metoden være undergrunnslagring under trykk. Dette kan skje i "tomme" reservoarer, akviferer, utsprenge bergrom eller utspylte hulrom i saltformasjoner.

Lagring og transport av **flytende hydrogen** er også velprøvd teknologi, utviklet i forbindelse med bruk av LH<sub>2</sub> i romfarten. Ved Kennedy Space Center i U.S.A. finnes det to lagertanker for LH<sub>2</sub> som begge rommer 3.200 m<sup>3</sup>. Hovedproblemet med lagringen er å holde temperaturen tilstrekkelig lav, da LH<sub>2</sub>

koker ved ca 20 K (- 253 °C). Det er utviklet superisolerte "termoser" som kan holde på LH<sub>2</sub> med et minimum av avkøling. Teknologien for lagring av LH<sub>2</sub> ombord i kjøretøyer og for påfylling av lagertankene er meget langt utviklet. Tanking av en LH<sub>2</sub>-bil kan nå gjøres på ti minutter, fullstendig automatisk.

Et problem med LH<sub>2</sub> er at det kreves mye energi for å kondensere hydrogen. Med dagens teknologi dreier det seg om ca tredjedelen av energi-innholdet i det ferdige produkt. Nye teknikker, som f.eks. magnetisk nedkjøling, ser ut til å kunne bedre virkningsgraden og redusere energiforbruket betydelig.

Av **hydrogenrike forbindelser** som kan anvendes for hydrogenlagring, er særlig metallhydridene interessante. Hydrogen danner faste forbindelser med en rekke metaller og legeringer og kan oppnå en meget høy pakningstetthet. Hydrogentettheten er større i de fleste metallhydridene enn i LH<sub>2</sub>, i noen tilfeller større enn i fast hydrogen. Foruten høy volumetrisk energitetthet, byr metallhydridene på andre fordeler som lagringsmedier. De er faste stoffer som kan håndteres uten store problemer ved vanlige trykk og temperaturer og representerer antagelig den sikreste form for hydrogenlagring.

Forskjellige former for karbon har lenge vært kjent og brukt som effektiv absorber for gasser. På slutten av 80 tallet ble det gjort omfattende forsøk med "superaktivert karbon" for H<sub>2</sub>-lagring i kjøretøyer ved Syracuse University, USA. I løpet av 1990 årene har det dukket opp nye former for nanostrukturerte karbonmaterialer som har evne for lagring og frigjøring av hydrogen ved moderat trykk og temperatur. Dette er "engineered materials" med ensartede og veldefinerte partikler og porøsitet over et smalt mikro-område. De materialene som har vært mest i fokus kalles for "graphite nanofiber" (GNF) og "nanotubes". Det er stor usikkerhet knyttet til lagringskapasiteten og publiserte resultater kan ofte ikke verifiseres av andre institutter. Lagring av hydrogen i karbonmaterialer er et nytt og spennende område som engasjerer forskere over hele verden.

Lagringsform	Energitetthet [kWh/l]	Energiinnhold [kWh/kg]
H <sub>2</sub> (1 bar)	0,003	33
CH <sub>2</sub> (200 bar)	0,5	33
LH <sub>2</sub>	2,4	33
Metallhydrid	ca. 3	ca. 0,3
H <sub>2</sub> i karbon	5-32	6-16

## Hydrogen som energilager i stasjonære systemer

Fornybare energikilder som sol, vind og bølger er av variabel natur, energien vil ikke alltid være tilgjengelig når det er bruk for den. Systemer for utnyttelse av slike energikilder må derfor være i stand til å lagre energi. Anlegg som ikke er tilknyttet større elektriske nett - såkalte frittstående anlegg - må inkludere energilagring. For korttidslagring av elektrisk energi kan batterier være tilstrekkelig, men for langtidslagring (for å ivareta klima- og sesongvariasjoner) må man ha andre løsninger.

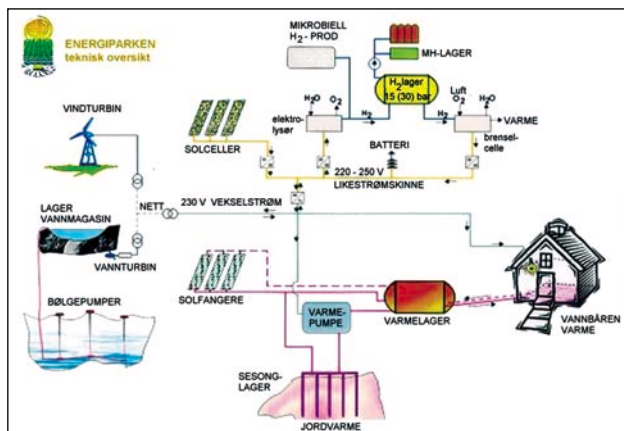
En praktisk og aktuell løsning er å lagre energi i form av hydrogen. Som nevnt kan dette gjøres via vannelektrolyse.

Den lagrede energien kan etter behov konverteres til varme i brennere eller til elektrisitet i brenselceller.

Dette konseptet har blitt studert og demonstrert i en rekke forsøksanlegg i de senere år. Særlig har kombinasjonen solceller/ vannelektrolyse/ hydrogenlagring/brenselceller vært undersøkt. I Freiburg i Tyskland har Fraunhofer-instituttet for solenergisystemer bygget et hus som er selvforsynt med energi. Det benyttes solvarme for rom og vannoppvarming, - og solceller med energilagringssystem som ovenfor beskrevet for strømforsyning. Huset har et el-forsyningsanlegg på 3 kW.

Ved forskningscenteret i Jülich i Tyskland er det bygget et anlegg som er faktor 10 større. Det forsyner biblioteksbygningen, som er delvis dekket av solpaneler, med elektrisitet. For korttidslagring brukes blybatterier, for langtidslagring hydrogen (og oksygen) som produseres i en vannelektrolyse. Gassene komprimeres opp til 300 bar for lagring i trykketanker.

I tilknytning til Høgskolen i Agder ble det i juni 2000 åpnet en energipark for fornybar energi i Grimstad. Energiparken omfatter bl.a. et anlegg for produksjon og bruk av hydrogen. Anlegget består av 220 m<sup>2</sup> solceller med en effekt på 20 kW<sub>p</sub>, en 15 bar trykkelektrolyse på 50 kW, en lagringstank på 8m<sup>3</sup> med 15 bar, samt en 2,5 kW brenselcelle. Energiparken skal benyttes til forskning og demonstrasjon.



Anlegg med energilagring i form av hydrogen ser ut til å bli særlig aktuelt i frittstående anlegg. Men også i større elforsyningssystemer med utbygde nett kan det være behov for energilagring, som ikke alltid kan dekkes ved "konvensjonelle" metoder som f.eks. pumpekraft.

## Hydrogen i transportsektoren

Grunnen til at hydrogen (sammen med oksygen) er det foretrukne drivstoff i romfarten, er åpenbar: Det har et spesifikt energiinnhold på 33,3 kWh/kg, nesten tre ganger så høyt som vanlige drivstoffer som bensin og diesel. Gassformig hydrogen har svært lav tetthet, så for å begrense volumet er det nedkjølt flytende hydrogen (LH<sub>2</sub>) som anvendes.

Med LH<sub>2</sub> som drivstoff i romfarten helt siden Apollo-programmet, er det nærliggende å spørre hvorfor dette ikke også er tatt i bruk i vanlig luftfart. Ved siden av redusert utslipp til luft vil et hydrogenfly gir økt sikkerhet, lavere støynivå og en vesentlig reduksjon i vekten på drivstoffet. Største ulempen er at

plassbehovet øker ca. med faktor 4 og at LH<sub>2</sub> er vesentlig dyrere enn tradisjonelt drivstoff. Muligheten har vært gjenstand for omfattende studier, inklusive utprøving i praksis. Allerede i 1956 ble et amerikansk militærfly fløyet med LH<sub>2</sub> som drivstoff i en motor. Det samme ble gjentatt med et russisk TU-155-fly i slutten av 1980-årene. Et stort tysk-russisk samarbeidsprosjekt kalt "Cryoplane" hadde som mål å konvertere en Airbus til hydrogenrift, men dette er pr. i dag ikke realisert.



Hydrogen Systems fra Belgia presenterte på Hannover Messe 2001 en fremtidig fyllestasjon for private kjøretøy.

For tiden er mye av oppmerksomheten rettet mot noe som kalles "en begynnende revolusjon innen transportsektoren". Med dette menes at det ikke lenger er sikkert at fremtidige kjøretøyene vil være drevet av en otto- eller dieselmotor.

Kombinasjonen av hydrogen og brenselceller utpeker seg som et lovende alternativ for fremtidige kjøretøy. Ikke bare fordi det gir null utslipp, men også fordi brenselcellene vil gi dobbelt så høy virkningsgrad som dagens bilmotorer. Årsaken til at alle større bilprodusenter nå arbeider med dette, er utvikling av Polymer-Elektrolyt-Membran-brenselceller (PEM). Opprinnelig ble disse utviklet for å sikre elforsyningen til det amerikanske Space Shuttle. En versjon for mer jordnære anvendelser ble presentert av kanadiske Ballard i 1991. Dette var en formidabel forbedring i forhold til tidligere alkaliske brenselceller. På midten av 80 tallet veide en brenselcellebil typisk 2 - 3 tonn, og det var vanligvis ikke mulig å ta med noe nyttelast. Senest i 1996 uttalte Bradford Bates, ansvarlig for alternative driftssystemer i Ford Motor Company, at han ikke forventet å få oppleve brenselcelle biler - de kommer tidligst om 30 år. Allerede fem år senere har bilbransjen "brenselcellefeber".

