

Kostnader ved produksjon av kraft og varme i 1999

1
2000

H Å N D B O K



Kostnader for produksjon av kraft og varme

Norges vassdrags- og energidirektorat

1999

Håndbok nr 1/2000

Kostnader for produksjon av kraft og varme

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat

Redaktør: Knut Hofstad

Trykk: NVEs hustrykkeri

Opplag: 3/100

Vindturbin: Steinar Johansen, Varmeledninger: Arne Danielsen,
Minikraftverk: NVE, Gassturbin: Solar Turbines, Kraftledning:
Forsidefoto: NVE

ISBN: 82-410-0399-4

Emneord: Kostnader kraft- og varmeverksprosjekter/
Cost of power and heat production plant schemes

Norges vassdrags- og energidirektorat

Middelthuns gate 29

Postboks 5091 Majorstua

0301 OSLO

Telefon: 22 95 95 95

Telefaks: 22 95 90 00

Internett: www.nve.no

Innhold

Sammendrag	5
1. INNLEDNING	6
2. ALLMENT OM KOSTNADSTALL FOR ENERGIPROSJEKTER	7
2.1 Kostnadspostene	7
2.2 Forutsetninger og parametre	7
2.3 Brenselpriser	7
2.4 Miljø- og energiavgifter	10
3. VANNKRAFT	11
3.1 Vannkraftpotensialet	11
3.1.1 Mikro- og minikraftverk	12
3.1.2 Opprusting og utvidelse	14
3.2 Kostnader	16
3.3 Kostnadsutviklingen for et middels norsk vannkraftverk	17
4. ENERGIVERK	18
4.1 Varmekraft	18
4.1.1 Gassturbinverk	21
4.1.2 Gassfyrte kombinerte anlegg	22
4.1.3 Kullfyrte kondenskraftverk	24
4.1.4 Kjernekraft	25
4.2 Desentralisert kraftvarmeproduksjon	27
4.2.1 Gassturbin med avgasskjel	29
4.2.2 Gassmotor med avgasskjel og kjølevannsutnyttelse	29
4.2.3 Industrielt mottryksanlegg	30
4.3 Varmesentraler og vannbasert oppvarming	31
4.4 Brukstil, tilgjengelighet, reguleringssegenskaper	33
4.5 Produksjonskostnad	34
4.6 Kostnadsutvikling for varmekraft og varmesentraler	38
4.7 Miljøforhold og brenseldata ved varmekraftproduksjon	39
4.8 Kullforgassing	40

5. ENERGIDISTRIBUSJON	42
Eldistribusjon.....	42
5.2 Varmedistribusjon.....	47
5.3 Gassdistribusjon.....	49
6. NYE FORNYBARE ENERGIKILDER	50
6.1 Generelt	50
6.2 Vindenergi	51
6.2.1 <i>Kostnader</i>	53
6.3 Bioenergi	54
6.4 Solenergi	55
<i>Datagrunnlaget</i>	55
6.4.2 <i>Utnyttelse av solenergi</i>	56
6.5 Andre nye fornybare energikilder – utnyttelsesmuligheter	59
6.5.1 <i>Bølgeenergi</i>	59
6.5.2 <i>Tidevannskraftverk</i>	60
6.5.3 <i>Mulig utnyttelse av havstrømmer</i>	60
6.5.4 <i>Geotermisk energi</i>	61
6.6 Varmepumper	61
6.6.1 <i>Grunnvann</i>	62
6.6.2 <i>Sjøvann</i>	62
Referanser	63
Figur- og tabelliste	65

Sammendrag

Energiavdelingen i NVE legger med dette frem en oppdatert versjon av rapport om kostnader for kraftverksprosjekter. Kostnadene er nå referert til januar 1999. Forrige kostnadsrapport kom ut i januar 1997 med kostnadstall referert januar 1996.

Rapporten gir spesifikke utbyggings- og driftskostnader for kraftverkstyper som kan bli aktuelle i det norske kraftsystemet i de nærmeste årene eller som kan ha interesse som referansegrunnlag for kraftsystemet. I tillegg gis det typiske anslag for investeringskostnader for enkelte typer kraftlinjer og kabelanlegg og teknologier for nye fornybare energikilder. Denne utgaven er utvidet med kostnadstall for alternative energidistribusjonssystemer som fjernvarme og gassdistribusjon.

Som forvaltningsetat og konsesjonsmyndighet på energiområdet er NVE interessert i at rapportens innhold gjøres kjent blant kraftverksutbyggere, beslutningstakere på området og energimyndigheter. Rapporten gis derfor ut som en håndbok som er tilgjengelig ved henvendelse til NVE – Biblioteket.

ABSTRACT

The Norwegian Water Resources and Energy Directorate's Energy Department have updated cost of power plant schemes. The costs are referred to January 1999.

The report gives specific development and operating costs of different types of power plant schemes that are either expected to be implemented within the

next few years, or may be of interest as a reference for the Norwegian power system. Some typical unit costs of particular power transmission lines and cables and technologies for new renewable sources are also given.

1. INNLEDNING

Rapporten er en oppdatering av kostnadstall for produksjon av vannkraft, varmekraft, fjernvarme diverse kraft- og varmeoverføringsanlegg og teknologier for utnytting av nye fornybare energikilder. Kostnadstallene er referert til januar 1999. Forrige kostnadsrapport kom ut i januar 1997, med januar 1996 som referanse pengeverdi.

Formålet med disse periodevise kostnadsrapporter er å gi en løpende over-

sikt over kostnadsutviklingen og oppdatere konkurranseforholdet mellom vannkraft, varmekraft og nye fornybare energikilder.

Arbeidet med rapporten er utført av et arbeidsutvalg innen NVE, med bidrag fra Kjelforeningen - Norsk Energi (KNE). Bidragsyterne har vært som følger:

- | | |
|--------------------|--|
| • Jan Sandviknes | Kap. 2.3 Brenselpriser, Kap. 4 Varmekraft, Kap. 5.2/5.3 Varme/Gassdistribusjon |
| • Kjell Thorsen | Kap. 2.4 Miljø- og energiavgifter |
| • Jan Slapgård | Kap. 3 Vannkraft |
| • Frode Trengereid | Kap. 5.1 Eldistribusjon |
| • Knut Hofstad | Kap. 6 Nye fornybare energikilder |
| • Thore Jarlset | Simuleringsberegninger, databehandling |

Utbyggingskostnadene for et midlere norsk vannkraftverk anslås å ha steget med nominelt 6% i perioden 1996-1999.

Varmekraft er representert ved alternativene gassturbinverk, gassfyrte kombinerte anlegg, industriell kraftproduksjon, kullfyrte kondenskraftverk og kjernekraftverk. Forgassingsanlegg for kull er også omtalt. Det er beskrevet hvordan totalvirkningsgraden for brenselutnyttelsen vil endres ved kombinert varme- og elektrisitetssleveranse.

Som vist i figur 4.6-1 har de spesifikke kostnader for varmekraftverk hatt en merkbar stigning i perioden 1992-1994, mens det i siste periode (1994-1999) ikke har vært noen påvisbar stigning i kostnadstallene. Utviklingen når det gjelder teknologi og kostnader

for store kombinerte anlegg forutsettes fulgt opp nærmere i senere oppdateringsrapporter ved innhenting av budsjettpriser på nøkkelferdige anlegg m.v.

Produksjonskostnaden [øre/kWh] for varmekraft angis med brukstid og brenselpris som parameter. Framtidig brenselpris bestemmer i stor grad den framtidige produksjonskostnad for grunnlastdrevne verk. Framtidig brenselpris er vanskelig å bedømme og kan bare angis med stor usikkerhet.

Kostnadstallene for varmekraft i denne rapport må betraktes som en generell referanse, gjeldende for de bestemte forutsetninger som er brukt. For mer konkrete beslutninger må nøyere studier og analyser omkring de enkelte prosjekt legges til grunn.

2. ALLMENT OM KOSTNADS-TALL FOR ENERGI-PROSJEKTER

2.1 Kostnadspostene

For vannkraftverk som grupperes i økonomiklasser, angis utbyggingskostnadene som investering i øre/kWh midlere årsproduksjon (tabell 3-1). Produksjonskostnadene for midlere årsproduksjon er satt lik kapitalkostnadene tillagt årlige driftskostnader. De årlige driftskostnadene er satt lik 1% av utbyggingskostnadene, eksklusive finansieringskostnader.

For varmekraft angis anleggskostnadene som NOK/kW installert effekt.

Produksjonskostnaden for varmekraft, uten hensyn til systeminnpassing, kan beregnes ut fra angitte tall for:

- Kapitalkostnader [NOK/kW_{el}/år]
- Faste driftskost. [NOK/kW_{el}/år]
- Driftsavhengige kostnader, ekskl. brensel [øre/kWh_{el}]
- Brenselkostnad, inkl eventuelle miljøavgifter [øre/kWh_{el}]

2.2 Forutsetninger og parametre

De vesentligste forutsetninger og parametre som er lagt til grunn er som følger:

Kostnadene er regnet i faste kroner, pengeverdi januar 1999.

Byggetidsrenten er beregnet ved å anta like stor investering i midten av hvert år i byggetiden.

Byggetiden:

For **Vannkraftverk** antas en byggetid for hvert enkelt prosjekt.

Varmekraftverk antas å ha følgende byggetider:

- Gassturb.verk, 1×150 MW 2 år
- Gassfyr kombinert anlegg 3 år
- Kullfyr kondenskraftverk 5 år
- Kjernekraftverk 7 år

Kalkulasjonsrente (realrente) er satt til 7%, alternativt 5% p.a.

Økonomisk levetid, for:

- vannkraftverk 40 år
- varmekraftverk 25 år
- kjernekraftverk 40 år

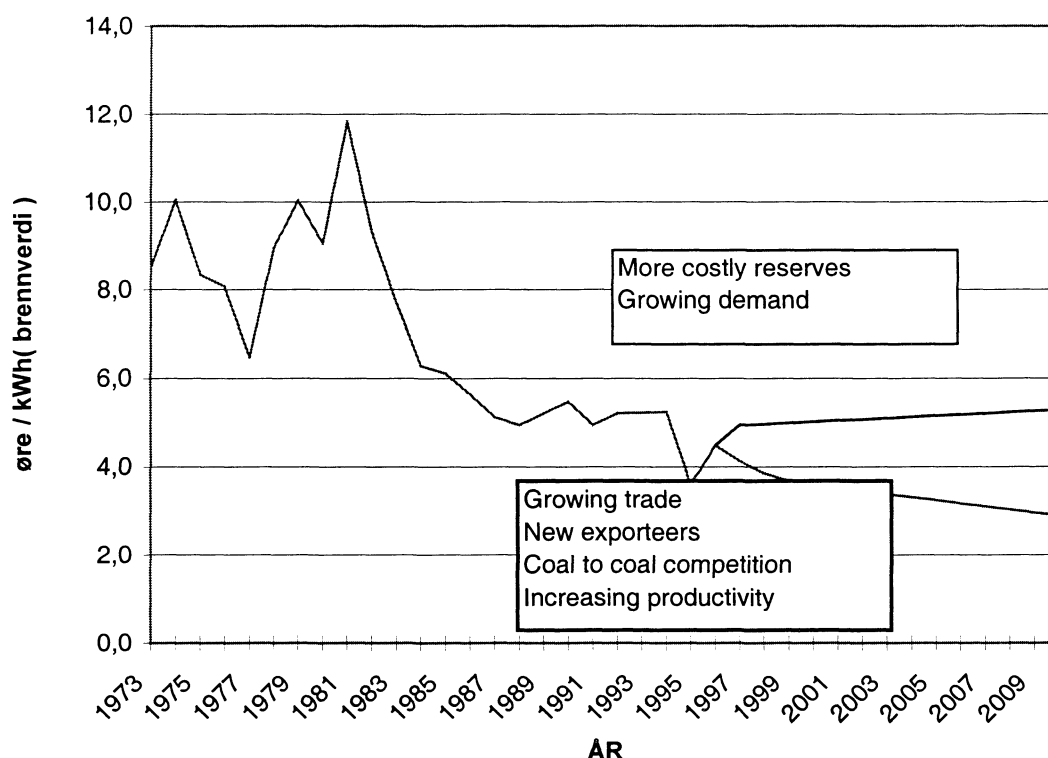
Investeringsavgift er 7% i henhold til gjeldende bestemmelser. Avgiftsgrunnlaget er redusert med de avgiftsfritak som gjelder for en byggherre. Reduksjonen blir noe større for vannkraft enn for varmekraft på grunn av større andel bygningsarbeider som er forutsatt utført av byggherren. Det er antatt ca 80% av full avgift for vannkraft, ca 85% for varmekraft.

Miljølempen utover det som kommer med i kostnadstallene inngår ikke.

2.3 Brenselpriser

Hovedforsyningen av elektrisitet i Verden og Europa vil være basert på kull, kjernebrensel og naturgass.

Naturgasspriser er i denne utredning forutsatt å ligge mellom 40 og 70 øre/Sm³, tilsvarende 3,5 og 6,0 øre/kWh levert storforbruker nær ilandføringsstedet i Norge (1 Sm³ = 11,6 kWh_v). For naturgass som benyttes i boliger, industri eller mindre kogenereringsanlegg vil prisen tilsvare



Figur 2-1 Historisk og fremtidig kullpris levert verk (7 kr/\$ - 7800 kWh/tonn)

pris på alternativ energi som lettolje eller propan, dvs. ca 200 øre/Sm³.

I figur 2-1 er det etter CAMINUS Energy vist historisk og antatt fremtidig utvikling av kullpriser.

Kullprisene vil variere sterkt innen forskjellige regioner, med lave priser i USA og høye priser i Frankrike, Italia og Spania. I IEA rapport Project Costs of Generating Electricity – Update 1998 [2-1] er det for Danmark og Finland angitt følgende priser levert verk (jf tabell 2-1).

Land \ År	1996	2005	2015
Danmark	4,3	5,6	5,6
Finland	3,9	3,9	3,9

Tabell 2-1 Kullpriser [øre/kWh] levert verk

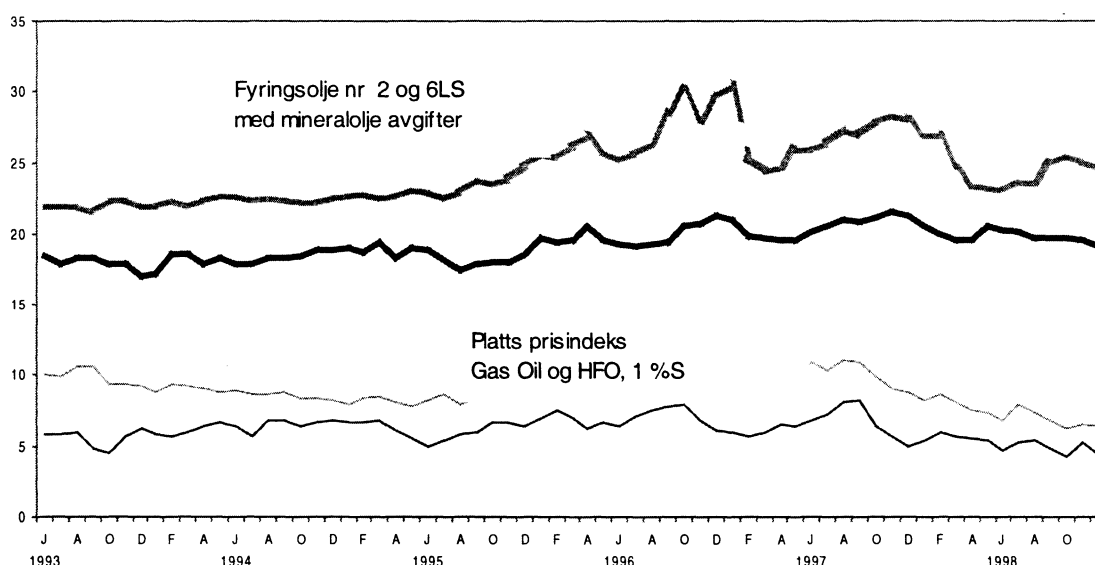
Prisforskjellen mellom Danmark og Finland gjenspeiler handelsavtaler og andre forhold. Vi har i denne utredning foretatt kalkulasjonene med to

kullpriser på henholdsvis 4,2 og 10,0 øre/kWh. Den laveste prisen tilsvarer 50 US\$ per tonn, mens en for den høyeste har tillagt norske CO₂ avgifter på 460 kr per tonn.