I dag kan alt nødvendig prosessutstyr plasseres i understellet i en A-klasse Mercedes. Bilen har omtrent samme kjøreegenskaper og rekkevidde som en bensindrevne utgave, men forskjellen er at den er forurensningsfri dersom man benytter hydrogen som drivstoff. En slik bil, med PEM-brenselceller fra Ballard, presenterte DaimlerChrysler under navnet NECAR4 i 1999.

Manglende infrastruktur for hydrogen er et av hovedproblemene for en bred markedsintroduksjon. Bruk av metanol som drivstoff ansees av mange store aktører som en praktisk løsning. Denne omdannes til hydrogen og CO<sub>2</sub> i en egen "mini-

dampreformer". Målsettingen for de fleste bilprodusenter er å kunne tilby serieproduserte brenselcelle biler innen 2004.



NECAR 5 brenselcellebil fra DaimlerChrysler. Metanoltank, reformer, prosessutstyr og PEM-brenselcellestak befinner seg i understellet av bilen.



Hydrogenbuss i Oslo

Et område hvor markedsintroduksjon forventes enda raskere, er anvendelsen av brenselceller i busser. Ved siden av DaimlerChrysler har MAN, Neoplan og fra 2002 antageligvis også Volvo utviklet slike busser. I august 1999 ble det gjennomført et prosjekt i Oslo hvor en Nebus (New Electric Bus) fra

DaimlerChrysler kjørte i 10 dager i regulær rutetrafikk mellom Oslo og Sandvika. Erfaringene var meget positive når det gjaldt drift av bussen, tanking av hydrogen og respons fra publikum.

Flyplassen i München har det første offentlige anlegget for tanking av flytende hydrogen. Det finnes også et tankanlegg for hydrogen i gassform, beregnet på flyplassens eget behov. Tre av bussene som frakter passasjerer fra flyene og til terminalbygget, er hydrogenendret. Teknologien er basert på forbrenningsmotorer, og hydrogen lagres i trykkbeholdere. De første brenselcellebussene fra MAN har vært i prøvedrift siden oktober 2000 i Nürnberg og Erlangen i Tyskland. Et EU-støttet prosjekt har som mål å plassere 30 brenselcelle busser i 10 europeiske byer. Bussene skal brukes i regulær drift og planlagt driftstart er tidlig 2002.

## Hydrogen for energitransport

Gunstige områder for utnyttelse av fornybar energi vil gjerne være plassert langt fra de store energimarkedene. For overføring av større energimengder fra produksjons- til forbruksområder kan hydrogen være et aktuelt transportmedium. Hydrogen kan transporteres i gassform i rørledninger eller som LH<sub>2</sub> i tankvogner og tankskip. Transport av andre hydrogenrike væsker (ammoniak, metyl-cyklohexan) har også vært vurdert. Både rørtransport og transport av LH<sub>2</sub> er godt utprøvet i forbindelse med industri og romfart. Rørtransport av hydrogen fra produksjonssteder (solkraft) i Afrika til markeder i Europa har vært utredet.

## Hydrogen og sikkerhet

Alle drivstoffer har den egenskapen at de er brann- og eksplosjonsfarlige. Mange tror at hydrogen er spesielt farlig, fordi det assosieres med knallgass, hydrogenbomber og den velkjente ulykken som skjedde med luftskipet "Hindenburg" i 1937. Om "Hindenburg" er å si at de fleste dødsfallene skyldtes at folk hoppet overbord, noen omkom pga. brann i drivstoffet (diesel). Ingen av de 35 omkomne ble drept av hydrogenbrannen, og 65 personer som ble i gondolen til den nådde bakken, kom fra

Typen brenselceller	Drifts-temp. [°C]	Elektrolytt	Bruksområde	Fremtidsutsikter/ Utviklingsstandard	Kommentar
SOFC Solid Oxide Fuel Cell	850-1000	Fastoksidkeramikk (Zirkoniumoksid)	Stasjonær	☺☺ Demonstrasjonsanlegg	Kan bruke naturgass direkte, dvs. uten reformer. Anvendes til kraft- og varmeproduksjon fra kW til MW klasse. I kombinasjon med en gassturbin kan man oppnå en virkningsgrad for elproduksjon på over 70%. Problemer er knyttet til mekaniske spenninger som kan ødelegge deler av brenselcellen. SOFC trenger lang tid til oppvarming.
MCFC Molten Carbonate Fuel Cell	650	Smeltede karbonater (Kalium- og litiumkarbonat)	Stasjonær	☺ Demonstrasjonsanlegg	Kan bruke naturgass uten reformer. Best egnet til bruk av ulike brenslere som f. eks. biogass. Demonstrasjonsanlegg på 250 kW er installert. Ikke nødvendig med edelmetallkatalysatorer. Problemer med korrosjon og dynamiske egenskaper. Trenger lang tid til oppvarming.
PAFC Phosphoric Acid Fuel Cell	160-220	Fosforsyretrise	Stasjonær	☺ Småserieproduksjon	Flere hundre anlegg på ca. 200 kW er installert. Denne typen er kommet lengst mht. kommersialisering. Trenger hydrogen som brensel, men i kommersielle anlegg brukes naturgass (reformerer til hydrogen). El-virkningsgrad på kun 35-40%. Enkelte anlegg har dokumentert driftstid på ca. 36.000 timer. Problemer med korrosjon i dellast.
PEMFC Polymer Electrolyte Membrane Fuel Cell	60-120	Polymer (sulfonisert teflon)	Portabel, mobil, stasjonær, romfart	☺☺ Demonstrasjonsanlegg, feltforsøk i forberedelse	Høy energitetthet. Gode dynamiske egenskaper. Trenger hydrogen som brensel. CO må fjernes. Trenger platina som katalysator.
DMFC Direct Methanol Fuel Cell	60-120	Polymer	Portabel Mobil	☺ Laboratoriumsstadium	Undergruppe av PEMFC. Kan bruke metanol direkte i brenselcellen, dvs. uten reformer. Krever høye platinakonsentrasjoner. Relativt dårlig virkningsgrad.
AFC Alkaline Fuel Cell	60-100	KOH-matrise (kaliumhydroksid)	Mobil, stasjonær, romfart	☺ Serieproduksjon er under oppbygging	Har blitt brukt i Apollo program. Lavere energitetthet, men rimeligere enn PEMFC. Trenger hydrogen som brensel. CO <sub>2</sub> i luft må renses.

ulykken uten skader. Heller ikke "Challenger"-ulykken, som lammet USA's romfart i 1986, hadde noen spesifikk sammenheng med hydrogen som drivstoff. Hydrogen har i store mengder vært håndtert i industrien i mange år, og vanlig bygass som har vært brukt i lang tid over store deler av verden, inneholder ca 50 % hydrogen.

Bruk av hydrogen medfører som alle andre drivstoff en viss sikkerhetsrisiko, og tilbørlig hensyn må tas til dette. Spesielt for hydrogen er de vide grensene for antenkelige blandinger med luft, 4-75%. I de fleste ulykker er det den nedre anteningsgrensen som er av betydning. Den er imidlertid langt lavere for bensin (1%) enn for hydrogen. Eksplosjonsenergien fra et gitt volum hydrogen vil være langt mindre enn for et tilsvarende volum metan. Grunnen til at LH<sub>2</sub> anses som et sikrere drivstoff for fly enn kerosen, er at ved et havari vil hydrogenet forbrenne og forsvinne raskt oppover, mens jetdrivstoff gir langvarig brann med mye sotdannelse og høy varmestråling i og omkring flykroppen.

Andre spesielle problemer ved hydrogen er lekkasjer og det fenomenet som kalles hydrogensprøhet, noe som kan oppstå i en rekke metaller og legeringer ved kontakt med hydrogen. Slike materialtekniske problemer finner stort sett sin løsning. Sikkerhetsaspektene ved bruk av hydrogen blir grundig utredet i en rekke land. En egen gruppe i ISO arbeider med sikkerhetsforskrifter og standarder for hydrogenteknologi.

### Island som "fossilfritt" samfunn.

I dag står vannkraft og geotermisk energi for ca. 68 % av all energibruk på Island. Resterende 32% kommer fra importerte fossile energibærere, hovedsakelig (29%) olje. Av de 850.000 tonn olje som importeres går ca. 57 % til transport- og fiskerisektoren. Til tross for den høye relative andel fornybar energi er Island et av de landene med høyest CO<sub>2</sub>-utslipp pr. innbygger. For å redusere utslipp av drivhusgasser har man sett på muligheten til å produsere hydrogen ved hjelp av lokale fornybare energikilder.

Metallindustrien som hovedsakelig består av to smelteverk for aluminium samt en fabrikk for ferrosilicium står for ca. 20% av landets utslipp av drivhusgasser. Utslipet fra denne industrien består i stor grad av CO, og kan trolig brukes sammen med elektrolyseprodusert hydrogen for produksjon av metanol. Det er beregnet et årlig potensial på ca. 450.000 tonn metanol som kan produseres på denne måten. Bruk av dette som drivstoff for PEM-brenselceller i kjøretøy og fiskebåter, kan redusere Islands utslipp av drivhusgasser med 57%.

I februar 1999 ble Island New Energy Ltd etablert. Selskapet har som formål å undersøke potensialet for erstatning av fossile energibærere med hydrogen. Ved siden av islandske eiere er DaimlerChrysler, Shell International og Norsk Hydro med på eiersiden. Det er utarbeidet et scenario som gradvis vil kunne lede Island inn i verdens første hydrogensamfunn.

### Hydrogen i Norge

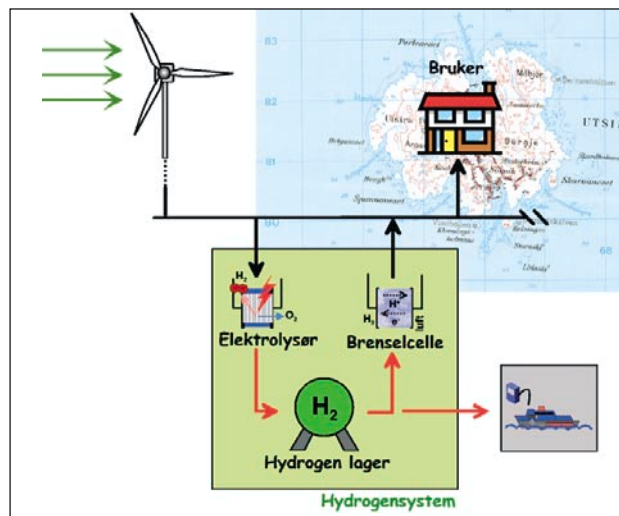
Det er nærliggende å spørre hvorfor hydrogen som energibærer skulle være særlig interessant for Norge - energilandet som eksporterer ca. ti ganger så mye energi som det forbrukes innen-

lands. Norge har spesielle forutsetninger for å delta i og bidra til denne interessante utviklingen. Norsk industri har gjennom årtier produsert hydrogen i stor skala ved vannelektrolyse basert på fornybar vannkraft. Norsk Hydro behersker teknologien og er en markedsleder innen industrielle vannelektrolysører.

Mange forskningsmiljøer i Norge arbeider med problemstillinger angående hydrogen som energibærer, og det finnes betydelig kompetanse på området. En omfattende oversikt over aktivitetene i Norge gis i rapporten fra 2000 "Hydrogen-samfunnet – en nasjonal mulighetsstudie", se litteraturliste bak. I løpet av de siste årene har det blitt gjennomført og igangsatt en rekke prosjekter som har til hensikt å introdusere hydrogen som energibærer.

Lofotkraft AS ser på muligheten for energiforsyning basert på et vind-hydrogen anlegg på Røst. I dag er energiforsyningen på øya i stor grad basert på el som transporteres via en ca. 65 km lang sjøkabel. Sjøkabelen ble lagt i 1963 og er snart moden for utskiftning. Dette vil medføre store investeringskostnader, samtidig som transport av el via sjøkabel medfører betydelige overføringstap. Lokal produksjon av el kan derfor være meget interessant.

"Utsira-prosjektet" er ledet av Norsk Hydro ASA med Haugaland Kraft AS som partner og tar sikte på å evaluere muligheten for installasjon av et vind-hydrogen energisystem på Utsira. Konseptet består av vindturbin, elektrolysør, lager-tank og brenselcelle. I tider med overskudd av vindenergi produseres hydrogen med en elektrolysør. Hydrogen lagres til perioder når vindturbinen ikke alene kan dekke el-behovet. Lagret hydrogen brukes da i en brenselcelle som produserer strøm ved høy virkningsgrad. I første omgang legges det opp til å installere en 600 kW vind-turbin og demonstrere hydrogenteknologien i et mindre hydrogensystem som skal forsyne et planlagt konferansesenter med strøm. I neste omgang ser man for seg installasjonen av nok en 600 kW vindmølle og muligheten for å forsyne hele øya med strøm via de to vindmøllene og et større hydrogenanlegg. Beregninger viser at man i prinsippet kan dekke dagens energibehov med 2 x 600 kW vindmøller og et hydrogensystem bestående av en elektrolysør og brenselcelle på henholdsvis 500 og 350 kW. Hydrogenlageret må tilsvare et trykklager på omkring 300 m<sup>3</sup> ved 300 bars trykk. Med dagens teknologi blir dette stort og meget kostbart.



Utsira prosjektet



# 7 ANDRE FORNYBARE ENERGITEKNOLOGIER

## 7.1 GEOTERMISK ENERGI

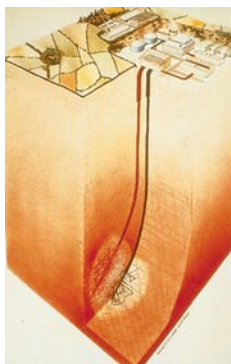
### Ressurser

Geotermisk energi kalles også geoenergi eller jordvarme. Denne energikilden har sitt opphav i radioaktiv spaltning i de øvre 10 kilometer av jordskorpen samt nedkjøling av jordens indre. Dette er altså en av de få energikildene som ikke har sitt opphav i solen, i motsetning til jordvarme eller bergvarme som hentes fra de øvre to hundre meterne øverst i jordskorpen. Den geotermiske energimengden utgjør omlag  $8 \times 10^{15}$  PJ, hvilket tilsvarer omlag 35 milliarder ganger verdens årlige energiforbruk. Kun en liten del av denne energimengden kan utnyttes.

I jordens sentrum er temperaturen ca  $3000^{\circ}\text{C}$ . Temperaturen stiger i gjennomsnitt med  $30\text{-}35^{\circ}\text{C}$  per kilometer dybde fra jordoverflaten. Dette er den såkalte midlere geotermiske gradient, men temperaturøkningen varierer avhengig av geologien i området. Temperaturgradienten forårsaker en varmestrøm mot jordoverflaten som varierer mellom  $0,03$  og  $0,5 \text{ W/m}^2$ , i Norge ligger den i gjennomsnitt på  $0,04 \text{ W/m}^2$ .

Det regnes med at 5 kilometer er den praktiske mulige dybden for uttak av varme, og på denne dybden varierer temperaturen mellom  $70$  og  $500^{\circ}\text{C}$ . Når en utnytter geotermisk energi på store dyp vil ca  $70\%$  av energimengden stamme fra radioaktiv spaltning i de øvre 30 km av jordskorpen. De siste  $30\%$  er nedkjøling av jordens indre. Utvinningstempoet av varme fra jordskorpen vil i de fleste tilfeller langt overgå den hastighet som jordas naturlige varmestøm har. Det vil ta flere millioner år før den energi som er lagret i jordskorpen øverste 10 km blir transportert til overflaten ved naturlige prosesser.

Geotermisk energi kan utnyttes til produksjon av el-kraft eller til å dekke varmebehov. Ved produksjon av el-kraft kreves det temperaturer på minst  $150^{\circ}\text{C}$ . Til oppvarmingsformål kan en nyttiggjøre temperaturer fra ca.  $40^{\circ}\text{C}$  og over.



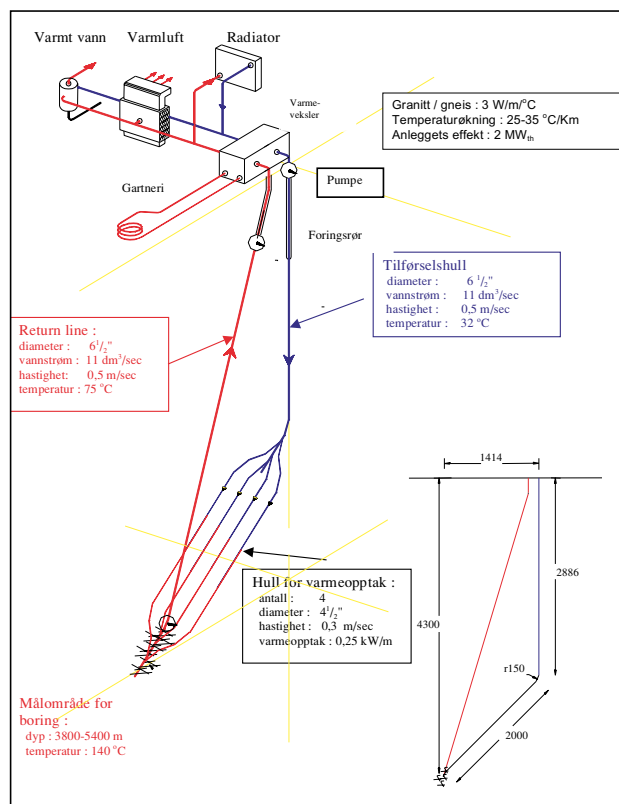
Geotermisk kraftverk (Kilde: IEA)

Når varme hentes fra dypet, vil området rundt borehullet kjøles ned over tid. Etter ca  $30\text{-}50$  år vil en derfor ikke lenger kunne hente ut energi like effektivt. Når uttak av energi opphører vil varmen i området rundt borehullet gradvis bygge seg opp, så etter nye  $30\text{-}50$  år vil det kunne være operativt igjen.