Olje blir i liten grad benyttet som energikilde i den alminnelige elforsyning, men er aktuell i industriell kraftproduksjon og topplastverk. I figur 2-2 er det vist den historiske variasjon i pris for lettolje (Gas Oil) og tungolje, HFO (Heavy fuel oil), etter Platt's prisindeks. På diagrammet er også vist norske listepriser for fyringsolje nr 2¹ og nr 6LS² levert i kvanta på 4000 l med tankbil i 0-sone. Disse priser omfatter også mineraloljeavgifter. Oljepris til storkunde vil ligge vesentlig under disse priser.

¹ Fyringsolje nr 2 tilsvarer Gas Oil

² 6LS er fyringsolje nr 6 med lavt svovelinnhold tilsvarer omtrent HFO, <1% S

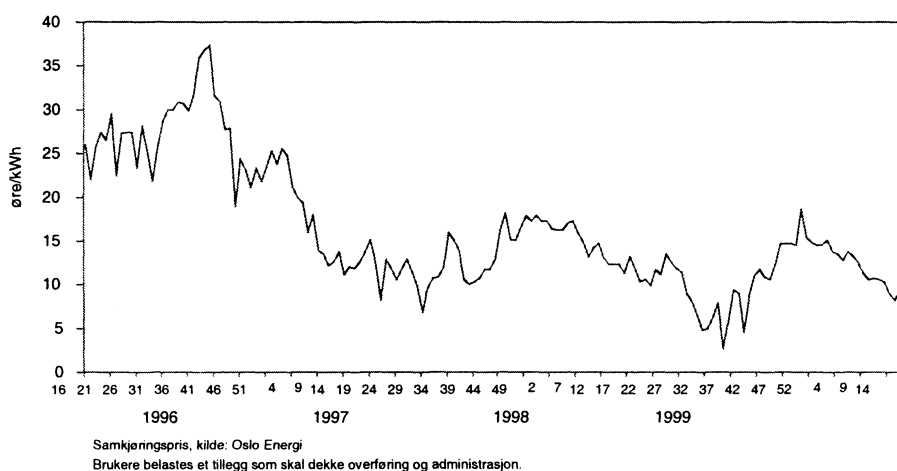


Figur 2-2 Historisk variasjon i norske listepriser for oljer og Platt's prisindeks for Gas Oil og HFO, 1%S

I Norge er en stor del av oppvarmingsbehovet basert på elektrisitet.

Elektrisitetsprisene vil variere med forbrukerstørrelse, årstid og forbruks-type og varierer i dag stort sett mellom 20 og 10 øre/kWh eks avgift. I tillegg kommer nettkostnader som vil variere mellom 4 og 30 øre/kWh avhengig av forbruk og nettnivå. I fig. 2-3 er det vist variasjon i ukemidlede spotpriser på elektrisitet de siste år.

Listeprisene for olje i figur 2-2 er inklusiv transportkostnader. Elprisene i figur 2-3 er eksklusiv nettkostnader.



Figur 2-3 Historisk variasjon i ukemidlede spotpriser på elektrisitet

2.4 Miljø- og energiavgifter

Avgifter som legges på produksjon eller bruk av ulike energislag, kan være begrunnet ut fra fiskale eller miljømessige hensyn. Uansett begrunnelse innebærer de økte kostnader for brukerne. I det følgende gis en kortfattet oversikt over avgiftsordningene knyttet til energibruk i Norge gjeldende for år 2000. Det er imidlertid verdt å merke seg at det på energiområdet også er en rekke særordninger med hensyn til skattlegging av inntekt, eiendom og formue (gjelder for vannkraftverk), fritaksordninger for investeringsavgift og merverdiavgift, samt subsidie- og støtteordninger som kan oppfattes som negative avgifter. Slike ordninger er ikke omtalt her.

Elektrisitet

Det er en forbruksavgift på elektrisk kraft på 8,56 øre/kWh. Avgift oppkreves ikke for industri, bergverk og veksthusnæringen. Likeså er det etter nærmere regler bl.a. avgiftsfritak for kraft som er produsert i energigjenvinningsanlegg, mottrykksanlegg eller i aggregat med generator som har mindre merkeytelse enn 100 kVA. Brukere i Finnmark og Nord-Troms betaler ikke avgift.

(Vindkraftprodusenter mottar produksjonsstøtte som er lik halvparten av nivået på forbruksavgiften på elektrisitet.)

Kull og koks

Det er en CO₂-avgift på 47 øre/kg for kull og koks m.v. Det er avgiftsfritak for kull og koks som brukes som reduksjonsmiddel eller råvare i industrielle prosesser, og for bruk ved fremstilling av klinker i forbindelse med sementproduksjon og løs leca.

For SO₂-utlipp fra bruk av kull og koks m.v. er det en svovelavgift på 3 kr. per kg SO₂. Svovelavgiften kan reduseres blant annet dersom utslippet til atmosfæren er mindre enn det som svovelinnholdet i de benyttede produkter skulle tilsi.

Fyringsoljer

Det er med virkning fra 1.1.2000 innført en ny grunnavgift på fyringsolje på 19 øre/liter.

CO₂-avgiften er på 47 øre/liter for mineraloljer. Treforedlings-, silde- og fiskemelindustrien betaler halv CO₂-avgift.

Svovelavgiften for mineraloljer er 7 øre/liter for hver påbegynt 0,25 % vektandel svovel i olje som inneholder over 0,05 % vektandel svovel. For mineralolje som kommer inn under ordningen for redusert sats er denne 1,3 øre/liter for hver påbegynt 0,25 % vektandel svovel. Svovelavgiften kan reduseres dersom utslippet til atmosfæren blir mindre enn det som svovelinnholdet i oljen skulle tilsi.

For fyringsolje 1 og 2 som pålegges fulle avgifter, blir samlet avgift 73 øre/liter - for lavsvovlet tungolje (1 % S) 94 øre/liter.

Mineralolje som nyttes som råstoff i industriell virksomhet er fritatt for avgift.

Gass

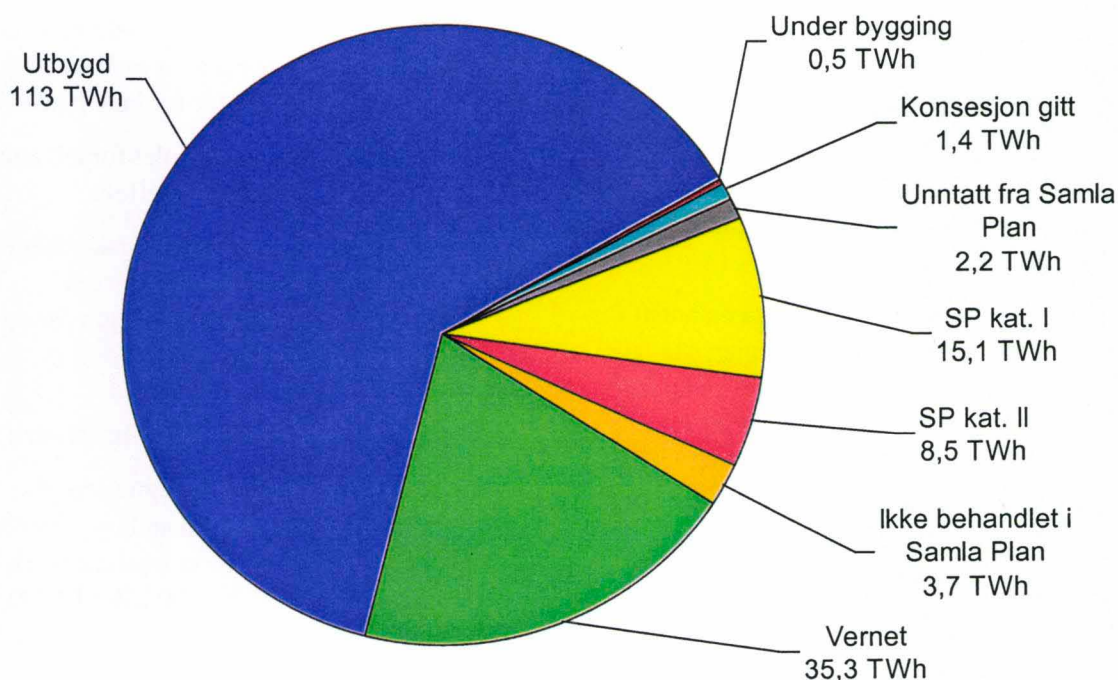
Det er ingen avgift på innenlandsk bruk av naturgass, LNG eller LPG.

3. VANNKRAFT

3.1 Vannkraft-potensialet

Anslagene over økonomisk nyttbar vannkraft er situasjons- og tidsbestemt. Faktorer som spiller inn er den tekniske utvikling, prisutviklingen på elektrisitet, kostnadsutviklingen for alternative genereringsformer,

Det totale norske potensialet for utbygging av vannfallsenergi til elektrisitetsproduksjon er anslått til 179,6 TWh produksjonsevne (el) i midlere vannår. Dette er ment å gjelde for hva som er teknisk/økonomisk nyttbart innenfor de rammer som er gitt. Av dette er 113,0 TWh bygd ut per 01.01.99, og 35,3 TWh er vernet



Figur 3-1 Vannkraftpotensialet per 01.01.99. Midlere årsproduksjon i TWh (tilsigsperiode 1931-90)

endringer i kalkulasjonsrenten, samt bedring i topografisk og hydrologisk grunnlagsmateriale m.v.

Ved elektrisitetsproduksjon antas at gjennomsnittlig 14% av den primære vannfallsenergien går tapt i vannveier og aggregatene. Størrelsen av falltapet i vannveiene vil imidlertid variere med type vannvei og lengden på vannveien.

mot utbygging. De resterende 31,3 TWh er summen av konkrete prosjekter, representert ved det produksjonspotensialet som til enhver tid vurderes som mest realiserbart.

Nyttbar vannkraft er delt i stadiene: Utbygd, under bygging, konsesjon gitt, unntatt fra Samlet plan for vassdrag (SP), SP-kategori I, SP-kategori II, ikke behandlet i SP og vernet.

Fordelingen av vannkraftpotensialet framgår av figur 3-1. Tabell 3-2 viser den fylkesvise fordeling av disse potensialene.

Potensialet bygger på registrerte prosjekter gjennom bl.a. arbeidet med SP, dvs prosjekter med en installert effekt større enn 1 MW eller en midlere årlig produksjon større enn 5 GWh.

Landets gjenværende vannkraft-potensial er delt opp i 6 økonomi- klasser [3-1]. De beregningsmessige kriterier for økonomiklassene er:

- Utbyggingskostnad i øre/kWh
- Produksjonens fordeling på sommer og vinter

De økonomisk sett beste prosjektene kommer i økonomiklasse 1, og de dårligste i klasse 6.

Dersom en går ut fra en antatt for- deling av produksjonen på sommer/vinter på 1/3 - 2/3, blir grensene for de forskjellige økonomiklasser som vist i tabell 3-1. Produksjonspotensialet som er angitt i tabellen er lik gjenværende vannkraft minus vernede vassdrag og vassdrag under utbygging.

Øko- nomi- klasse	Utbyggings- kostnad ¹⁾ [øre/kWh]	Prod. potensial [GWh/år]
1	0 - 204	3.751,3
2	204 - 274	7.520,3
3	274 - 339	7.901,8
4	339 - 406	7.840,3
5	406 - 477	2.464,1
6	477 -	1.833,0
Sum		31.310,7

¹⁾Midlere utbyggingskost. med produksjons- fordeling 1/3 sommer og 2/3 vinter.

Tabell 3-1 Produksjonspotensial og utbyggingskostnad per 01.01.99 for forskjellige økonomiklasser [3-1]

Grensen for hva som i dag betraktes som samfunnsøkonomisk lønnsomt ligger rundt 3 kr/kWh.

Tabell 3-2 viser fylkesvis fordeling av vannkraftpotensialet med angivelse av utbyggingsstadier.

Gjenværende vannkraft fordelt på økonomiklasser er vist i tabell 3-3. Sumtallene i tabell 3-3 avviker noe fra tabell 3-2. Dette skyldes at produk- sjonsverdiene i tabell 3-2 er oppdatert til tilsigsperioden 1931-90 med en nøkkel basert på tilsigsendringer i hvert enkelt fylke, mens tallene i tabell 3-3 er oppskalert med en gjennomsnittsfaktor for hele landet.

I tabell 3-4 er potensialet fordelt etter størrelsen på installert effekt.

Figur 3-2 viser utbyggingskostnaden for midlere årsproduksjon som funksjon av vinterproduksjon for de 6 økonomiklassene.

3.1.1 Mikro- og minikraftverk

Mikrokraftverk er betegnelsen på kraftstasjoner med installasjon mindre enn 100 kW, mens et minikraftverk har installasjon fra 100 kW til 1000 kW.

Mikro- og minikraftverk er unntatt investeringsavgift på lik linje med fjernvarmeanlegg, tidevannsanlegg, bioenergianlegg, varmepumper og vindkraftanlegg.

Potensialet for kraftverk mindre enn 1000 kW (1 MW) er ikke grundig registrert, men kan anslås til å ligge et sted mellom 5 og 10 TWh avhengig av hvilke kriterier som legges til grunn. Det er imidlertid ønskelig å skaffe seg en slik oversikt både for vurdering av hvor stort bidrag som kan komme fra denne energikilden og for en sammenligning med andre enrgikilder som for eksempel vindkraft.

FYLKE	UNDER BYG- GING	KONSE- SJON GITT	KONSE- SJON SØKT	FOR- HÅNDS MELDT	REST	VERNET	UTBYGD	SUM
ØSTFOLD						20,1	4162,9	4183,0
AKERSHUS						74,5	904,0	978,5
OSLO							19,6	19,6
HEDMARK		23,0	42,9		995,5	2667,5	2295,3	6024,2
OPPLAND	45,8	6,8	1005,0		2686,0	3486,2	5552,4	12782,3
BUSKERUD			19,8		1372,9	982,7	8975,7	11351,1
VESTFOLD		39,2			166,8		13,1	219,1
TELEMARK		26,8		103,0	900,1	664,9	12130,6	13825,5
AUST-AGDER			188,4	39,4	1309,7	325,9	4376,0	6239,4
VEST-AGDER		24,6	163,8	127,7	769,0	748,2	8541,2	10374,6
ROGALAND	124,8	7,1	296,9	1613,5	1448,8	1147,6	9934,2	14572,9
HORDALAND		151,4	217,2	122,9	2532,4	6735,6	14576,0	24335,5
SOGN OG FJORDANE	17,4	40,2	738,8	289,8	2741,9	5272,9	11926,9	21027,9
MØRE OG ROMSDAL	160,7	36,0	30,1		1580,8	3247,9	5341,4	10396,9
SØR- TRØNDELAG			184,3	38,3	719,8	1410,9	3998,0	6351,3
NORD- TRØNDELAG				149,4	959,9	1946,4	2793,8	5849,5
NORDLAND	108,3	1091,3	78,5	435,6	4285,0	3542,4	13636,0	23177,1
TROMS			22,6		684,1	1894,8	2431,3	5032,7
FINNMARK			18,5		328,1	1152,7	1406,7	2906,0
HELE LANDET	457,1	1446,4	3006,9	2919,7	23480,6	35321,3	113015,1	179647,1

Tabell 3-2 Fylkesvis fordeling av vannkraftpotensialet i GWh^{*)} med angivelse av utbyggingsstadier per 01.01.99

**) Midlere årsproduksjon er referert tilsigsperioden 1931-90*

NVE har utarbeidet en veileder for bygging av mikro- og minikraftverk. Veilederen inneholder beskrivelse av hvordan man kan foreta en grov produksjonsberegning, forholdet til lovverket, lønnsomhetsberegninger og noe om teknisk utforming. Veilederen er ment som hjelp til sondering av mulighetene for å bygge kraftverk av denne typen og til den aller første planleggingen.