Per i dag utnyttes geovarme først og fremst i områder med kort avstand til varmt vann eller varmt fjell, blant annet i Italia, Island, Japan og deler av USA. Geotermisk energi utvinnes i hovedsak fra porøse varme fjell og fra varme kilder. Siden 1930 er størstedelen av Reykjavik varmet opp med varmtvann fra kilder i nærheten. Omlag  $40\%$  av Paris er varmet opp med  $35\text{-}40$  graders vann i kombinasjon med varmepumpe. Utvinning av geotermisk energi fra ikke-porøse bergarter er derimot foreløpig på forskningsstadiet.

I områder hvor tilgjengeligheten er god kan geotermisk energi dekke en stor del av energibehovet. En regner imidlertid ikke med at denne energikilden vil kunne dekke noen vesentlig del av det globale energibehovet. I 1997 ble det utnyttet omlag  $15\ 000 \text{ MW}$  geovarme globalt, hvorav  $6000 \text{ MW}$  til produksjon av elektrisitet og  $9000 \text{ MW}$  til oppvarmingsformål.

I Norge er det utnyttbare tekniske potensialet ned til et dyp på 5 km estimert til  $64 \text{ TWh}$  per år. Det er bare en liten del av dette som per i dag vil kunne utnyttes til konkurransedyktige priser. Potensialet er lavtemperert og egner seg kun for oppvarmingsformål. Det er spesielt varme granitter i sør som er undersøkt, og rundt Iddefjorden har en beregnet en temperatur på  $110^{\circ}\text{C}$  på 5 km. dyp. Dessuten er Brumunddal-sandsteinen eneste sedimentære bergart av interesse med ca.  $60^{\circ}\text{C}$  varmt vann på 3 km. dyp.



Skisse av konseptet til Geovarme AS for å utnytte geotermisk energi

**Geovarme AS** bygger for tiden et pilotanlegg for utvinning av geotermisk energi på Rikshospitalet i Oslo. Selskapet har et patentert konsept som består i etablere en varmeveksler på dypet. Dette skal gjøres ved å bore flere parallelle skråhull for varmeopptak fra et nedstrømskull til et oppstrømskull. Denne varmeveksleren skal etter planen etableres på ca 4000 - 5000 meters dybde. Anlegget vil etter planen gi en varmeytelse på 2 MW. I forbindelse med pilotprosjektet har det bl.a.vist seg at boring i hardt fjell byr på store utfordringer.

Statoil og Viken Energinett har også sett på mulighetene for forretningsvirksomhet innen utnyttelse av geotermisk energi.

## 7.2 SMÅ VANNKRAFTANLEGG

Vannkraftanlegg defineres ofte som små når kraftproduksjonen er mindre enn 10 MW. Ofte brukes 3 kategorier anlegg: mikro dvs. < 100 kW<sub>e</sub>, mini 100 - 1.000 kW<sub>e</sub> og liten i området 1 - 10 MW<sub>e</sub>. Betegnelsene brukes ofte for anlegg der elproduksjonen er begrenset til lokalt bruk.

Mange elver er godt egnet for slike små vannkraftinstallasjoner, og det finnes dessuten et stort behov for økt elforsyning på avsidesliggende steder i store deler av verden. Globalt er det installert omlag 632.000 MW<sub>e</sub> vannkraftanlegg som samlet produserer mer enn 2.300 TWh pr. år. Til sammenligning utgjør de små kraftverk omlag 27 000 MW<sub>e</sub> og produserer i størrelsesorden 100 TWh.

Teknologien for dette er kjent og velprøvet, og konstruksjonene er rimelig enkle med store muligheter for lokal innsats. Små prosjekter får imidlertid ikke utnyttet skalaeffektene, og investeringen pr. kW kan bli ganske høy, typisk kr. 10.000 - 30.000.

I mange deler av verden er de gunstigste vannfallene med store vannmengder og fallhøyder ofte allerede tatt i bruk. Det finnes imidlertid potensiale i et betydelig antall vannfall med lavere fallhøyder og som til gjengjeld ligger nærmere brukerne. Det er en utfordring i å utvikle enkel og kostnadseffektiv teknologi slik at disse kan utnyttes. I praksis kan dette dreie seg om bedre og billigere beregningsmodeller, standardisering av utstyr og "pakkeløsninger", nye materialer f.eks. i turbiner og ledeskovler, enklere og billigere utstyr for styring av el-produksjonen mm.

Etter dereguleringen av det norske kraftmarkedet i 1992 har småskala vannkraft fått en renessanse. Lettere adgang til å levere kraft, har fått eiere av fallrettigheter til å ruste opp gamle anlegg og bygge nye. Pr. mai 2000 var det til sammen 172 mini- og mikrokraftverk koblet til nettet. Disse har i alt installert effekt på 53 MW og står for en årlig kraftproduksjon på ca 245 GWh. Bl.a. fordi slik vannkraftproduksjon generelt har akseptable miljøkonsekvenser er norske myndigheter positive til utviklingen, og har siden 1999 fjernet investeringsavgift (7%) både på dette såvel som annet utstyr for fornybar energi-produksjon. NVE mottar nå rundt 100 konsesjonssøknader årlig og registrerer en økende interesse. NTNU/SINTEF planlegger å etablere et kontroll laboratorium for målinger av virkningsgrader og ytelser for mini- og mikroturbiner.

Sammen med kraftverkseiere, nettselskap, kommuner og FoU-institutter har NVE igang et prosjekt for å undersøke barrierer mot utbygging av småskala vannkraft. Bl.a. vil man undersøke hindringer i reguleringsregime, tekniske og økonomiske hindere

og hindere forbundet med planlegging av nye verk. Prosjektet ventes fullført i siste halvår av 2001. Norskog, Statkraft og EBL startet våren 2000 opp et forprosjekt som skal ta for seg betydning og muligheter ved småskala vannkraft.



*Et typisk eldre norsk mikro-anlegg*

Avtagende investeringsnivå den norske kraftsektoren har gradvis ført til at leverandørindustrien har blitt redusert. Men voksende interesse for småskala vannkraft kan skape nye virksomheter. Nykommeren **Small Turbine Partner AS** har sitt utspring i vannkraftmiljøet på NTNU, og utvikler for tiden en ny turbin for mini vannkraft. Målet er å lage en rimelig og robust turbin (plateturbin) som bidrar til å heve lønnsomheten for nye investeringer.

Water Power Industries AS er en annen nykommer som har introdusert en turbin som kan drives av saktegående vannstrømmer, både i elver og i tidevannstrømmer. Turbinen kan være montert på en flytende rigg og består av tre datastyrte fløyer eller blader som drives rundt av vannstrøm med hastigheter i området 0,2 meter til 5 meter pr sekund. Et pilotanlegg er under uttesting.



*WPI turbin*

## 7.3 SALTGRADIENTER / SALTkraft

Det har lenge vært kjent at saltløsninger trekker til seg vann fra sine omgivelser, og danner såkalt osmotisk trykk. Den osmotiske trykkforskjellen mellom sjøvann og ferskvann tilsvarer omlag 270 m vannsøyle. Denne naturlige drivkraften kan utnyttes til å skape et overtrykk der ferskvann møter saltvann, (ved elveutløp) som i sin tur kan utnyttes for energiproduksjonsformål.

Energiformen omtales som energi fra saltgradienter eller saltkraft. Energipotensialet knyttet til saltkraft stort: En vannmengde på 1,0 m<sup>3</sup>/s vil kunne gi en effekt på anslagsvis 1,0 MW. Det er beregnet et teoretisk energipotensiale i Norge på 250 TWh/år, hvorav et praktisk utnyttbart potensiale ved et utvalg av de største elvene i Norge er anslått til om lag 25 TWh. Det globale potensialet er beregnet til 9 000 TWh, hvorav vel 1 000 TWh i Europa.

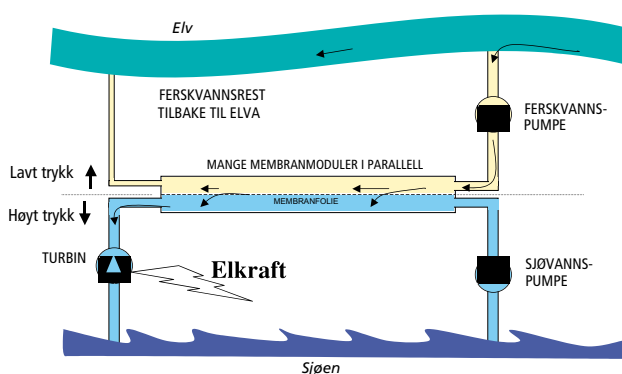
Flere metoder er foreslått for energiproduksjon ved blanding av salt- og ferskvann. De to mest aktuelle metodene, trykkretadert osmose (TRO) og omvendt elektrodialyse (OED) er begge membranprosesser.