Veilederen fås ved henvendelse til forværelset ved Energiavdelingen i NVE.

	ØKONOMIKLASSE						
	1	2	3	4	5	6	SUM
UNDER BYGGING	250,6	160,7	45,8	0,0	0,0	0,0	457,1
KONSESJON GITT	0,0	234,7	241,8	420,3	55,3	494,4	1446,5
UNNTATT FRA SP	164,1	414,0	832,4	660,8	58,2	28,0	2157,5
SAMLET PLAN KAT I	1846,2	3590,2	4366,8	4299,0	826,1	125,9	15054,2
SAMLET PLAN KAT II	508,2	1621,2	2028,4	1963,5	1199,7	1158,8	8479,8
IKKE BEHANDLET I SP	982,2	1499,5	386,5	496,6	324,7	26,0	3715,5
SUM	3751,3	7520,3	7901,7	7840,2	2464,0	1833,1	31310,6

Tabell 3-3 Total gjenværende utbyggbar vannkraft i GWh^{*)} fordelt på økonomiklasser

**) Midlere årsproduksjon er pr.01.01.99 referert tilsigsperioden 1931-90*

3.1.2 Opprusting og utvidelse

Opprusting og utvidelse av vannkraftverk er tiltak som gir samfunnsøkonomisk bedre utnyttelse av vannfall hvorav en vesentlig del er utbygd tidligere. Slike tiltak som krever tillatelse etter vassdrags- eller vassdragsreguleringsloven, benevnes utvidelser. Dersom tiltaket bare krever tillatelse etter energiloven, benevnes tiltaket som opprusting.

Opprusting begrenser seg stort sett til å redusere falltap blant annet gjennom å utvide tverrsnittet i eksisterende vannveier og videre til teknisk modernisering og automatisering av kraftverkene for å øke den totale virkningsgraden, redusere driftsutgiftene og

forbedre driftssikkerheten.

Utvidelser derimot, vil kunne medføre omfattende tiltak som å overføre vann fra nabonedbørfelt, øke eksisterende eller etablere nye reguleringsmagasiner, eller å øke fallhøyder ved å heve overvann og senke undervann eventuelt i forbindelse med å øke maskininstallasjonen og kraftverkenes slukeevne.

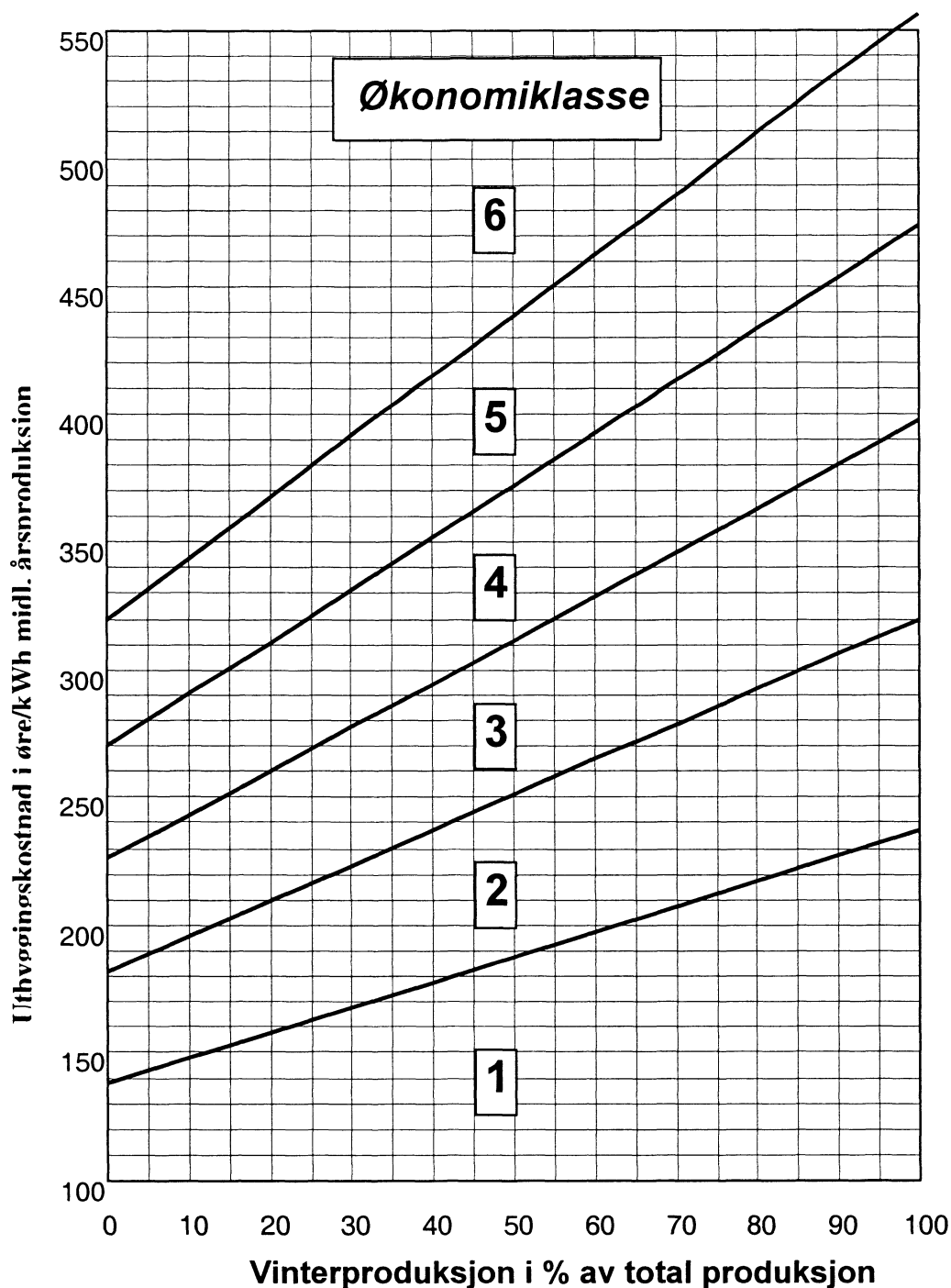
Mens opprustingsprosjektene kan realiseres uavhengig av Samlet plan, må utvidelsesprosjektene avklares i forhold til Samlet plan som et hvilket som helst annet vannkraftprosjekt.

I NVEs ressuroversikt er det inkludert et opprustings- og utvidelsespotensial på 11,1 TWh. Dette er prosjekter planlagt i vassdrag som allerede er berørt av vannkraftutbygging, og som forut-

	ØKONOMIKLASSE						
	1	2	3	4	5	6	SUM
0 - 5 MW	420,9	786,0	721,6	459,2	345,3	33,7	2767,7
5 - 10 MW	89,1	352,8	689,0	574,0	273,0	28,0	2005,9
> 10 MW	1750,9	3260,8	4076,3	4346,8	321,3	586,6	14342,7
SUM	2260,9	4399,6	5486,8	5380,1	939,6	648,2	19115,3

Tabell 3-4 Gjenværende vannkraft i GWh^{*)} begrenset til prosjekter under bygging, konsesjon gitt, SP kategori I eller unntatt SP, fordelt etter økonomiklasse og størrelse på installert effekt

**) Midlere årsproduksjon er pr. 01.01.99 referert tilsigsperioden 1931-90*



Figur 3-2 Økonomiklassifisering av gjenværende nyttbar vannkraft per 01.01.1999

setter nye inngrep i vassdraget.

I tillegg er det mulig å utnytte ressursene bedre i utbygde kraftverk ved rene opprustingstiltak av forskjellig slag. Dette potensialet er ikke med i NVEs ressursoversikt, men et realistisk anslag på slike

effektiviseringstiltak er ca 3,5 TWh, fordelt på 1 TWh for redusering av tap i vannvei, 2 TWh ved opprusting av turbinparken og 0,5 TWh ved omvikling/utskifting av generatorer.

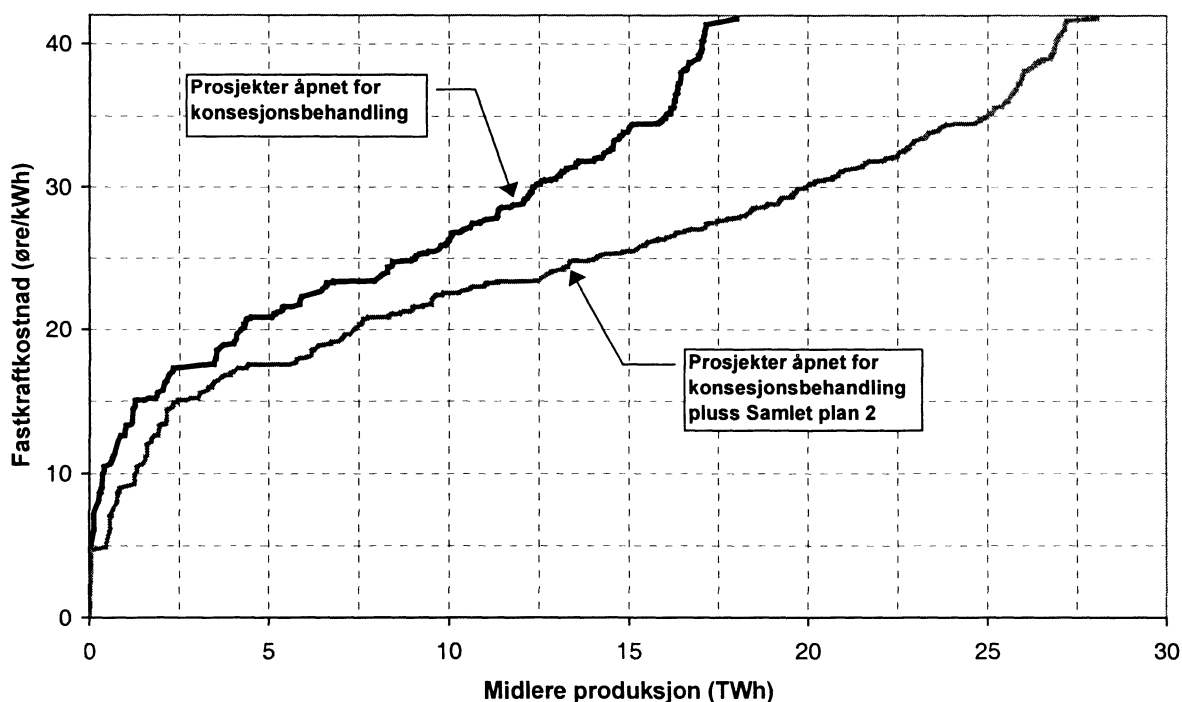
3.2 Kostnader

NVE har i forbindelse med Samlet plan (SP) utarbeidet et kostnadsgrunnlag for vannkraftanlegg, som angir grunnlag for beregning av gjennomsnittlig påregnelige entreprenørutgifter (bygningmessige arbeider) og leverandørkostnader (mekanisk og elektrisk utstyr). Kostnadsgrunnlaget er egnet for å kostnadsberegne anleggsdeler på et tidlig stadium i planleggingen. Grunnlaget er ikke ment å være et verktøy/hjelpemiddel under prosjektering til for eksempel optimalisering og valg av konstruksjonstyper. Omkostningene vil avhenge av en rekke forhold som kan variere fra anlegg til anlegg. Dette gjelder særlig bygningmessige arbeider. Kostnadsgrunnlaget er sist oppdatert til kostnadsnivå 01.01.95. NVE utarbeider årlig en kostnadsindeks for oppdatering til dagens kostnadsnivå.

Driftskostnader ved et vannkraftanlegg varierer avhengig av anleggets alder, størrelse og kompleksitet. Ved nytteverdiregninger for nye anlegg anslår NVE de årlige driftskostnadene til 1 % av investeringen.

Gjenværende vannkraftprosjekter som det er adgang til å søke konsesjon for, kan rangeres etter stigende kostnad som vist i figur 3-3. Vannkraftprosjektene inngår slik de er skissert i SP. Forut for eventuell konsesjonssøknad vil prosjektene nødvendigvis bli grundigere gjennomgått. Herunder vil prosjektene kunne endres, og både produksjonsmengde og kostnader kan da bli endret for det aktuelle prosjektet.

I figuren er prosjektene kostnadsberegnet på annuitetsform med 40 års økonomisk levetid og en kalkulasjonsrente lik 7%.



Figur 3-3 Tiggengelig vannkraftpotensial som funksjon av fastkraftkostnad per 01.01.1999

3.3 Kostnads- utviklingen for et middels norsk vannkraftverk

Kostnadsutviklingen for et midlere norsk vannkraftverk i perioden januar 1996 til januar 1999 er vurdert. Som referanse er det her antatt et høytrykksanlegg med stor andel tunnelarbeider og normal maskininstallasjon, dvs. brukstid ca 4.000 timer/år. Det antas en kostnadsfordeling for et slikt referanseverk som følger:

- Entreprenørarbeider 75%
- Maskintekniske install. 12%
- Elektrotekniske install. 13%
- Sum 100%

Byggherrens ytelser inngår med en viss andel på hver post.

NVEs kostnadsgrunnlag for vannkraftanlegg, publikasjon 19/95, ble sist oppdatert til kostnadsnivå 01.01.95. Kostnadsutviklingen fra 1995 til 1999 er undersøkt i samråd med konsulent-

firmaene Statkraft Engineering og Norconsult, som også utførte siste oppdatering av kostnadsgrunnlaget. NVE har på denne bakgrunn utført arbeidet en kostnadsindeks for bygningsmessige, maskintekniske og elektrotekniske arbeider.

Kostnadsutviklingen [%] fra 01.01.96

Type arbeid	1996	1997	1998	Totalt
Bygningsmessige	2,7	2,5	2,5	7,8
Elektrotekniske	0,8	1,0	1,0	2,8
Maskintekniske	0,8	1,0	1,0	2,8

til 01.01.99 er beregnet som nedenfor:

Den samlede nominelle kostnadsstigningen [%] for et midlere høytrykks vannkraftverk blir da

1996	1997	1998	Totalt
2,2	2,0	2,0	6

Figur 3-4 viser kostnadsutviklingen for vannkraftverk i perioden 01.01.1982 - 01.01.1999. Januar 1982 er satt lik 100.

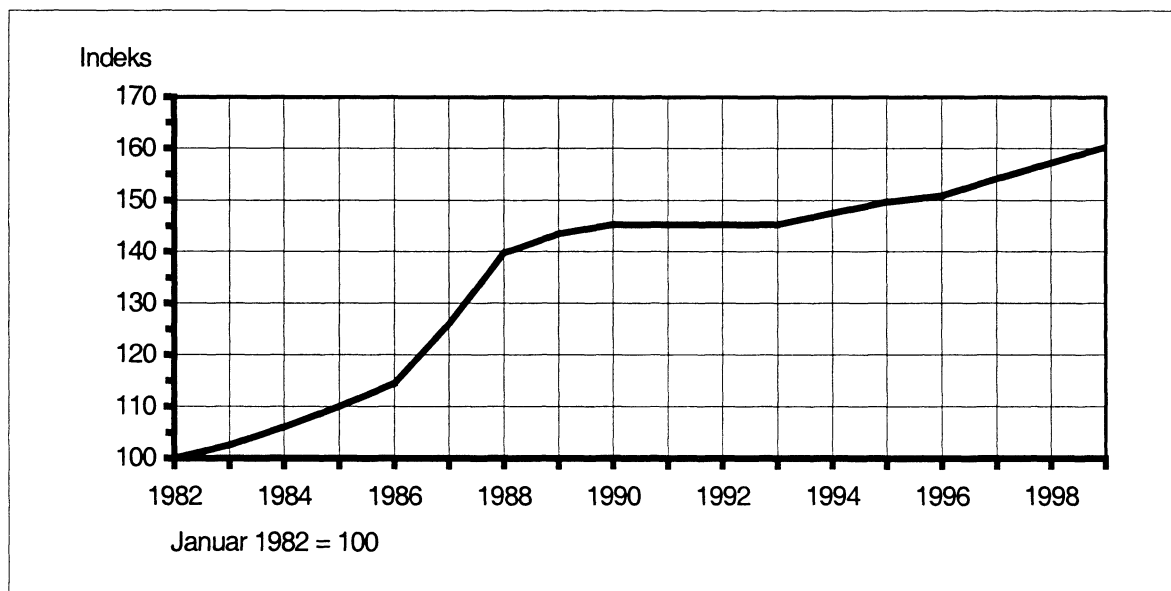


Fig 3-4 Kostnadsutvikling for vannkraftverk

4. ENERGIVERK

Undersøkelsen omfatter følgende anleggstyper:

- Varmekraftverk
- Desentrale kraftvarmeverk (CHP-anlegg)
- Varmesentraler

4.1 Varmekraft

I kapittelet er beskrevet følgende anleggstyper:

- Gassturbinverk (150 MW_{el})
- Gassfyrte kombiverk (700 MW_{el})
- Kullfyrte kondenskraftverk (600 MW_{el})
- Kjernekraftverk (1000 MW_{el})

Kostnadsgrunnlaget

Gassturbinverket er i utgangspunktet planlagt som tørrårssikring/effekt-sikring, mens de øvrige er tenkt som grunnlastverk. Andre anleggsstørrelser vil kunne gi andre spesifikke kostnader. Vi har ikke inkludert eventuelle kostnader for effekt- supplement til de grunnlastdrevne varmekraftverkene.

Prisen på brensel er forventet pris over verkets økonomiske levetid. Tabellene og figurene i kapittel 2.3 danner grunnlag for de etterfølgende beregninger.

Investeringskostnadene baserer seg på spesifikke kostnadstall for nøkkel-ferdige anlegg og er hentet fra [4-4] med justeringer for kostnadsøkning i perioden 96-99. For perioden 92-99 er beregningene basert på en investeringsavgift på 7 % regnet på 85 % av investeringene. På anlegg som benytter fornybar energi og for fjernvarmeanlegg er det ikke investeringsavgift fra og med 1999.

Faste årskostnader i form av drifts-, personal- og vedlikeholdskostnader er basert på skjønnsmessige justeringer av tidligere overslag [4-1].

Til prisen for hovedleveransen er de tilleggskostnader en norsk byggherre må regne med lagt til. Forutsetningen er bygging av kraftverk uten etablert infrastruktur fra før. Investeringer i

ANLEGGSTYPE	Enhets- størrelse [MW _{el}]	VIRKNINGSGRAD [%]	
		VARIASJONS- OMRÅDE	OVER DRIFTSTIDEN
GASSTURBINVERK	150	31-38	35 (TOPPLAST)
GASSFYRT KOMBIVERK	350	52-60	55 (GRUNNLAST)
INDUSTRIELL GASSTURBIN	10	25-42	35
IND. GASSTURB. M. VARMEUTN.	10		75
INDUSTRIELT MOTTRYKKSANL.	10		75
DIESELMOTOR	1-65	40-48	40
KULLFYRT KONDENSKRAFTVERK	100-600	36-46	40
KOMBIKRAFTVERK MED KULLFORGASSER	350	37-56	

Tabell 4.1-1 El virkningsgrad for forskjellige aggregatstørrelser

elnett og gassledninger frem til anlegget ar ikke medtatt.

Det må understrekes at kostnadstall for varmekraft ikke er entydige, faste størrelser. Omstendigheter omkring det enkelte prosjekt kan medføre til dels betydelige variasjoner. Mange enkeltfaktorer kan påvirke kostnadsbildet. Kostnadstallene for varmekraft i denne rapport må derfor betraktes mer som generelle og veiledende, enn definitive. For mer konkrete beslutninger må nøyere studier og analyser omkring de enkelte prosjekt legges til grunn.

aktuelle driftsformer. Midlere virkningsgrader og variasjonsområdet er oppført i tabell 4.1-1. Som basis for verdiene er benyttet informasjon fra leverandører av anlegg.

Tabellen er oppsatt med basis i virkningsgraddiagrammer utarbeidet av EVT (Energie- und Verfahrenstechnik) vist på figur 4.1-1 og diverse andre kilder.

Carnotvirkningsgraden er den teoretisk høyest oppnåelige virkningsgrad ved en sirkelprosess. Carnotvirkningsgraden kan beregnes etter formelen:

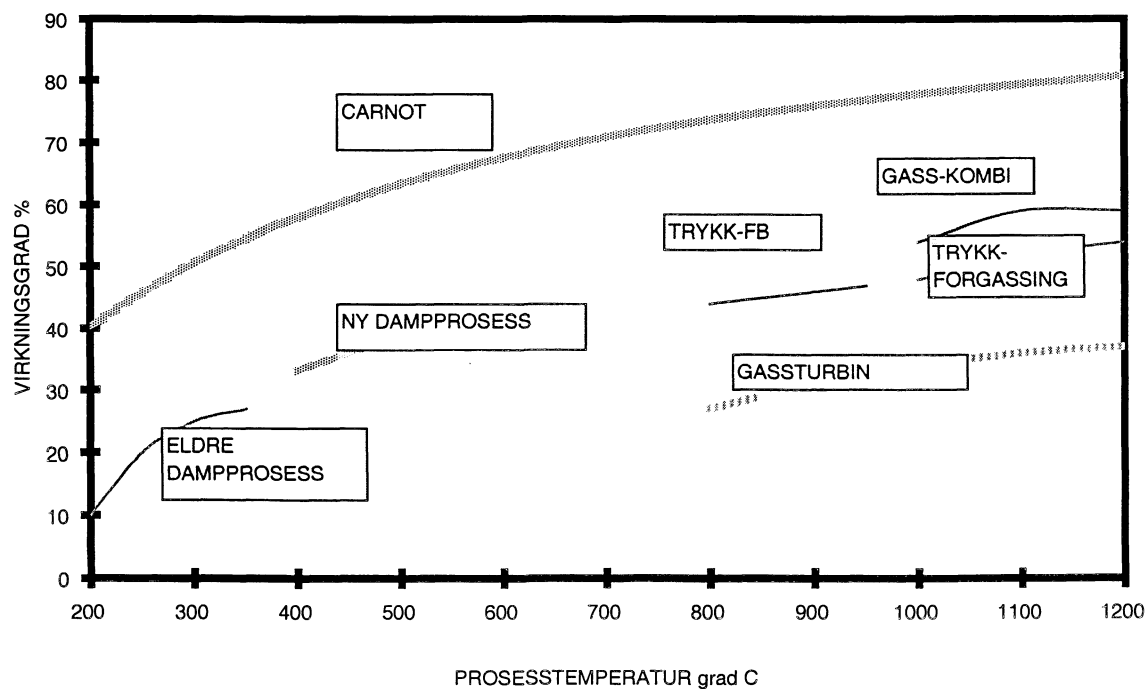
$$\text{Carnot (\%)} = (\text{prosesstemperatur} - \text{kjølevannstemperatur}) / (273 + \text{prosesstemperatur}) \times 100$$

Virkningsgrader

Anslagene over termisk virkningsgrad er forsiktig regnet. Verdiene som er benyttet i beregningene er de midlere virkningsgrader som kan forventes over anleggenes levetid ved de

I tilknytning til tabell 4.1-1 kan det nevnes at i 1997 ble det satt i drift et gassfyrte kombiverk på 2000 MW_{el} i Korea med elvirkningsgrad på 60 %.

For gasskraftverk med dampsyklus som leverer både elektrisitet og varme vil elektrisitetsvirkningsgraden og



Figur 4.1-1 Virkningsgrader for forskjellige prosesser for elektrisitetsproduksjon etter EVT

anleggets totalvirkningsgrad endre seg med belastningen og forholdet mellom el- og varmelevering som vist på figur 4.1-2. Øker varmeleveringen synker den elektriske virkningsgraden, men anleggets totalvirkningsgrad øker [4-3].

For store grunnlastverk (600-700 MW_{el}) i Norge som benytter kull eller naturgass, vil varmen som kan leveres til verkets omgivelser normalt være så liten del av eleffekten at virkningsgradsforbedring ved varmeleveranser vil ha liten betydning. Eksempler på dette er beskrevet nedenfor.

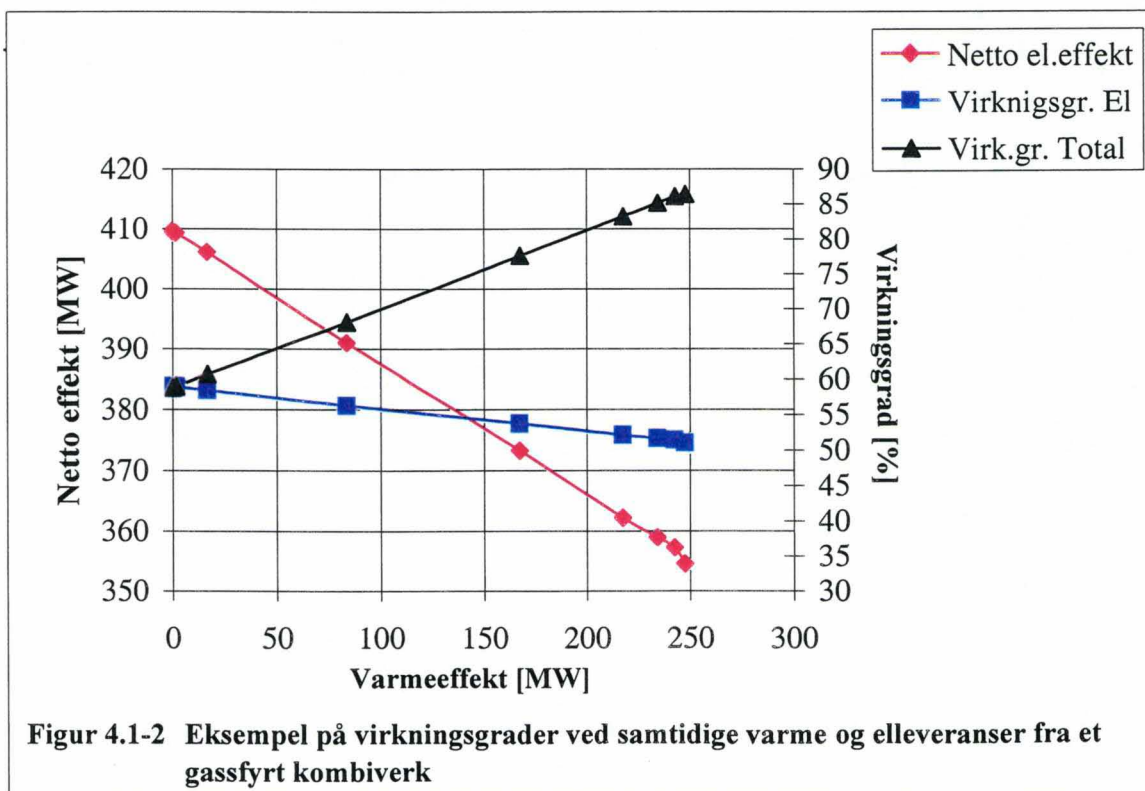
Dette vil ofte også være tilfelle med nye verk i utlandet da mulige varmeleveranser allerede er dekket av

eksisterende anlegg eller gass-distribusjon.

For store grunnlastverk med damp-syklus er det viktigere å plassere disse på et sted hvor det er god tilgang på kaldt kjølevann enn å plassere dem et sted hvor det kan leveres en liten andel varme til omliggende brukere. En senkning av kjølevannstemperaturen med 10 °C vil øke virkningsgraden med 1 %.

Eksempler på aktuelle varmeleveranser fra 700 MW_{el} gassfyrte grunnlastverk:

- En papirfabrikk av middels norsk størrelse vil ha et varmebehov på 200 GWh per år (midlere effekt 25 MW). Figur 4.1-2 indikerer at dette



gir en økning i totalvirkningsgraden på bare 1,7 %.

- En bebyggelse for 10.000 mennesker oppvarmet med fjernvarme vil ha et varmebehov på ca. 60 GWh per år og et midlere effektbehov i fyringssesongen på 10-15 MW_v. Varmeleveranser fra et grunnlastverk til et boligområde av denne størrelsen vil gi små virkningsgradsforbedringer. Det kan for sammenligning nevnes at fjernvarmenettet i Oslo leverer ca. 700 GWh per år.

I Danmark finnes det en rekke store kullfyrte kondensverk med varmel leveranser til prosesser og fjernvarme. Nye gassfyrte elektrisitetsproduserende verk med varmel leveranser vil måtte dekke marginale mindre områder eller erstatte eksisterende kullfyrte verk.

Som eksempel på el- og varmel leveranser og totalvirkningsgrader er det i tabell 4.1-2 vist data fra danske kraftverk beskrevet i ELSAM Miljøberetning 1995 [4-16] Verkene som i stor grad er kullfyrte har en samlet varmel leveranse på 7354 GWh eller 11

ganger fjernvarmeforbruket i Oslo og med en totalvirkningsgrad på 55,8 %. Dette tall må ses i sammenheng med rene elvirkningsgrader i området på 35- 45 %. Man ser av tabellen at verk med lav andel varmel leveranse har også lave totalvirkningsgrader. Totalvirkningsgrader over 55-60% vil ved nye verk normalt bare kunne oppnåes i små elektrisitetsproduserende anlegg med varme og elektrisitetseffekter på 10-50 MW, men de spesifikke investeringene i slike små anlegg er høye, så kostnadene for energien blir høyere enn for store anlegg.

4.1.1 Gassturbinverk

Verket er forutsatt drevet som topplastverk/tørrårssikring, dvs. brukstid på opptil 1000-2000 timer per år. Kostnadsdata for gassturbinverket er gitt i tabell 4.1-3. Gjennomgang av priser for leverte anlegg i Europa (Gas Turbine World) viser at prisene i perioden 1990-1995 steg med ca 5 %. og vi har forutsatt at et anlegg bestilt i 1999 vil ha samme pris som i 1996 i løpende kroneverdi.