OED produserer en lavspent likestrøm ved at Na<sup>+</sup> ioner og Cl<sup>-</sup> ioner fra sjøvann vandrer gjennom ulike ioneselektive membraner til ferskvann og derved skaper vannløsninger med en forskjell i elektrisk potensial.

TRO produserer et hydraulisk trykk ved vandring av ferskvann gjennom nøytrale membraner mot saltvann. Dette hydrauliske trykket kan ved ulike anleggsvarianter utnyttes til direkte drift av konvensjonelle turbiner.

Statkraft SF vurderer saltkraft som en interessant energikilde på lengre sikt, og har samarbeidet med SINTEF på dette feltet siden 1997. Formålet har vært å fremskaffe et teknologisk grunnlag for lønnsom kraftproduksjon fra saltgradienter, bl. a med fokus på utvikling av nye og egnete membraner.

Statkraftprosjektet tar utgangspunkt i TRO-metoden. Løsningen baserer seg på at ferskvann fra en elv og saltvann fra havet føres inn i et rør der ferskvannet adskilles fra saltvannet med en tynn membran. Membranen er gjennomtrengelig for vann, men ikke for salt. Membranen tenkes laget av en organisk polymer (plast) og vil ha mange likhetstrekk med membraner for omvendt osmose, en prosess der f.eks. sjøvann filtreres for produksjon av ferskvann, noe som skjer i mange små og store anlegg rundt i verden.



Membraner vil bli montert inn i beholdere (moduler) slik at det blir strømningskanaler på hver side av membranen. På den ene siden strømmer ferskvannet samtidig som det presser seg gjennom membranen og bygger opp trykk på sjøvannssiden. Både ferskvann og sjøvann pumpes inn i modulene. Hver enkelt av disse vil typisk kunne inneholde 25-50 kvadratmeter membran, men bare ha en kapasitet på 150-300 watt. Et saltkraftanlegg vil følgelig bestå av et stort antall slike moduler. Det vil trenge ferskvann gjennom membranen og bygge opp et trykk på salt-

vannssiden, som teoretisk kan bli inntil 27 bar (dvs 270 meter vanntrykk). I praksis regner en at rundt halvparten av trykket går tapt som følge av tap som oppstår i membranen.

Eksisterende membraner er ikke laget for dette formålet og det må derfor lages nye tilpassede membraner. Statkraft regner at dette utviklingsarbeidet vil minimum ta 5 år, men at man kan forvente at saltkraftteknologien vil være kommersielt tilgjengelig innenfor et tiårsperspektiv.

Når det gjelder kostnader for saltkraft vil disse i stor grad variere med kostnadene for membraner. Senere års utvikling på membransiden kan resultere i økonomisk interessante anlegg. Statkrafts foreløpige analyser viser at saltkraft kan bygges og drives innen lønnsomme rammer, dvs konkurransedyktig i forhold til andre fornybare energikilder. Legger man til grunn en membrankostnad på omlag 50 kr/m<sup>2</sup> og fluks på 2,5 W/m<sup>2</sup>, vil dette utgjøre omlag 35 øre/kWh. Noen grove anslag på kostnadene for anleggsarbeider, turbiner etc, peker i retning av elpris på mindre enn 50 øre/kWh. Anleggstørrelse betyr trolig lite for energikostnadene, 1 MW anlegg gir omlag samme elpris som 50 MW.

Saltkraft representerer fornybar, ren og miljøvennlig energiproduksjon, uten noen form for utslipp av drivhusgasser. Arealbehovet er i samme størrelsesorden som for vannkraftanlegg. I motsetning til vindkraft er energikilden kontinuerlig, slik at en oppnår en stabil og jevn energiproduksjon som ikke vil variere med vær og vind. Saltkraftverk kan også bygges ved utløpet til eksisterende vannkraftverk og på den måten skape synergi muligheter.



Illustrasjon av mulig fremtidig saltkraftanlegg. (kilde: Statkraft)

## 7.4 VARMEPUMPER

Ved hjelp av varmepumper kan en utnytte energien i varmekilder som holder relativt lav temperatur. Dette kan være varme fra luft, jord, berggrunn, sjøvann og ferskvann. Også uteluft ved minusgrader kan benyttes i en varmepumpe. Men varmekilden er bedre desto høyere temperatur den har.

Sjøvann er godt egnet fordi temperaturen er relativt høy gjennom hele fyringssesongen. Uteluft har den ulempen at temperaturen faller samtidig med at oppvarmingsbehovet øker. Varme som er lagret i berggrunnen kan utnyttes ved boring til 100-180 meters dyp. Grunnvannsmagasiner på mer enn 10 meters dyp holder en relativt konstant temperatur som er 1-2°C høyere enn

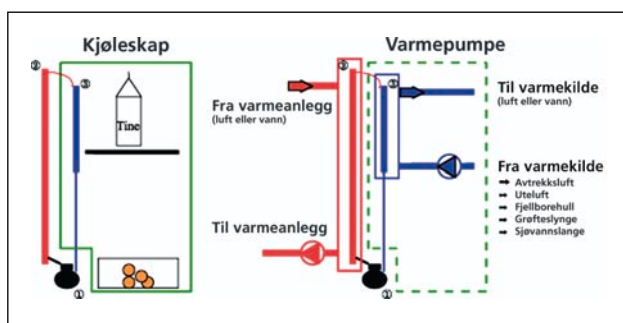
årsmiddeltemperaturen på stedet. Varmen i bakken kan utnyttes ved å sirkulere en frostsikker væske i plastslanger som graves ned i jorda. Jordvarme er ikke så utbredt i Norge, men konseptet i myrområder har vist seg meget vellykket. Utnyttelse av ferskvann som lavtemperatur energikilde er også aktuelt for bygninger i nærhet av innsjøer eller elver.

Spillvarme fra industriprosesser, avtrekksluft, avløpsvann og overskuddsvarme fra kjøleanlegg er alle varmekilder som kan brukes til oppvarming gjennom en varmeveksler eller oppgraderes gjennom varmepumper. Det finnes også teknologier som gjør det mulig å oppgradere lavtemperatur spillvarme til høytemperatur prosessvarme.

### Anvendelse og potensiale

Det var installert ca 30 000 varmepumpeanlegg i Norge ved utgangen av 2000. Varmepumper utgjorde da den fjerde største bidraget til energiforsyningen her i landet; totalt 4,5 – 5,0 TWh, hvorav 2,5 TWh i industrien. Tidlig på 1990 tallet ble potensialet beregnet til ca 30 TWh for 2020.

En varmepumpe bygger på de samme prinsipper som i et kuldeanlegg, men den utnytter den varme siden av anlegget. Varme strømmer naturlig fra steder med høy temperatur til steder med lavere temperatur. I en varmepumpe overføres varme fra kalde omgivelser til et varmere medium. Varmen som overføres er typisk to til fire ganger så stor som den tilførte elektriske energien til varmepumpen. Dette forholdet betegnes varmefaktoren og er svært avhengig av temperaturløftet, dvs forskjellen mellom temperaturkildens temperatur og temperaturen på avgitt varme. Jo lavere temperaturløft, desto bedre blir varmefaktoren og desto mer effektiv blir varmepumpa.



Prinsipp-skisse varmepumpe. Et kjøleskap og en varmepumpe har samme «maskineri»

Hovedkomponentene i et varmepumpesystem er en kompressor, en ekspansjonsventil, en fordampere og en kondensator. Arbeidsmediet sirkulerer gjennom de fire komponentene i et lukket system. Arbeidsmediet ekspanderer i strupeventilen før den kommer inn i fordampere. Utvidelsen forårsaker et temperaturfall som gjør at væsken absorberer varme fra omgivelsene med fordampning som resultat. Dampen komprimeres så til høyere trykk og temperatur. Deretter avgis varme i kondensatoren før arbeidsmediet ekspanderes på nytt.

De fleste varmepumper drives av elektriske motorer. Et voksende mindretall er drevet av gassmotorer og andre av varme (absorpsjonsprosesser) fra industriprosesser evt fra fjernvarme.

De ozonskadelige kuldemediene KFK og HKFK, som tidligere ble benyttet i varmepumper, er underlagt internasjonale avtaler

og er erstattet av andre medier som naturlige kuldemedier og HFK-mediene. Av noen betraktes HFK mediene også som en "mellomfase", før enkle, rimelige og driftsikre systemer for de naturlige kuldemediene er utviklet. Blant annet vil HFK mediene forbys i Danmark fra 2006.

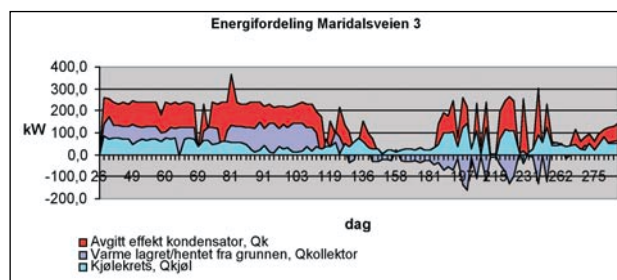
De naturlige og miljøvennlige mediene er eksempelvis CO<sub>2</sub>, ammoniakk eller propan. Det drives utstrakt FoU med bruk av CO<sub>2</sub> som kuldemedium i mange land blant annet i Japan og Norge. I Japan er allerede CO<sub>2</sub> varmepumper for tappevann kommersielt tilgjengelig på markedet. I forhold til tradisjonelle beredersystemer med elektriske varmekolber, olje eller gass kan energiforbruket reduseres med hele 70 - 80%.