Verk	El. prod [GWh]	Varme prod. [GWh]	Varme andel [%]	Total virknings grad [%]
ENSTEDVÆRKET	4.352	292	6,7	44,2
ESBJERGVÆRKET	2.930	1252	42,7	60,2
FYNSVÆRKET	3.243	3000	92,5	72,4
SKÆRBÆKVÆRKET	1.275	30	2,3	54,2
STUDSTRUPVÆRKET	3.488	2.645	75,8	64,4
VENDSYSSELVÆRKET	1.116	135	12,1	39,7
SUM	16.404	7.354	44,8	55,8

Tabell 4.1-2 El- og varmel leveranser samt totalvirkningsgrader ved noen danske kraftvarmeverk

GASSFYRT SPISSLASTVERK	Kalkulasjonsrente	
	5% pa	7% pa
Investeringskostnader		
Anleggskostnad [NOK/kW _{el}]	4234	4234
Investeringsavgift "	252	252
Byggetidsrenter "	224	314
Sum (Avrundet) [NOK/kW_{el}]	4710	4800
Kapitalkostnad [NOK/kW_{el}/år]	334	410
Driftskostnader		
Faste årskostnader [NOK/kW _{el} /år]	25	25
Driftsavhengige kostnader [øre/kWh]	2,8	2,8
Elvirkningsgrad [%]	35	35
Spesifikt brenselforbruk [MJ/kWh _{el}]	10,3	10,3

Tabell 4.1-3 Spesifikke kostnader og virkningsgrad for gassturbinverk, 150 MW_{el}. Byggetid 2 år

Brenselkostnad

Vi har antatt at propan/butan og lettolje er de mest aktuelle brennstoff for et gassturbinverk med relativt kort brukstid. Prisen på lettolje vil i hovedsak være bestemt av råoljeprisen, og skjønnsmessig ligge ca. 20% over denne, regnet på energibasis og uten avgifter.

Vi har ved beregningene benyttet brenselpriser på 24 og 53 NOK/GJ (9 og 20 øre/kWh_v). Den laveste prisen tilsvarer omtrent det man må betale for propan levert Østlandet i dag, mens den høyeste prisen er antatt gjeldende for lettolje ca. år 2005.

Brenselkostnaden for gassturbinverket blir da:

naturgass for elektrisitetsproduksjon. Antar man at elektrisiteten produseres med en virkningsgrad på 30%, tilsvarer dette en elektrisitetsproduksjon på 9700 GWh eller 1100 MW_{el} midlere effekt.

4.1.2 Gassfyrt kombinert anlegg

Verket er forutsatt å bestå av 2 gass-turbiner med hver sin avgassskjel uten tilleggsfyring og dampturbin. Samlet produksjonskapasitet er forutsatt å være ca. 700 MW_{el}. Kostnadsdata for anlegget (et midlere overslag) er gitt i tabell 4.1-4.

Den termiske virkningsgraden som her er benyttet er den virkningsgraden som

$$Bk_T \text{ (øre/kWh}_{el}\text{)} = \text{Spesif. brenselforb(MJ/kWh}_{el}\text{)} \times \text{Brennstoffpris (NOK/GJ)} \times 0,1$$

Gassturbinverk i Norge

I fastlands-Norge er det installert et fåtall mindre gassturbinanlegg som reserve aggregater og lignende, men disse er normalt ikke i bruk.

I oljevirkomheten i Nordsjøen ble det i 1998 anvendt 2894 mill. Sm³

forventes oppnådd i middel over anleggets levetid, inklusiv opp- og nedkjøringstap.

Verket er utstyrt med lav-NO_x-brennere. Et eventuelt pålegg om katalytisk NO_x-renseutrustning vil øke både investerings- og driftskostnadene. Katalytisk avgassrensing vil øke

GASSFYRT KOMBIVERK	Kalkulasjonsrente	
	5% pa	7% pa
Investeringskostnader		
Anleggskostnad [NOK/kW _{el}]	4700	4700
Investeringsavgift "	280	280
Byggetidsrenter "	373	523
Sum (Avrundet) [NOK/kW_{el}]	5350	5500
Kapitalkostnad [NOK/kW_{el}/år]	380	470
Driftskostnader		
Faste årskostnader [NOK/kW _{el} /år]	37	37
Driftsvariable (eks brensel) [øre/kWh _{el}]	2,0	2,0
Elvirkningsgrad [%]	55	55
Spesifikt brenselforbruk [MJ/kWh _{el}]	6,545	6,545

Tabell 4.1-4 **Spesifikke kostnader og virkningsgrad for gassfyrt kombiverk, 700 MW_{el}. Byggetid 3 år**

investeringskostnadene med anslagsvis 500 kr/kW_{el} og driftskostnadene med ca. 1,5-4,5 øre per kWh_{el} [4-17].

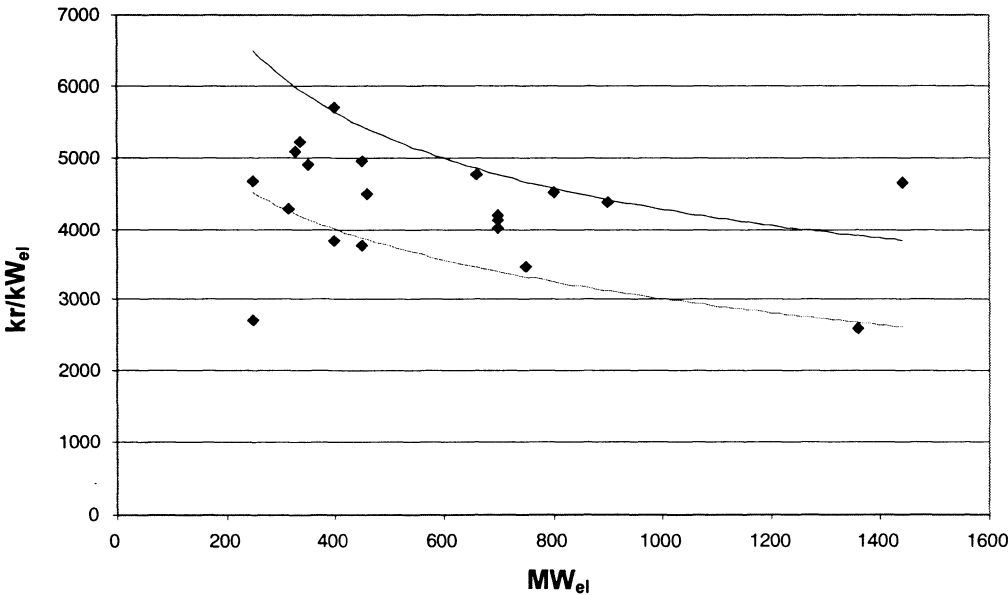
Kostnadene til gassforsyningsledning er ikke inkludert. Det er heller ikke forutsatt tankanlegg for reservebrensel.

Industrikraft Midt-Norge planlegger å bygge et varmekraftverk på Skogn med varmeløse til Norske Skog.

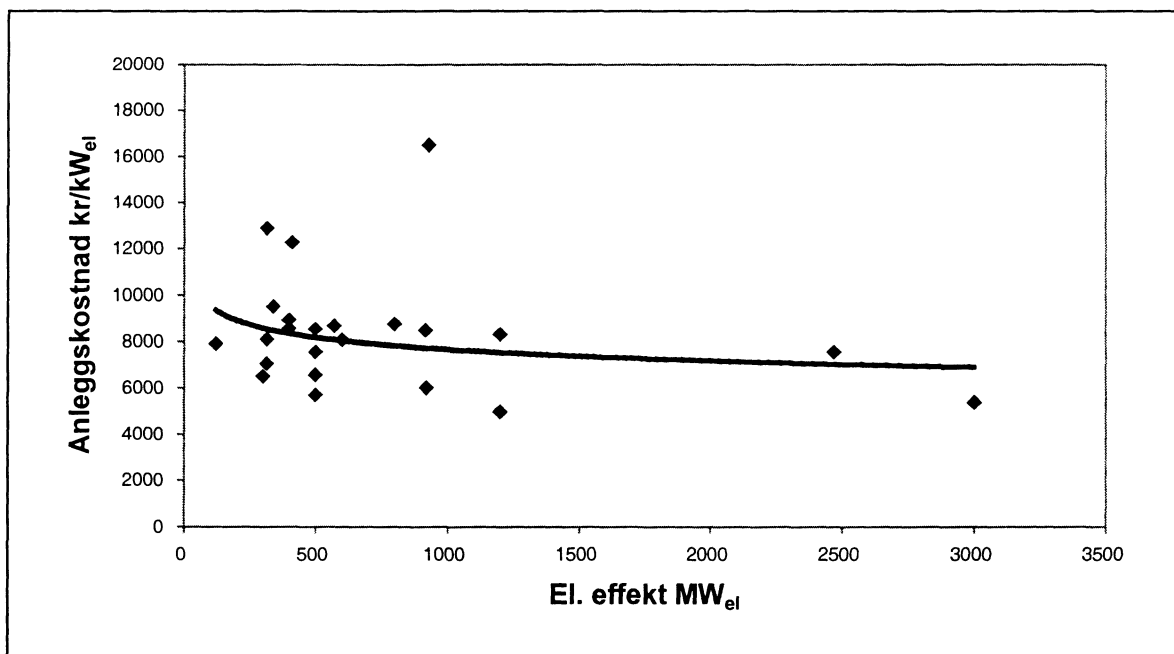
Data for anlegget er som følger:

Eleffekt	800 MW _{el}
Varmeeffekt	130 MW _v
El. løse	6 TWh/år
Varmeløse	1 TWh/år
Totalvirkningsgrad	65 %
Spesifikk investering	4500 kr/kW _{el}

Den høye termiske virkningsgraden skyldes delvis den høye varmeløse (130 MW_v) til papirfabrikken samt tilgang til kaldt kjølevann.



Figur 4.1-3 **Spesifikke anleggskostnader for gassfyrte kombiverk**



Figur 4.1-4 Spesifikke anleggskostnader for kullfyrte kondenskraftverk

I figur 4.1-3 er det vist spesifikke investeringer i 1996 priser for gasskraftverk igangsatt de senere år [4-1]. I diagrammet er det lagt inn trendkurver for høye og lave anleggskostnader.

Brenselkostnad

Brenselkostnaden (øre/kWh_{el} levert kraftstasjons vegg) er gitt som:

$$Bk_T = Bf_s \times Bp \times 0,1$$

der

Bf_s – Spesif. brenselforbr [MJ/kWh_{el}]

Bp – Brennstoffpris [NOK/GJ]

Spesifikt brenselsforbruk (gjennomsnitt for en rekke år) er satt til 6,5 MJ/kWh_{el}, tilsvarende en termisk virkningsgrad på 55 %. Nedre brennverdi for naturgass fra Nordsjøen er 40,9 MJ/Sm³ (11,36 kWh_v/Sm³) [4-1].

Gass selges normalt på langsiktige kontrakter - typisk varighet 10 - 25 år. I kontraktene fastsettes bl. a. basisprisen, reglene for prisjustering,

og kjøpers mulighet til å variere gassavtaket over tid.

Tradisjonelt har gasselgerne på det europeiske markedet lagt det såkalte alternativverdiprinsippet til grunn for sin prissetting. Det vil i korthet si at gassen prises slik at den i aktuell anvendelse er konkurransedyktig med kjøpers beste alternativ. Dette prisingssystemet kan nå bli endret med basis i det nye EU gassdirektivet (TPA- prinsippet).

For utregning av produksjonskostnad i kap. 4.5 er det valgt å bruke to alternative gasspriser:

- Gasspris 40 øre/Sm³,
tilsvarende 3,5 øre/kWh_v
- Gasspris 70 øre/Sm³,
tilsvarende 6,2 øre/kWh_v

4.1.3 Kullfyrte kondenskraftverk

Anlegget er forutsatt å yte ca. 600 MW_{el}. Anleggskostnadene omfatter i tillegg til det som er sagt om kostnads-

KULLFYRT KRAFTVERK	Kalkulasjonsrente	
	5% pa	7% pa
Investeringskostnader		
Anleggskostnad,NOK/kW _{el}	10440	10440
Investeringsavgift"	621	621
Byggetidsrente"	1383	1936
Sum (avrundet) NOK/kW _{el}	12450	13000
Kapitalkostnad NOK/kW _{el} /år	885	1115
Driftskostnader		
Faste årskostnaderNOK/kW _{el} /år		215
Driftsvariable (eks.brensel) øre/kWh _{el}		3,7
Termisk virkningsgrad %	40	40
Spesifikt brenselforbruk MJ/kWh _{el}	9,0	9,0

Tabell 4.1-5 Spesifikke kostnader og virkningsgrad for kullfyrt kondenskraftverk, 600 MW_{el}. Byggetid 5 år

grunnlaget i kap. 4.1, anlegg for kull- og askehåndtering og anlegg for avsvovling av røkgass (de-SO_x-utrustning), men ikke NO_x-rensing (de-NO_x-utrustning). Kostnadsdata for anlegget er gitt i tabell 4.1-5.

I figur 4.1-4 er vist spesifikke investeringer - 1996 priser for kullkondenskraftverk igangsatt de senere år [4-2]. Det er på diagrammet inntegnet trendkurve for variasjonsområdet.

Brenselkostnad

Det spesifikke brenselforbruket er anslått til 9,0 MJ/kWh_{el} tilsvarende en termisk virkningsgrad på 40 %. Kullprisen angis som regel i NOK/GJ. Brenselkostnaden per kWh_{el} levert kraftstasjons vegg er da gitt som:

$$Bk_x \text{ (øre/kWh}_{el}\text{)} = \text{Spesifikt brenselforbruk (MJ/kWh}_{el}\text{)} \times \text{Kullpris(NOK/GJ)} \times 0,1$$

Prisutviklingen og anslag over fremtidige priser for kull i perioden 1972 - 2010 er vist i figur 2-1. Vi har i kostnadsberegningene i kap. 4.5 valgt å bruke en kullpris på 28 NOK/GJ (10 øre/kWh_{el}), som hovedalternativ, og 11,6 NOK/GJ (4,2 øre/kWh_{el}) som bialternativ. Bialternativet tilsvarer verdensmarkedets kullpriser uten

avgifter, og i hovedalternativet er kullprisen tillagt 460 NOK per tonn i CO₂ -avgifter.

4.1.4 Kjernekraft

Kjernekraft var tidligere det generelle hovedalternativet til kullkraft. Kjernekraftens fremtidige rolle er nå meget usikker. Enkelte land med kjernekraftverk har vedtatt å avvikle disse, andre har vedtatt stopp i videre utbygging [4-1,4-2,4-12,4-15].

Kjernekraftverket er forutsatt å yte ca. 1000 MW_{el}. Kostnadsdata er gitt i tabell 4.1-6.

Brenselkostnad

Det er i beregningene forutsatt en

brenselpris på 6,5 øre/kWh_{el}. Denne verdien er uforandret fra beregningene foretatt i 1994. Produksjonskostnadene for de enkelte verk kan variere en god del avhengig av anleggenes alder, driftstid o.l. I tabell 4.1-7 er det vist produksjonskostnader for levert elektrisitet fra svenske kjernekraftverk 1995 [4-9].

KJERNEKRAFTVERK	Kalkulasjonsrente	
	5% pa	7% pa
Investeringskostnader		
Anleggskostnad [NOK/kW _{el}]	17057	17057
Investeringsavgift "	1015	1015
Byggetidsrenter "	3163	4428
Sum (avrundet) [NOK/kW_{el}]	21235	22500
Kapitalkostnad [NOK/kW _{el} /år]	1506	1930
Driftskostnader		
Faste årskostnader [NOK/kW _{el} /år]	260	260
Driftsvariable [øre/kWh _{el}]	1,5	1,5

**Tabell 4.1-6 Spesifikke kostnader for kjernekraftverk, 1000 MW_{el}.
Byggetid 7 år**

Investeringskostnader for nye kjerne- kraftverk er meget usikre. Prosessen fra vedtak om bygging til ferdig i gangsansatt anlegg tar 10 til 15 år. I tabell 4.1-8 er det vist totalkostnader år 2000 for kjernekraftverk i forskjellige land .

I utredningen er det forutsatt en spesifikk investeringskostnad på 22500 NOK/kW_{el}, tilsvarende ca. 2885 US\$/kW_{el}. Elektrisitetsprisen er beregnet til 34,4 øre/kWh ved 5 % rente.

Småskala kjernekraftverk.

Det er av flere leverandører (Italia, Frankrike) vurdert å bygge kjerne- kraftverk i størrelsesorden 100 MW_{el} med høygradig sikring i konstruksjon og bygning. Den spesifikke kostnaden for disse anlegg synes å bli vesentlig høyere enn konvensjonelle kjerne- kraftverk, og det er i dag ikke reelle planer for slike anlegg [4-15].

ANLEGG	DRIFTS KOST	KAP. KOST	SUM
BARSEBACK	0,127	0.019	0,145
FORSMARK	0,086	0,078	0,165
OSKARSHAMN	0,120	0,095	0,215
RINGHALS	0,095	0,038	0,133

Tabell 4.1-7 Produksjonskostnader (i SEK/kWh) for levert elektrisitet fra svenske kjernekraftverk, 1995

	Produksjonskostnader for elektrisitet [øre/kWh]				Spesifikke investeringer	
	Produksjonskostnader øre/kWh 5 % rente				[US \$/kW _{el}]	[NOK/kW _{el}]
	Invest.	Drift	Brensel	Total		
Belgia	12,5	4,7	5,1	22,3	2300	17940
Canada	14,2	3,3	1,0	18.5	2830	22075
Finland	11,7	3,4	3,6	18,7	2200	17160
Frankrike	9,0	6,2	5,1	20,3	1658	12932
Tyskland	18,4	7,9	6,6	32,9	3417	26653
Japan	15,1	6,8	11,4	33,3	2938	22916
Storbritannia	19,5	6,4	5,0	30,9	3540	27215

Tabell 4.1-8 Produksjonskostnader for kjernekraftverk i svenske øre/kWh, og spesifikke investeringer i US\$/kW_{el} og NOK/kWh_{el}

4.2 Desentralisert kraftvarme-produksjon

I kapittelet er beskrevet følgende anleggstyper:

- Gassturbin med avgasskjel
- Gassmotor med avgasskjel
- Industrielt mottrykk damp turbinanlegg

Det ble i Norge i 1997 produsert ca 471 GWh elektrisitet i varmekraftverk tilknyttet fjernvarme, oljeraffinerier, treforedlingsbedrifter og ferrolegeringsverk.

Kostnadsgrunnlaget

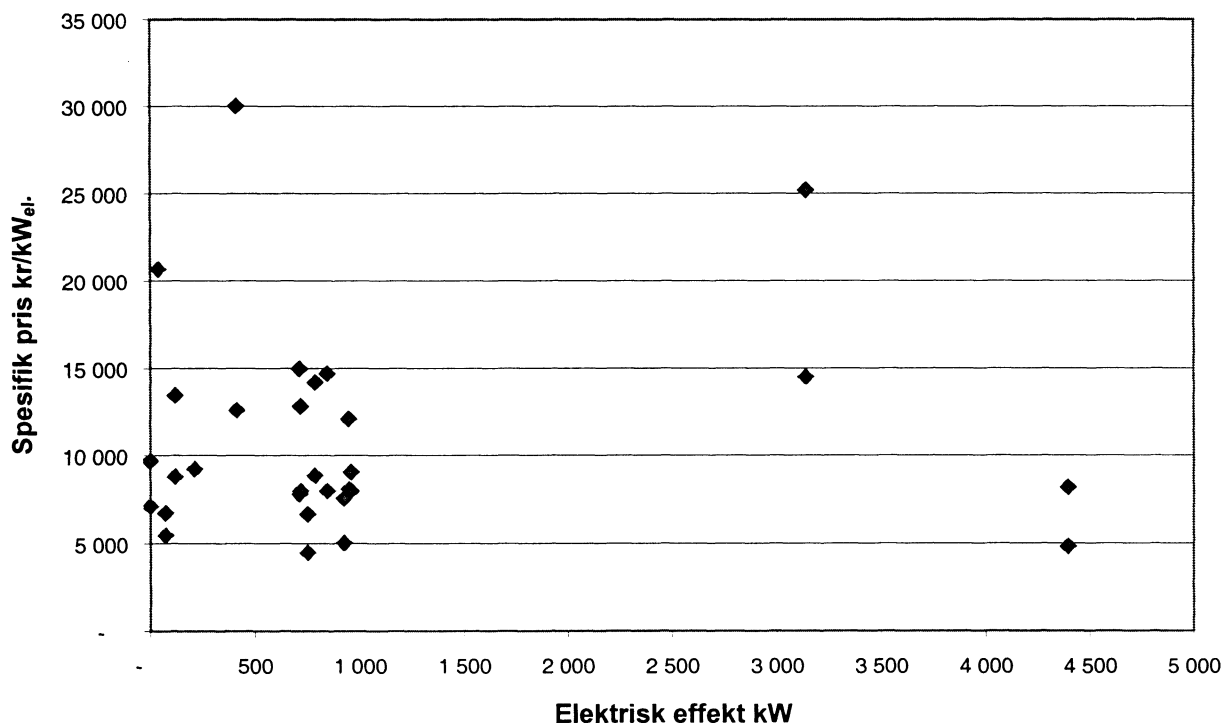
Det finnes bare et fåtall norske anlegg for kraftvarme produksjon, men det finnes flere norske leverandører av utstyr. Dresser Rand- Kongsberg leverer gassturbiner til CHP anlegg, og Ulstein Motor leverer gassmotorer. Kostnadsgrunnlaget som presenteres

her er basert på utenlandske anlegg og kontakt med leverandører.

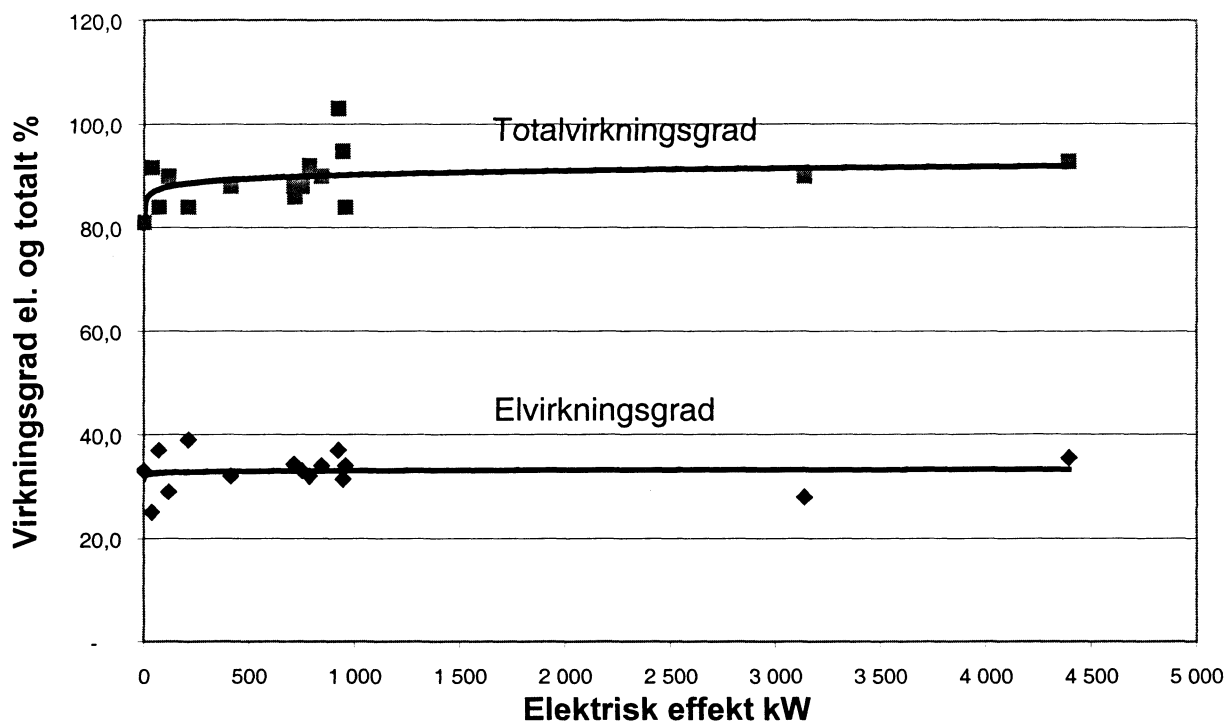
Figur 4.2-1 viser spesifikke investeringer for 16 tyske CHP anlegg med elleveranser mellom 1,4 og 38,5 GWh per år. (150 -4500 kW midlere el-effekt) [4-4].

Virkningsgrader

Dersom elektrisitet produseres i et mottrykksanlegg, eller med gassturbin tilknyttet en avgasskjel som leverer varme til prosesser eller oppvarming, vil elektrisiteten og varmen bli produsert med totalvirkningsgrader på 75-90 %. Tapene på 10 - 25 % ved kraftvarmeproduksjon omfatter tap i kjel-anlegg, tap i turbin og generator og røkgasstap. Det er i beregningene nedenfor benyttet en årsvirkningsgrad på 75 % for el- og varmeproduksjon. Brukstiden og forholdet mellom el og varme kan variere sterkt, og dette vil innvirke på anleggets årsvirkningsgrad. I beregningene er det benyttet 4000 timer som tilsvarer



Figur 4.2-1 Spesifikke investeringer for 16 tyske CHP anlegg



Figur 4.2-2 Virkningsgrader ved 16 tyske CHP-anlegg med gassmotor

antall fullasttimer for kjel­anlegg i industrien.

I stedet for gassturbin kan man anvende dieselmotor eller gassmotor

koblet foran en avgasskjel som gjenvinner deler av avgassvarmen. Slike anlegg bygges i kapasiteter p­ ca. 1-10 MW_{el}. Figur 4.2-2 viser

INDUSTRIELT GASSTURBIN-ANLEGG MED AVGASSKJEL	Kalkulasjonsrente	
	5% pa	7% pa
Investeringskostnader		
Anleggskostnad [NOK/kW _{el}]	5293	5293
Investeringsavgift "	315	315
Byggetidsrenter "	280	393
Sum (avrundet)	5900	6000
Kapitalkostnad [NOK/kW _{el} /år]	418	515
Driftskostnader		
Faste årskostnader [NOK/kW _{el} /år]	40	40
Driftsvariable [øre/kWh _{el}]	0,5	0,5
Total virkningsgrad [%]	90	90
Elvirkningsgrad [%]	35	35
Spes. brenselforbr. [MJ/kWh _{el og v}]	3,9	3,9

Tabell 4.2-1 Spesifikke kostnader og virkningsgrad for industrielt gassturbinanlegg med avgasskjel , 10 MW_{el} Byggetid 2 år

total- og elvirkningsgrad for 16 tyske CHP anlegg med elleveranser mellom 1,4 og 38,5 GWh el. per år. (150-4500 kW midlere eleffekt) [4-4]. Anlegget som har totalvirkningsgrad over 100 %, har kondenserende avgassskjel etter motor og utnytter dermed en del av brenselets øvre brennverdi. Dette kan bare oppnåes om man har et varmebehov under ca 40°C.

Det er i denne utredning antatt at nettapet frem til forbruker er 10 %. I et vannbasert fjernvarmenett antas det at det er et konstant varmetap over året tilsvarende 5 % av anleggets midlere effekt.

4.2.1 Gassturbin med avgassskjel

For gassturbin med avgassskjel (se tabell 4.2-1) har vi antatt at propan/butan og lettolje er de mest aktuelle brennstoff for et gassturbinverk med relativt kort brukstid. Prisen på lettolje vil i

hovedsak være bestemt av råoljeprisen, og skjønnsmessig ligge ca. 20% over denne, regnet på energibasis og uten avgifter.

Vi har ved beregningene benyttet en brenselpris på 25 og 55 NOK/ GJ(9 og 20 øre/kWh_v). Den laveste prisen tilsvarer omtrent det man må betale for propan levert Østlandet i dag, mens den høyeste prisen er antatt gjeldende for lettolje ca. år 2005.

Det er ved beregning av produksjonskostnader satt samme produksjonspris på elektrisitet og varme. Et mer realistisk forhold ville vært å sette forholdet mellom produksjonskostnad for el og varme lik 2. Dette vil medføre høyere produksjonspris for el enn beregnet. (Se for øvrig kapittel 4.5).

4.2.2 Gassmotor med avgassskjel og kjølevannsutnyttelse

Det er her forutsatt et gassmotor anlegg med eleffekt 2 MW_{el}.

GASSMOTORANLEGG MED AVGASSSKJEL	Kalkulasjonsrente	
	5% pa	7% pa
Investeringskostnader		
Anleggskostnad [NOK/kW _{el}]	11450	11450
Investeringsavgift "	682	682
Byggetidsrenter "	607	850
Sum (avrundet) [NOK/kW _{el}]	12740	12980
Kapitalkostnad [NOK/kW _{el} /år]	904	1114
Driftskostnader		
Faste årskostnader [NOK/kW _{el} /år]	40	40
Driftsvariable øre/kWh _{el}]	0,5	0,5
Totalvirkningsgrad [%]	90	90
Elvirkningsgrad [%]	40	40
Spes.brenselforbr. [MJ/kWh _{el} og v.]	3,9	3,9

Tabell 4.2-2 Spesifikke kostnader og virkningsgrad for gassmotor 2 MW_{el} med avgassskjel og kjølevannsutnyttelse. Byggetid 2 år

Brenselkostnad.

Det er antatt samme brenselpris som for gassturbin med avgasskjel. (Se kapittel 4.2.1).

4.2.3 Industrielt mottrykksanlegg

I tabell 4.2-3 er det oppført data for et mottrykksanlegg tilsvarende hva som anvendes i industrien. Investeringene er knyttet til turbin, generator og meromkostninger for kjel, matevanns-anlegg o.l. Meromkostningene for kjel omfatter overheter, høyere trykkklasse, større kapasitet osv.

Brenselkostnad

For industriell kraftproduksjon anvendes i tillegg til varme avgasser, brensel som brennbare avgasser, bark, avlut, avfall samt konvensjonelle brensel som lettolje, tungolje og propan.

Prisen på brenselet vil variere fra negative verdier for avfall som ellers må påkostes transport og deponeres, til priser tilsvarende konvensjonelle brensler.

For industrielle mottrykksanlegg er brenselomkostningene beregnet ut fra brenselpris på 0 og 16 kr/GJ (0 og 6 øre/kWh_v). Den siste verdien tilsvarer 30-40 kr/m³ for løs sagflis og bark.