I konvensjonelle varmepumper er maksimum driftstrykk ca. 25 bar, CO<sub>2</sub> varmepumpene har en driftstrykk på 35-50 bar på lavtemperatursiden og 90 - 120 bar på høytemperatursiden, og kan levere varmt vann av 95°C.

### Prosjekteksampler

Frostmann AS har bygget et demoanlegg med CO<sub>2</sub> for tappevannsberedning hos AS Eggprodukter i Larvik. Varmekilden er kondensatorvarme fra et ammoniakk kuldeanlegg. Varmepumpe på 25 kW produserer varmtvann på 70°C. Resultater fra anleggsmålinger viser at effektfaktoren er i overkant av 5 ved de rådende forhold.

Flere varmepumper som benyttes til bygningsoppvarming, er kombinerte kjøle- og varmepumpeanlegg der omgivelsene benyttes til direkte kjøling om sommeren og som varmekilde om vinteren. Det er sjøvann, bergvarme og grunnvann som peker seg ut som de mest egnede kildene i den sammenheng. Statoil sitt forskningscenter på Rotvoll i Trondheim er et eksempel som benytter sjøvann. Grunnvannsbrønner kan også benyttes som varme-/kjølelager der f.eks varme fra solvarmeanlegg eller kjøleanlegg "lader" brønnene om sommeren.



Et kontorbygg i Maridalsveien 3 i Oslo bruker varmepumpe som kombinert varme- og kjøleanlegg. Det er boret 20 hull med 175 m dybde som henter varme i fyringssesongen, og benyttes som kuldereservoar ved vår og sommerdrift. I løpet av fyringssesongen vil vannet i grunnen rundt rørene kjøles ned slik at det dannes is. Den nedkjølte grunnen kan benyttes til å dekke byggets kjølebehov, og figuren viser registrerte varmeflyt over året for anlegget.

Det er en økende interesse i Norge for grunnvarmebaserte varmepumper for boliger og næringsbygg. Norges Geologiske Undersøkelser (NGU) arbeider med å utvikle varmekart som kan benyttes til å kartlegge muligheter for bruk av grunnvarme i forbindelse med utbygginger.

## 8 NYE FORNYBARE I FREMTIDENS ENERGISYSTEM

Frem til slutten av 1800 tallet var tre og kull de viktigste energikildene. Så sent som i 1890 utgjorde olje bare 2% av energimarkedet. Etterhvert kom oljen sterkere inn i bildet gjennom nisjer som lys, små ovner etc, og oljeprisen ble redusert årlig med omlag 8% i løpet av de neste 20 år. Oljeproduksjonen økte med en faktor 50 fra 1870 til 1910.

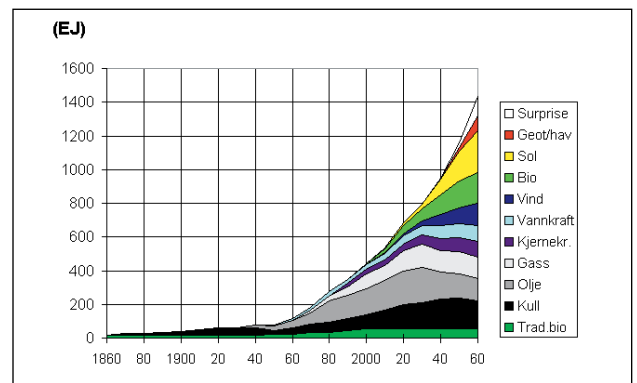
Flere fornybare energiteknologier som vind, biomasse og solceller følger idag den samme utviklingsbanen. Vindturbiner har gjennomgått en årlig kostnadsreduksjon på 10% de siste 20 årene. Selv om teknologien fortsatt ikke er fullt ut likeverdig med konvensjonell energi på grunn av den variable energitilgangen, er den å regne som kommersielt konkurransedyktig på en rekke områder. Bygging av vindparker offshore tilhører de seneste utviklingstrekk.

I perioden 1976-88 har produksjonskostnadene for solceller blitt redusert med omlag 15% pr. år. Kostnadene har fulgt en utviklingskurve som innebærer en kostnadsreduksjon på 20% ved fordobling av produksjonen. Trenden stoppet litt opp i 1992, men utviklingen har skutt fart igjen i de senere år. Det er typisk at enhetskostnaden på tekniske produkter går ned med tiden. Dette er et resultat av oppnådd erfaring, bedre teknologi og mer effektive produksjonsmetoder. En typisk trend er en inflasjonskorrigert enhetskostnad som blir redusert 20 til 25 prosent for hver dobbling av det kumulative produksjonsvolumet. Enda større kostnadsreduksjon kan oppnås i bransjer som kan dra fordel av innovasjoner og nye materialer, slik som tilfellet har vært med datamaskiner, mobiltelefoner m.fl.

Det kan gjøres følgende konservative estimat knyttet til utvikling av bølgekraftteknologi som et forholdsvis umodent teknologiområde. Som et utgangspunkt antar vi at et kommende pionerkraftverk på 5 MW kan levere elektrisitet til en kostnad på 250 øre/kWh. Dersom hver dobbling av det kumulative produksjonsvolumet resulterer i 25 prosent kostnadsreduksjon, vil kostnaden komme ned på 50 øre/kWh før det har blitt bygget bølgekraftverk med en samlet installert effekt på 250 MW. Denne kostnaden vil være konkurransedyktig i mange energimarkeder. Men for å nå dette målet er det behov for finansiell støtte gjennom den mindre konkurransedyktige fasen av den tekniske utviklingen av bølgekraftverk.

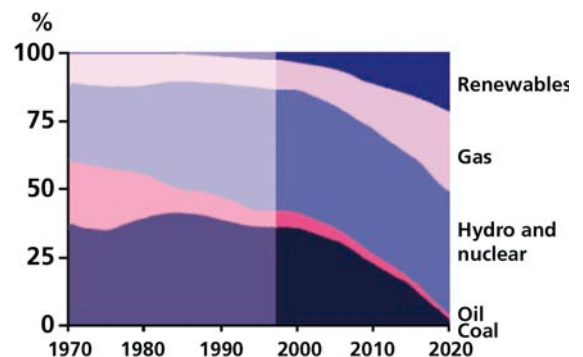
Flere av verdens ledende oljeselskaper gir ny, fornybar energi en stadig viktigere rolle innenfor strategisk planlegging. Et antall dem, inkludert vårt eget Statoil, redefinerer sin rolle fra å være petroleumsleverandører til å bli energileverandører.

Shell har utarbeidet scenarier basert på forventninger om ren kommersiell utvikling av de ulike energikildene. Det såkalte "Sustained growth" scenariet fra 1998, viser at naturgass vil spille en stadig viktigere rolle de neste 15-20 årene. Etter 2025 vil fornybar energi bidra i økende grad på grunn av teknologisk utvikling som resulterer i lavere kostnader, og fordi kostnadene for oljeproduksjon øker. Sol-, vind- og bioenergi ventes å øke markedsandel fra 5-10% i 2020 til så høyt som 50% i 2050.



Globalt energibehov. (etter Shell «Energy for development»)

Som det fremgår av figuren har Shell satt inn energimessige overraskelser fra ca. 2040. Kunstige fotosynteseprosesser eller magma energi fra jordas indre kan være slike kandidater. Fusjon anses imidlertid ikke å bli en slik overraskelse.



Figuren over knytter seg til et nyere scenario fra IEA kalt "New Game", der bl.a. utslippsmålene i Kyotoprotokollen oppfylles. Nye fornybare energikilder står her for rundt 20% av el-produksjonen i OECD-området i 2020, samtidig med at kjernekraft spiller en betydelig rolle. I 2020 vil olje- og kullfyrte kraftverk så godt som være faset ut.

### Europeiske perspektiver

Siden 1997 har EU hatt som mål å heve bidraget fra fornybare energikilder fra å dekke omlag 6% av energibehovet i 2000 til 12% av energibehovet i 2010. EUs ALTENER program er et av virkemidlene for å virkeliggjøre dette målet. Programmet kom igang i 1993 og løper ut 2002 (ALTENER II), og befatter seg med ikke-tekniske spørsmål knyttet til lovgivning, markedsbarrierer, miljøfordeler, standarder, opplæring m.fl. som alle påvirker introduksjon av fornybar energi. Totalt er det beregnet at EU i perioden 1999-2003 vil bruke mer enn 8 mrd. kr.til introduksjon av fornybar energi.