INDUSTRIELT MOTTRYKKSANLEGG	Kalkulasjonsrente	
	5% pa	7% pa
Investeringskostnader		
Anleggskostnad [NOK/kW _{el}]	8821	8821
Investeringsavgift "	525	525
Byggetidsrenter "	467	654
Sum (avrundet) [NOK/kW_{el}]	9800	10000
Kapitalkostnad [NOK/kW_{el}/år]	695	860
Driftskostnader		
Faste årskostnader [NOK/kW _{el} /år]	40	40
Driftsvariable [øre/kWh _{el}]	0,5	0,5
Totalvirkningsgrad [%]	80	80
Spes. brenselforbr. [MJ/kWh _{el}]	4,5	4,5

Tabell 4.2-3 Spesifikke kostnader og virkningsgrad for industrielt mottrykksanlegg 10 MW_{el}. Byggetid 2 år

4.3 Varmesentraler og vannbasert oppvarming

Varmesentraler kan ha følgende varmeproduiserende enheter:

- Elektrokjel
- Gasskjel
- Oljekjel
- Fastbrenselkjel
- Varmepumpe
- CHP anlegg
- Solfangersystemer
- Geotermisk varme

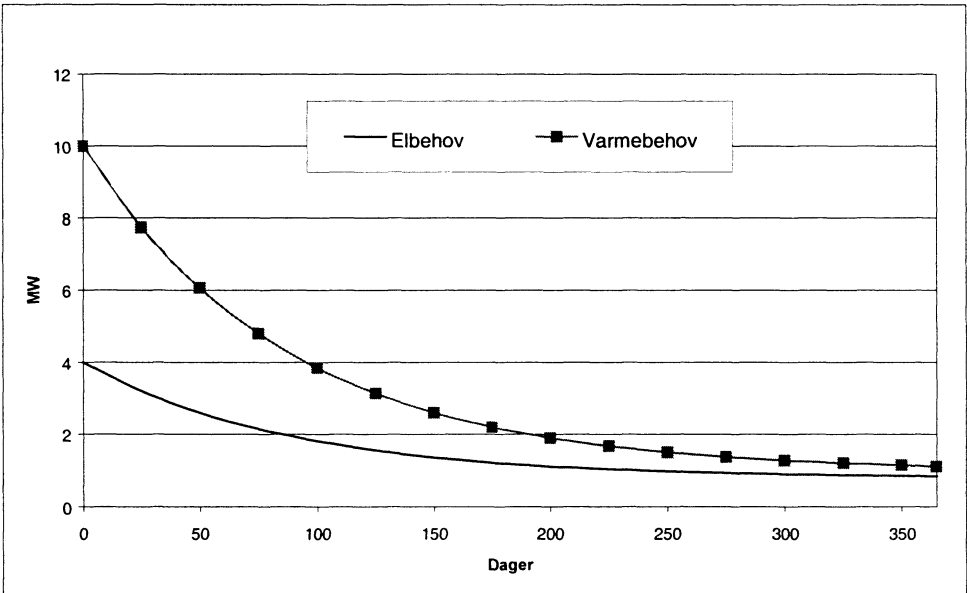
Kostnadsgrunnlaget

Varmeeffekten fra en varmesentral vil variere over året. Investeringsstunge enheter som fastbrenselkjel, varmepumpe- og CHP anlegg vil normalt dimensjoneres så de dekker 60 % av det maksimale effektbehovet. Toppeffekten dekkes da med olje, el eller gass. Større varmesentraler, fjernvarmeanlegg og lignende er gjerne dimensjonert slik at maksimalt effektbehov kan dekkes med største kjelenhet ute av drift ((N-1)-kriteriet). Større varmesentraler har normalt sikring av energibehovet ved at man

	Spesifikk invest.- kostnad [kr/kW]	Årsvirkningsgrad [%]	Maksimal virkningsgrad [%]
Elektrokjel	250	95	99
Gasskjel	300	90	105 ¹⁾
Oljekjel	300	80	105 ¹⁾
Fastbrenselkjel	1500	75	90
Varmepumpe	2500	300	400
CHP anlegg	5000	80	90

¹⁾ Virkningsgrad over 100 % tilsier vanndampkondensering fra avgassene og at man har varmebehov med temperaturnivå lavere enn 40 °C

Tabell 4.3-1 Data for hovedenheter i varmesentraler



Figur 4.3-1 Varighetskurve for el- og varmebehov over året for et større boligområde

har anlegg som kan benytte to eller flere energibærere.

I tabell 4.3-1 er vist investeringskostnader for hovedenheter med nominell avgitt varmeeffekt 5 -10 MW. I tabellen er det også vist årsvirkningsgrader og maksimalvirkningsgrader for enhetene.

En varmesentral vil bygges opp av flere enheter så man får sikkerhet både i effekt- og energidekning. En varmesentral med maksimaleffekt 10 MW kan som eksempel ha følgende oppbygning:

Alternativ A:

- 2 stk oljekjeler á 6 MW +
- 1 stk elektrokjel á 6 MW

Alternativ B:

- 2 stk oljekjeler á 6 MW +
- 1 stk fastbrenselkjel á 6 MW

Alternativ C:

- 2 stk oljekjeler á 6 MW +
- 1 stk CHP anlegg á 6 MW

Investeringskostnader for en 10 MW varmesentral vil bli som følger:

Alternativ A:

$$(2 \times 6000 \times 300 + 1 \times 6000 \times 250) \times 2 = 10 \text{ mill.kr}$$

Alternativ B:

$$(2 \times 6000 \times 300 + 1 \times 6000 \times 1500) \times 2,5$$

$$= 30 \text{ mill.kr}$$

Alternativ C:

$$(2 \times 6000 \times 300 + 1 \times 6000 \times 5000) \times 2 = 70 \text{ mill.kr}$$

Det er i investeringene gitt et påslag på 2-2,5 ganger investeringene i hovedkomponentene for å dekke investeringer i bygning, skorstein, brensellager, brenselbehandling etc.

En varmesentral vil være tilknyttet et vannbasert oppvarmingssystem og vil typisk dekke 50 -70 % av det totale energibehovet i området. Resten av energibehovet vil dekkes av elektrisitet til belysning og elektrisk utstyr og noe oppvarming.[4-10,4-11].

Effektbehovet for el og varme i et større vannbasert oppvarmingssystem vil variere over året omtrent som vist på fig. 4.3-1.

Forholdet mellom midlere effekt og maksimalt effektbehov vil avhenge av hvor i landet området er lokalisert . I Vardø er forholdet mellom maksimal effekt og midlere effekt over året 2,45 (3575 fullasttimer) og i Stavanger 4,19 (2100 fullasttimer). For samme oppvarmingsareal vil dog midlere effektbehov i Vardø være ca 1,7

	Olje og el	Fast brensel og olje	El., olje og CHP
Investeringskostnader			
Anleggskostnad [NOK/kW _v]	1000	3000	7000
Investeringsavgift "	60	0	0
Byggetidsrente "	74	210	491
Sum (avrundet) [NOK/kW_v]	1135	3210	7490
Kapitalkostnad [NOK/kW_v/år]	79	275	645
Driftskostnader			
Faste årskostnader [NOK/kW _v /år]	0,5	1,0	1,0
Driftsvariable [øre/kWh _v]	0,5	1,0	1,0
Totalvirkningsgrad [%]	90	85	85
Spesifikt brenselforbruk [MJ/kWh _v]	4	4,24	4,24

Tabell 4.3-2 Spesifikke kostnader og virkningsgrader for varmesentraler. Kapitalkostnader er beregnet for 7% kalkulasjonsrente

ganger høyere enn i Stavanger. Forholdet mellom elektrisitet og varme vil avhenge av en rekke forhold som brukergrupper, tappevannsoppvarming, elinstallasjoner og lignende. For større kontorkomplekser vil ca 50 % av energien være elektrisitet til lys og el. installasjoner (Statsbygg).

Brukstid

For et bygg, boligområde eller byområde vil brukstiden (se kap. 4.4) variere med hvor bygget geografisk er plassert, byggstandard og byggtipe. I Vardø vil brukstiden for et standard bygg være ca 3575 timer, og i Stavanger ca 2100. For et moderne bygg i Oslo med energigjenvinning kan brukstiden for varme være under 1000 timer, mens et byområde vil ha en brukstid på 2000-3000 fullasttimer.

Energikostnader

I det etterfølgende er beregnet energikostnadene fra tre forskjellige varmesentraler.

Brenselkostnader

Det er ved beregning av produksjonskostnader forutsatt at olje og el. betales med samme pris på henholdsvis 20 og 15 øre /kWh, levert varmesentral. Fast brensel betales med henholdsvis 6 og 0 øre/kWh regnet på nedre brennverdi, levert varmesentral.

4.4 Brukstid, tilgjengelighet, regulerings-egenskaper

Brukstid

Brukstid er her definert som antall timer et anlegg må kjøre på full effekt for å levere en gitt energimengde i et år. I noen miljøer blir dette benevnt anleggets "full-last timer".

Brukstiden for et gitt varmekraftverk, uten krav til samkjøring med det øvrige kraftsystemet, vil kunne avhenge av:

- variasjon i kraftetterspørselen over året og døgnet
- planlagt vedlikehold
- ikke planlagt driftstans
- fleksibilitet i brennstoffleveransen

Ved å tilpasse et kraftsystem (f.eks. bestående av vannkraft og varmekraft) kan man samordne dekningen av kraftetterspørselen. Brukstiden for de nødvendige kraftverkene kan da bli bestemt ut fra økonomiske forhold og annerledes enn det som ville vært tilfelle dersom hvert kraftverk/delsystem skulle dekke kraftetterspørselen i nærområdet.

Når et kraftverk skal innpasses i det

Type	Ytelse	Tilgjengelighet		
	[MW _e]	Vinter [%]	Sommer [%]	Driftstid [timer/år]
Gassturbin	150	90	77	7400
Gassfyrt kombiverk	700	90	77	7400
Industriell gassturbin	10	90	77	7400
Industrielt mottrykksanl	10	90	77	7400
Kullkraft	600	90	59	6700
Kjernekraft	1000	90	59	6700

Tabell 4.4-1 Tilgjengelighetsdata varmekraftverk

norske (vann)kraftsystemet, vil optimal brukstid avhenge av:

- nedbørsmengden/kraftpris i eksisterende kraftsystem
- tilgjengelighet
- de variable driftskostnader, inkl. brenselkostnadene

For å finne optimal brukstid for varmekraft innpasset i kraftsystemet, kan det utføres driftssimuleringer. For elektrisitet vil brukstiden være ca 5000 fullasttimer for alminnelig forsyning.

Tilgjengelighet

Tabell 4.4-1 angir hvilke tilgjengeligheter som er lagt til grunn. Det er benyttet de samme verdier som i forrige kostnadsrapport [4-1]. Tallene for tilgjengelighet er basert på anslag over planlagt og ikke planlagt driftstans. Forskjellen i tilgjengelighet sommer og vinter fremkommer ved at planlagt vedlikehold legges til sommeren.

kombinert anlegg bestående av to gassturbiner og felles avgasskjel vil virkningsgraden synke 5-7 % når anlegget nedreguleres til halv last for så å øke når ett av aggregatene stopper.

Mindre gassturbiner og gassmotorer kan kjøres opp i full last i løpet av minutter. Anleggene kan nedreguleres ved å koble ut enheter. Normalt vil aggregatene gå med konstant turtall og nedregulering av effekt på ett aggregat vil gi sterkt synkende virkningsgrad.

4.5 Produksjonskostnad

Produksjonskostnader, i øre/kWh_{el}, for de forskjellige varmekraftverkene kan beregnes som:

$$Pk \text{ (øre/kWh}_{el}\text{)} = \text{ (Faste årskostnader(kr/kWh}_{el}\text{/år)} \times 100) / \text{ (Driftstid(timer/år)} \\ + \text{ Variable driftskost(øre/kWh}_{el}\text{)} + \text{ Brenselkost (øre/kWh}_{el}\text{)}$$

Regulering- og dellast egenskaper

Det er forutsatt at gassfyrte kombinerte anlegg, kullfyrte kondenskraftverk og kjernekraftverket er grunnlastverk som går på full last i lange perioder og ikke nedreguleres i vesentlig grad. Gass-turbinanlegget vil ha normal revisjonsstans om sommeren og gjerne en lenger revisjonsstans med års mellomrom.

Et gassfyrte kombinerte grunnlastanlegg vil kunne kjøres opp i full last i løpet av 2 til 4 timer. Dampdelen vil kreve lengst oppkjøringstid, men ved å lede avgassen fra gassturbinen utenfor avgasskjelen i startfasen kan gassturbinene kjøres raskt opp i full effekt og så legge inn avgasskjelen og dampturbinen etterpå. Ved et gassfyrte

hvor: Faste årskost. = Kapitalkost. + Faste driftskost.

Som et sammenlikningsgrunnlag har vi i tabell 4.5-1 beregnet produksjonskostnader for en valgt brukstid uten å ta hensyn til innpassingen i det norske kraftsystemet. Gassturbinverket er planlagt som tørrårssikring, og vi har valgt å beregne produksjonskostnader for en gjennomsnittlig brukstid på 1000 timer per år. I figur 4.5-1 er noen av dataene vist grafisk.

Anleggstype	GASS-TURBIN		GASS-KOMBI		INDUSTRI* GASSTURBIN		INDUSTRI* MOTTRYKK		KULL-KRAFT		KJERNE KRAFT
Antatt brukstid timer/år	1000		7400		4000		4000		6700		6700
Brenseltype	Naturgass Propan Lettolje		Naturgass		Propan Lettolje		Bio-brensel Avfall		Kull		Kjerne brensel
Brenselkostnad [øre/kWh _v]	9,0	20,0	3,5	6,2	9,0	20,0	0,0	6,0	4,2	10,0	
Brenselkostnad [øre/kWh _{el}]	25,7	57,1	6,4	11,3	10,0	22,2	0,0	7,5	10,5	25,0	6,5
Produksjonskost [øre/kWh _{el}] (7% rente)	72,0	103,4	15,2	20,1	24,3	36,5	22,9	30,9	34,0	48,5	40,6
Produksjonskost [øre/kWh _{el}] (5% rente)	64,4	95,8	14,0	18,9	21,9	34,2	18,9	26,9	30,6	45,1	34,4

Tabell 4.5-1 Produksjonskostnad for varmekraft. Tilpasning til eksisterende kraftsystem er ikke tatt hensyn til. (*Brenselkostnadel er regnet ut fra totalvirkningsgraden, dvs varmeleveranse inkluderes i beregningen)

Anleggstype	GASSTURBIN M/AVGASSKJEL		GASSMOTOR M/AVGASSKJEL		INDUSTRI MOTTRYKK	
Antatt brukstid [timer/år]	4000		4000		4000	
Brenseltype	Propan/Lettolje		Propan/Lettolje		Biobrensel/Avfall	
Brenselkostnad [øre/kWh _v]	9,0	20,0	9,0	20,0	0,0	6,0
Brenselkostnad [øre/kWh _{el}]	10,0	22,2	10,0	22,0	0,0	8,0
Produksjonskost [øre/kWh _{el}] (7% rente)	24,3	36,5	39,3	51,5	22,9	30,4
Produksjonskost [øre/kWh _{el}] (5% rente)	21,9	34,2	34,1	46,3	18,9	26,9

Tabell 4.5-2 Produksjonskostnad for desentral varmekraft. Tilpasning til eksisterende kraftsystem er ikke tatt hensyn til

Anleggstype	OLJE OG EL. BASERT VARMESENTRAL		FAST BRENSSEL BASERT VARMESENTRAL		EL. GASS OG CHP BASERT VARMESENTRAL	
Antatt brukstid [timer/år]	4000		4000		4000	
Brenselkostnad [øre/kWh _v]	15,0	20,0	0,0	6,0	15,0	20,0
Brenselkostnad [øre/kWh _{el}]	16,7	22,2	0,0	7,1	17,6	23,5
Produksjonskost [øre/kWh _{el}] ved 7% rente	20,1	25,6	8,4	15,4	35,2	41,0
Produksjonskost [øre/kWh _{el}] ved 5% rente	19,6	25,2	7,1	14,1	32,2	38,1