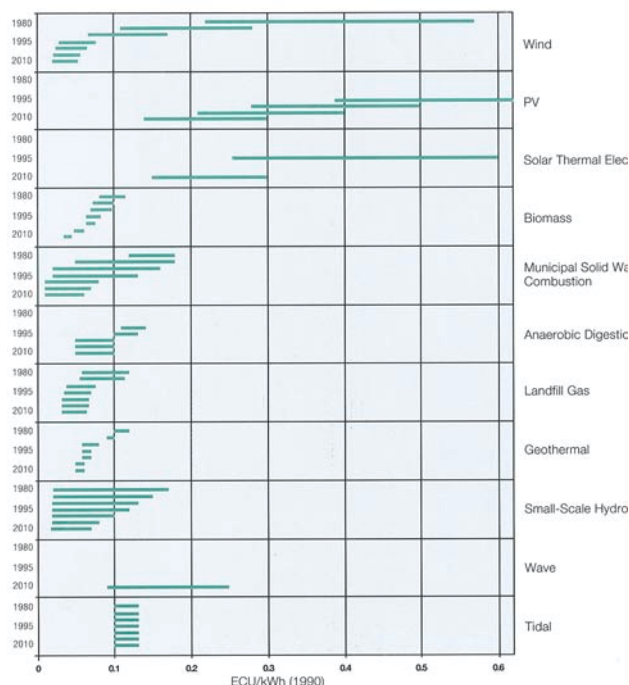
I tillegg er det satt igang en introduksjonskampanje for perioden 2000 til 2003 kalt Campaign for Take-Off (CTO). CTO innebærer konkrete måltall for 2003 innenfor de viktigste teknologiområdene:

- Solceller (PV) 1 mill anlegg, tilsvarende 1000 MW<sub>p</sub>
- Termisk solenergi 15 mill m<sup>2</sup> solfangere
- Vindkraft 10 000 MW installert effekt
- Bioenergi basert Kraft/varme 10 000 MW<sub>t</sub>
- Bioenergi basert oppvarming 1 mill boliger
- Biogassanlegg 1000 MW
- Biobaserte drivstoff 5 mill tonn

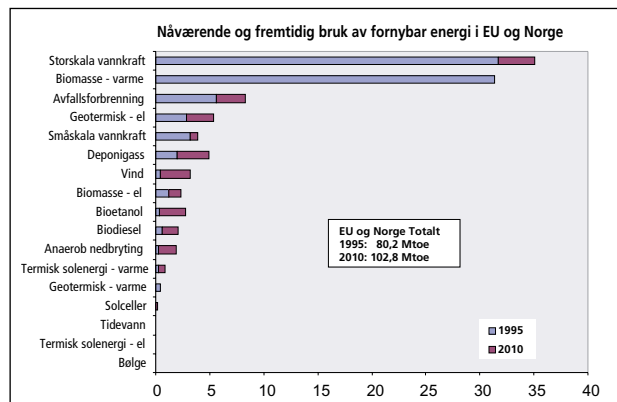
Så langt er måltallet for vindkraft allerede oppnådd. Det kan også vises til positiv utvikling innenfor de deler av EU som har ført en proaktiv politikk på dette området. Men man er likevel langt fra sikre på at 12%- målet vil bli nådd, ikke minst fordi det totale energiforbruket også øker.

Ifølge EU står bioenergi for det største fornybare potensialet fremover, og satsning på denne energibæreren vil bl.a. prege unionens landbrukspolitikk fremover. Man vil også rette søkelyset mot bygningssektoren som står for over en tredjedel av energiforbruket i EU. I kjølvannet av EUs liberalisering av kraftmarkedet er det mange som venter introduksjon av grønne sertifikater eller andre markedsbaserte stimuleringsordninger som vil øke innslaget av fornybar energi. EUs engasjement innenfor klimapolitikken vil også ha betydning for takten fornybar energi vil bli tatt i bruk.

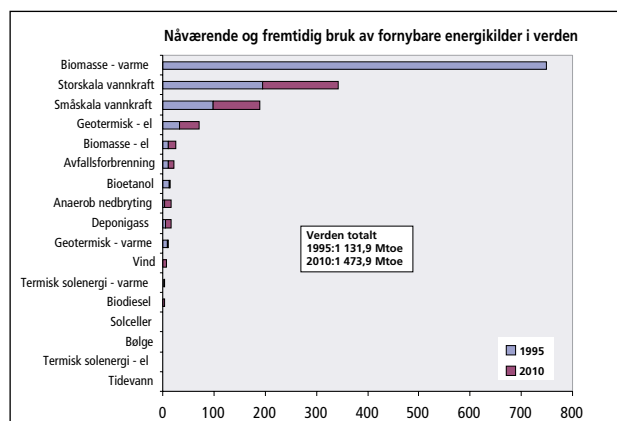
Diagrammene nedenfor gir et sammendrag av kostnadsutvikling og forventninger med hensyn til utbygging av nye fornybare energikilder globalt og i EU.



Historiske og forventninger om fremtidige kostnader for elektrisitet produsert fra fornybare energikilder.



Energi fra de ulike fornybare energikilder innen EU



Global produksjon av energi fra fornybare energikilder

(Kilde for de tre foregående figurer: EU DGXVII - "Summary findings from the Atlas project")

Diagrammene ovenfor inneholdt feil i utgivelsen fra juni 2001.

### Potensialet i Norge

I 96-utgaven av dette heftet ble det referert til den såkalte Klimameldingen fra 1991 når det gjelder potensialet for sol-, bio-, vind- og bølgeenergi i Norge. Denne meldingen konkluderte med at det forelå et samlet utbyggbart potensiale på i underkant av 20 TWh/år nyttiggjort energi (termisk + elektrisk) med en kostnad på lavere en 50 øre/kWh.

I NoU 1998:11, "Energi- og kraftbalansen mot 2020" ble potensialet for bruk av fornybar energi på nytt analysert. Tar man utgangspunkt i en energipris levert forbruker på 70 øre/kWh (kraftpris + overføringskostnader + forbrukeravgift, men eks. merverdiavgift) vil det i følge denne utredningen være mulig å utløse følgende energiproduksjon:

	TWh/år 2020	TWh/år 1998
Vannkraft	126	113,0
Vindkraft	6	0,038
Bioenergi	22	12,8
Varmepumper	10	2,5
Solenergi	8	0,0015
Geotermisk energi	0,1	-
Havenergi (bølge, tidevann)	0,5	-
Hydrogen (basert på naturgass)	10-12	-

Produksjonstallene for 1998 er hentet fra Olje- og energidepartementets faktahefte for 2000. Vi ser at de nye, fornybare energikildene kan bidra med stor produksjonsøkning. Tallene representerer imidlertid hver teknologi sitt isolerte potensial. Siden de konkurrerer i det samme markedet kan man ikke uten videre summere dem for å finne et samlet potensial. For eksempel vil varmepumper, solvarme og bioenergi alle konkurrere i det samme varmemarkedet.

El-forbruket i Norge økte med 1-2% årlig på slutten av 90-tallet. Miljøhensyn gjør det problematisk å bygge ut mer vannkraft, og våre internasjonale Kyoto forpliktelser vil kunne komme til å bremse bruken av olje, kull og gass. Begge forhold gjør det nødvendig å utnytte de tilgjengelige energiresursene bedre, bl.a. gjennom å dekke oppvarmingsbehov med andre energibærere enn el. Det er beregnet at omlag 11 TWh el som i dag brukes til oppvarming kan frigjøres uten store kostnader gjennom konvertering til andre energikilder.

I forbindelse med stortingsbehandlingen av St. Meld. nr. 29 (1998/99) "Om energipolitikken" ble følgende mål besluttet :

- å begrense energiforbruket vesentlig mer enn om utviklingen overlates til seg selv,
- å bruke 4 TWh mer vannbåren varme årlig basert på nye fornybare energikilder, varmepumper og spillvarme innen 2010,
- å bygge vindkraftanlegg som årlig produserer 3 TWh innen 2010.

For å styrke arbeidet med å legge om Norges energibruk og -produksjon i en mer miljøvennlig retning ble ENOVA SF etablert våren 2001. Foretaket vil årlig forvalte i størrelsesorden 0,5-1,0 mrd kr og ta initiativ til og fremme mer effektiv energibruk, produksjon av fornybar energi og miljøvennlig bruk av naturgass.

### **Faktorer for fremtidig utvikling.**

Hvilken plass ny, fornybar energi vil ha i fremtidens energisystemer er en komplisert problemstilling. Vi vil nøye oss med å peke på noen faktorer som trolig vil prege denne utviklingen:

- Valg av energikilder og -løsninger overlates i økende grad til markeder der rene økonomiske krefter råder, jfr. liberaliseringen av energimarkedene i Norge, Europa og USA.
- Globale utfordringer knyttet til utslipp av klimagasser, men også lokale og regionale miljøproblemer vil bidra til å dempe bruken av kull og olje, og øke anvendelsen av naturgass og fornybare energikilder. Om miljøutfordringene igjen vil føre til økt bruk av kjernekraft er et åpent spørsmål.
- Nasjonale myndigheter kan påvirke utviklingen gjennom skatting og politiske reformer. Det er mye som tyder på at markedsbaserte virkemidler som grønne sertifikater vil bli introdusert for å oppnå økt bruk av fornybare energikilder.
- Valg av energikilde og teknologi vil trolig bli mer knyttet til lokale energiresurser nær brukeren. Dette vil resultere i økt bruk av mange ulike teknologier og energisystemet vil få et større mangfold.
- Økte arealkostnader i mange industrialiserte land vil også gjøre det dyrere å lage arealkrevende kraftverk, raffinerier, terminaler, overføringslinjer mm. Utnyttelse av lokale energikilder gjennom desentraliserte løsninger som f.eks. bygningsintegret solenergi kan på denne bakgrunn oppnå økt konkurransedyktighet.
- Utviklingen av brenselceller skjer for en stor del som en respons på voksende miljøproblemer som biltrafikken skaper, og finner primært sted i regi av bilfabrikantene. Brenselceller kan bidra til helt nye løsninger der overskuddet av hjemme produsert hydrogen fra solceller på taket driver brenselceller i bilen og produsere strøm til nettet når bilen ikke er i bruk.

# VEDLEGG

## A: KILDEMATERIALE

### UNDERLAG FOR FLERE KAPITLER:

“Nye fornybare energikilder”; Norges forskningsråd, mars 1996; ISBN 82-12-00664-6

«New Renewable Energy - Norwegian Developments»; Norges forskningsråd, desember 1998; ISBN 82-12-01170-4

“Energi- og kraftbalansen mot 2020!; NOU 1998:11, Olje- og energidepartementet

“Energy for Tomorrow’s World – Acting Now!” World Energy Council (WEC), ISBN 1-901640-06-x, 2000

B.Sørensen: “Renewable Energy, its physics, engineering, use, environmental impacts, economy and planning aspects” second edition, ISBN 0-12-656152-4, 2000

“Renewable Energy - Power for a Sustainable Future”, Oxford University Press, ISBN 0-19-856452-x, 1996

“Experience Curves for Energy Technology Policy”, International Energy Agency (IEA), ISBN 92-64-17650-0, 2000

“World Energy Outlook 2000”, International Energy Agency (IEA) 2000, ISBN 92-64-18513-5

“Fornybar energi idag och om tio år – forskning för ett framtida energisystem”  
Energimyndighetens förlag (Sverige) ISBN 91-89184-20-3

“Vedvarende energi i Danmark En krønike om 25 opvækstår 1975-2000” OVEs Forlag (Organisasjonen for vedvarende energi), ISBN 87-87660-85-7

European Commission DG XII 1999: “ExterneE – Externalities of Energy”, Vol.10, National Implementation, EUR 18528 Luxembourg; [www.externe.jrc.es/Externe/](http://www.externe.jrc.es/Externe/)

### Kap. 1 Innledning

OED – Faktaheftet 2001 Norsk Petroleumvirksomhet

Statistisk sentralbyrå “Naturressurser og miljø 2000”

### Kap. 2 Solenergi

“Added Values of Photovoltaic Power Systems”, Report IEA – PVPS T1 – 09:2001

“A Design Handbook for Architects and Engineers”, IEA, SHC-Programme task 16, Draft 1995

### Kapittel 3: Bioenergi

“Fördomar och fakta om föredlad biobränslen”, Svensk Brikettenergi, 1995

Eiliv Sandberg: “Vår Energi”, Universitetsforlaget 1992

“Biomass & Bioenergy”, J.Coombs, D.O. Hall, R.P. Overend, W.H. Smith, IEA 1995

H. Risnes “Biomasseutnyttelse i dag og i fremtiden”, SINTEF-rapport, 1995

“Bioenergi – Miljø, teknikk og marked”, Energigården 2001

“Bioenergi og miljø”, Norsk Bioenergiforening 2001

“Faktaark nr1-5, Norsk Bioenergiforening 2001

### Kap. 4: Vindenergi

“European Wind Energy Association Conference and Exhibition” (EWEC-94), Conference Proceedings

B.T.Madsen: “Market Update”. Wind Stats Newsletter Vol 8, nr.2, 1995

### Kap. 5: Havenergi

Ross, D.: “Power from the Waves”; Oxford University Press 1995; ISBN 0 19 856 511 9

Hagerman, G.: “Wave Energy Resource and Economic Assessment for the State of Hawaii”, Report prepared for the State of Hawaii Energy Division, 1992.

Fourth European Wave Energy Conference, Aalborg University Denmark. December 2000, Proceedings

### Kap. 6: Hydrogen

“Hydrogensamfunnet – en nasjonal mulighetsstudie”, Sintef Energiforskning, 2000

Heben, M.J. og Dillon A.C, “Hydrogen Storage using Carbon Adsorbents: Past, Present and Future”, IEA Agreement on the Production and Utilization of Hydrogen, Annual Report, 1997

Maeland, A.: “The storage of Hydrogen for Vehicular Use – A Review and Reality Check”, IFE, intern report, 1999

“Hydrogen – Today and Tomorrow”, IEA Greenhouse Gas R&D Programme, 1999



# VEDLEGG

## B: OMREGNINGSFAKTORER OG BRENNVERDIER

Den internasjonale standardenheten for energi er joule (J). Ofte brukes også enheten watttime (Wh). 1 Wh = 3 600 J.

For effekt, dvs. energi pr. sekund, brukes enheten watt (W) (1 W = 1 J/s)

Når større energimengder skal beskrives er J og Wh upraktiske små enheter. Derfor brukes større enheter som tusen eller millioner som forkortes som følger:

kilo	k	= 10 <sup>3</sup>	= 1.000
mega	M	= 10 <sup>6</sup>	= 1.000.000
giga	G	= 10 <sup>9</sup>	= 1.000.000.000
tera	T	= 10 <sup>12</sup>	= 1.000.000.000.000
peta	P	= 10 <sup>15</sup>	= 1.000.000.000.000.000
exa	E	= 10 <sup>18</sup>	= 1.000.000.000.000.000.000

### Brennverdier (energiinnhold) for ulike brenslers:

	MJ	kWh
1 tce (tonn kullekvivalent)	29 300	8 140
1 toe (tonn oljeekvivalent))	42 700	11 900
1 Sm <sup>3</sup> oe (standard m <sup>3</sup> olje ekvivalenter)	40 520	11 350
1 Nm <sup>3</sup> (normal m <sup>3</sup> ) naturgass	37,3	10,4
1 fat råolje (159 liter)	5 770	1 600
1 favn ved (2,4 løs m <sup>3</sup> ) *	12 000 - 13 600	3 300 - 3 800
1 fast m <sup>3</sup> ved *	7 900 - 9 000	2 200 - 2 500
1 m <sup>3</sup> torv *	2 550 - 8 500	710 - 2 360

(\* variasjonen skyldes fuktighet i brenselet)

Eksempler	1 Wh	= 3 600 J = 3,6 kJ
	1 kWh	= 3 600 000 J = 3,6 MJ
	1 MJ	= 278 Wh = 0,28 kWh
	1 toe	= 42,7 GJ = 11,9 MWh
	1 MW	= 1 000 kW = 1 000 000 W

# VEDLEGG

## C: NYTTIGE ADRESSER:

### Norges forskningsråd

Postboks 2700 St.Hanshaugen  
Stensberggt. 26, 0131 Oslo  
tlf. 22 03 70 00 fax: 22 03 70 01  
www.forskningsradet.no

### Norges Vassdrags- og energidirektorat (NVE)

Postb. 5091 Majorstua  
Middelthunsgt. 29, 0301 Oslo  
tlf. 22 95 95 95 fax: 22 95 90 00  
www.nve.no / www.enoknorge.no

### Enova SF

Innherredsveien 7  
7014 Trondheim  
www.enova.no

### Opplysningskontoret for energi og miljø AS

Postboks 6734, Rodeløkka  
Dælenenggaten 20, 0503 OSLO  
tlf: 22 80 50 00 fax: 22 80 50 50  
www.ofem.no

### Norsk Solenergiforening

c/o IFE Energisystemer  
Postboks 40, 2027 Kjeller  
tlf 63 80 62 33 fax: 63 81 29 05  
www.solenergi.no

### Norsk Bioenergiforening (Nobio)

Wergelandsveien 23B, 0167 Oslo  
tlf 23 36 58 70 fax: 23 36 58 79  
www.nobio.no

### Norsk Vindkraft Forum

Postboks 34  
6571 Smøla  
tlf. 415 52 731  
www.vindkraft.no

### Norsk Hydrogenforum

Gooseveien 36, 4876 Grimstad  
tlf.: 37 25 31 37 fax: 37 25 30 01  
www.hydrogen.no

### CADDET - Renewable Energy

c/o KanEnergi AS  
Bærumsveien 473  
1351 Rud  
tlf.: 6715 3850 fax: 6715 0250  
www.caddet-re.org



**Norges  
vassdrags- og  
energidirektorat**

Postboks 5091 Majorstua, 0301 Oslo  
Telefon: 22 95 95 95  
[www.nve.no](http://www.nve.no)



**Norges  
forskningsråd**

Postboks 2700 St. Hanshaugen, 0131 Oslo  
Telefon: 22 03 70 00  
[www.forskningsradet.no](http://www.forskningsradet.no)



Trykket på klorfritt papir