Tabell 4.5-3 Produksjonskostnad for varmesentraler

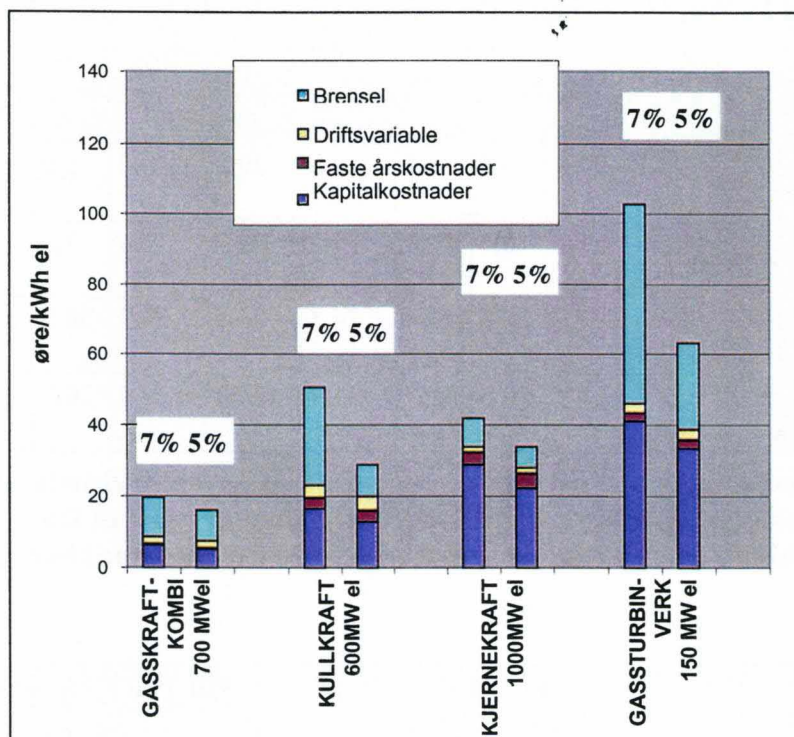
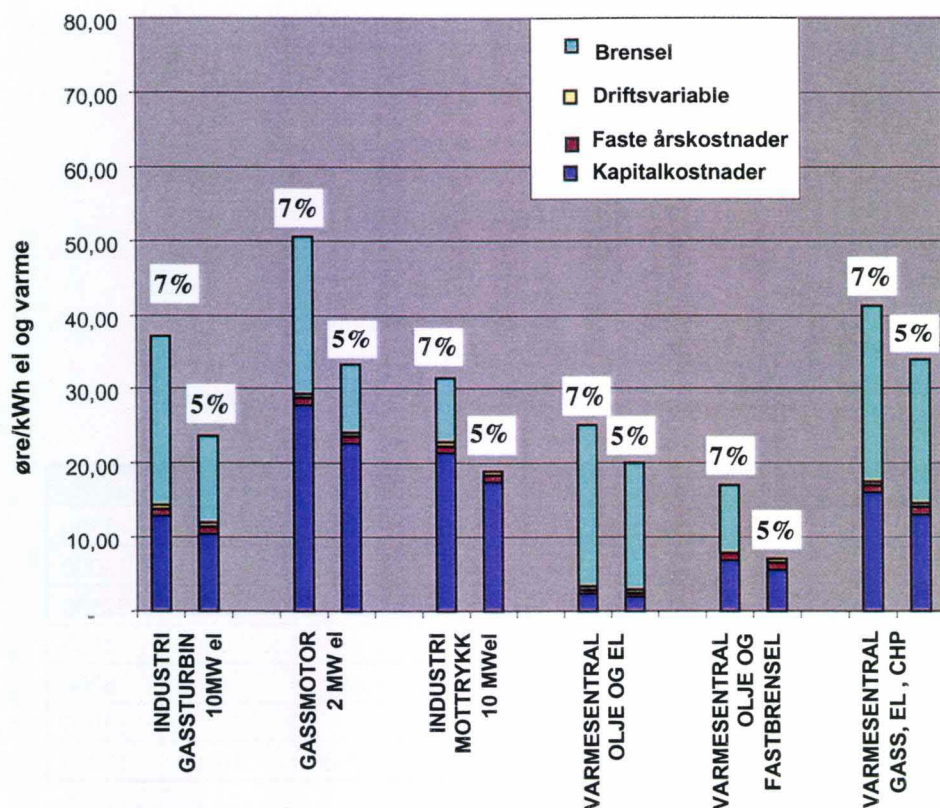


Fig 4.5-1 Produksjonskostnader for varmekraft fra større anlegg 1999. Kostnadsfordeling ved 7% kalkulasjonsrente og høy brenselpris samt ved 5% kalkulasjonsrente og lav brenselpris



Figur 4.5-2 Produksjonskostnader for varmekraft og varme fra mindre anlegg år 1999. Kostnadsfordeling ved 7 % kalkulasjonsrente og høy brenselpris samt ved 5 % kalkulasjonsrente og lav brenselpris

4.6 Kostnadsutvikling for varmekraft og varmesentraler

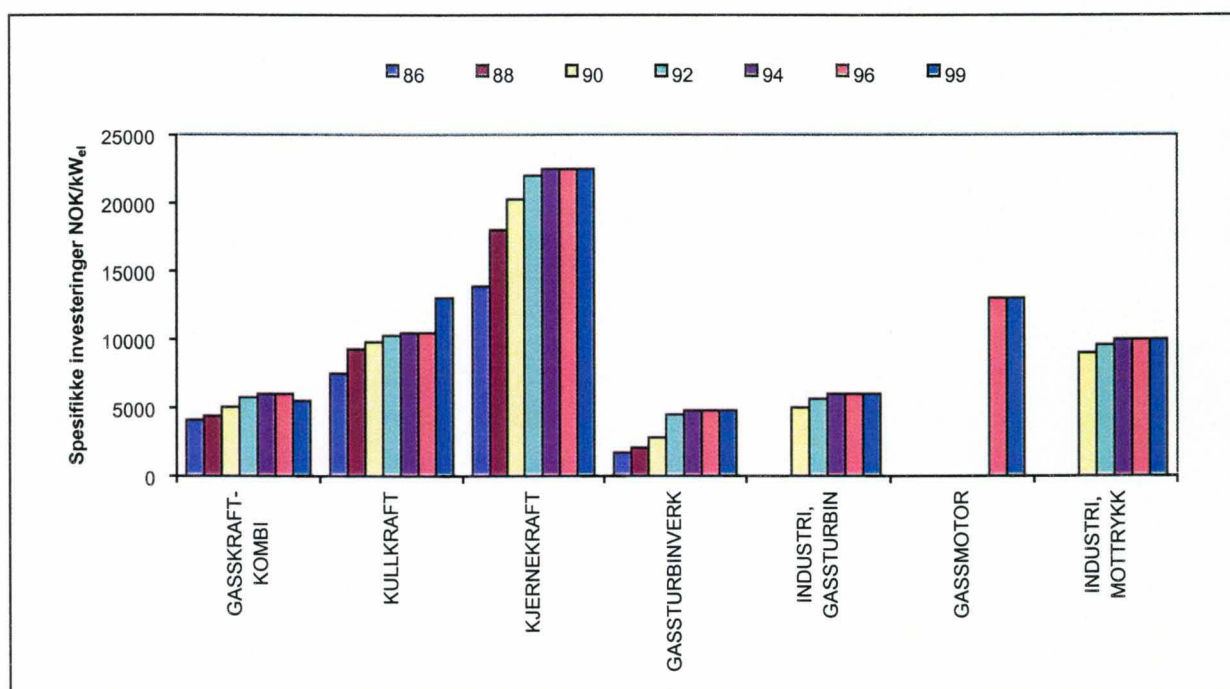
Tabell 4.6-1 viser den nominelle økningen i investeringskostnader fra forrige kostnadsrapport, januar 92 til denne rapporten, januar 99, ved 7% kalkulasjonsrente. Variasjon i kostnadsøkningen for de ulike varmekrafttyper antas å ha sin årsak i den aktuelle markedssituasjonen.

Kullkraft og kjernekraft har uendrede spesifikke investeringer. Den svake økningen som er registrert for kullkraft i siste periode skyldes økende krav til miljø og sikkerhet.

For gasskraft er det i Europa en sterk tendens til å installere mindre enheter som kan levere kraft og varme til fjernvarmeverk ol. Som eksempel kan nevnes Ulstein Bergen Energi som har levert et stort antall gassmotorer med avgasskjeler til Danmark. Tendensen til å bygge mindre enheter i Europa er kostnadsdrivende for denne type

Kraftverkstype	jan 92	jan 94	jan 96	jan 99
Gassfyrt kombiverk 700 MW _{el} , [NOK/kW _{el}]	5750	6000	5850	5500
Kullkraftverk, 600 MW _{el} , "	10300	10500	10500	13000
Kjernerkeftverk, 1000 MW _{el} , "	22000	22500	22500	22500
Gassturbinverk, 150 MW _{el} , "	4500	4800	4800	4800
Industrielt gassturbinanlegg, 10 MW _{el} , "	5650	6000	6000	6000
Gassmotor med avgasskjel 2 MW _{el} , "				13000
Industri mottrykksanlegg, 10 MW _{el} , "	9600	10000	10000	10000

Tabell 4.6-1 Spesifikke investeringskostnader for ulike typer varmekraftverk i perioden 1992 - 1999. I kostnadene inngår 7 % p.a. byggelånsrente og avgifter



Figur 4.6-1 Kostnadsutvikling i nominelle kroner for varmekraftverk i perioden 1986-99

anlegg, mens prisen på store anlegg er synkende. For store kombinerte gasskraftverk har vi justert investeringskostnadene i 1996 til de priser som er antydnet for tilsvarende anlegg som planlegges på Vestlandet:

I figur 4.6-2 er kostnadsutviklingen for varmekraftverk i spesifikke kostnader for perioden 1986-99 vist grafisk .

4.7 Miljøforhold og brenseldata ved varmekraft-produksjon

Utslipp

Nedenfor (fig. 4.7-1) er det fra Kjelforeningen - Norsk Energis Energi-kalender og SSB angitt utslipp av gasskomponenter ved forbrenning av forskjellige brenseltyper. Utslippene er angitt i gram og milligram per kWh medgått brensel. For å relatere utslippene til kraftproduksjon i store anlegg multipliserer man utslipps-tallene med 100 og dividerer med

virkningsgrader angitt i tabellene 4.1-5. og 4.1-6. CO₂-utslippet fra ved og biomasse er per definisjon satt til null pga den korte tiden (60-120 år) for kretsløpet for CO₂ fra biomasse.

I figur 4.7-2 er det vist utslipp av forurensningskomponenter ved forskjellige brensel.

CO₂ fjerning

Ved brenning av kull, hydrokarboner, avfall, biobrensel osv. vil det dannes vanndamp (H₂O) og karbondioksid (CO₂) i røkgassen. Ønsker man å redusere utslippet av CO₂ kan det gjøres på tre måter:

- karbon i fast form fjernes fra prosessen
- karbondioksid i gassform fjernes fra prosessen
- karbondioksid i gassform fjernes fra avgassen

Metode A benyttes ved produksjon av carbon black, koks, petrokoks, trekull, sotolje fra amoniakkprosess osv. Karbonet som skilles ut kan deponeres eller anvendes i prosesser og det

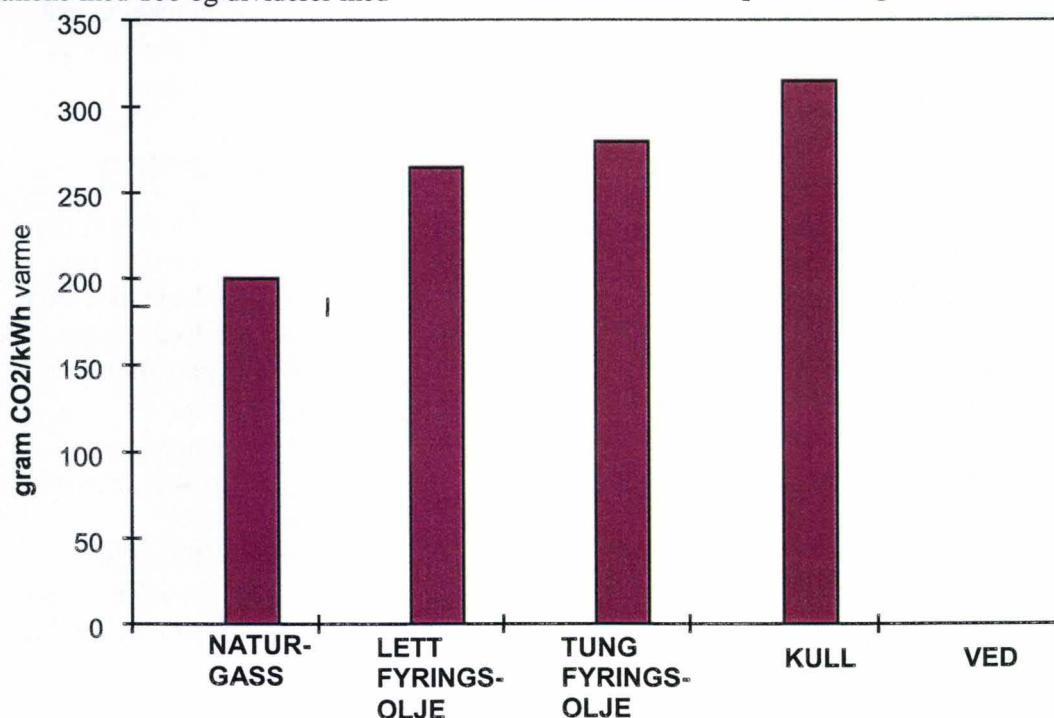
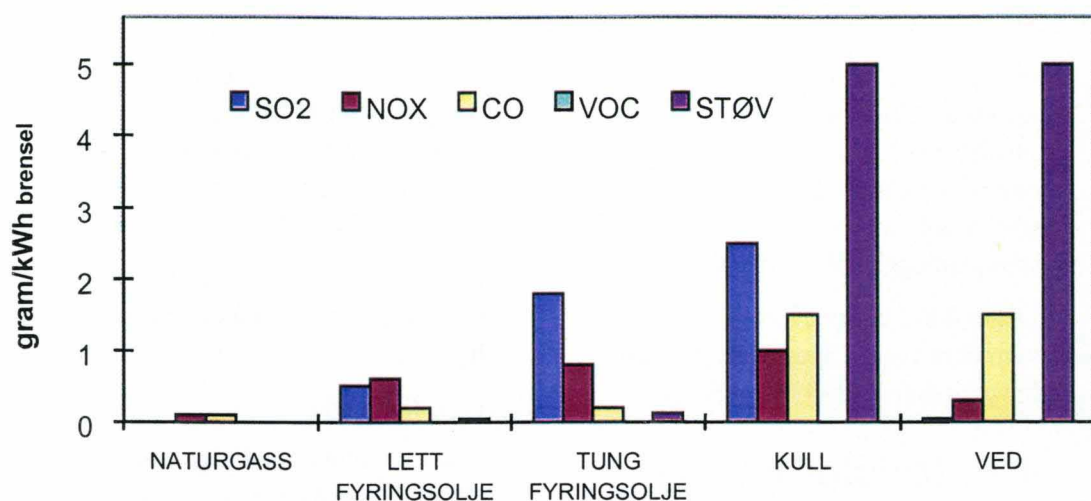


Fig 4.7-1 Utslipp ac CO₂ ved forbrenning av forskjellige brensel



Figur 4.7-2 Utslipp av SO₂, NO_x, CO, VOC og støv ved forskjellige brensel (Uten spesielle rensetiltak)

hydrogenrike brenselet som dannes i prosessen kan brukes i fyrkjeler, gassturbiner osv. Avgassen fra disse vil inneholde vesentlig mindre CO₂ enn ved konvensjonelle brensel. Skal man oppnå en netto reduksjon av CO₂ utslippet, må den utskilte karbonandelen langtidslagres.

Ved metode B vil brenselet skilles i en CO₂ rik del og en hydrogenrik del. Metoden benyttes i dag ved en rekke prosesser hvor man skal ha hydrogenrike gasser. Skal man oppnå en netto reduksjon av CO₂ utslippet, må den utskilte CO₂ gassen langtidslagres.

Ved metode C foregår forbrenningen av brenselet med tilnærmet ren oksygen i stedet for luft. Avgassen vil bestå av CO₂ og vanndamp. Nedkjøles avgassen vil vanndampen kondensere og den CO₂ rike gassen må langtidslagres. For å unngå den høye forbrenningstemperaturen man får ved oksygenforbrenning kan det resirkuleres CO₂ rik avgass til forbrenningen.

Ved de tre rensetilfellene vil el. virkningsgraden for anlegget synke med 7-12 %. Dels skyldes dette tap i brennverdi, tap i CO₂ kompresjon,

varmetap fra renseprosessen, damp- og el. forbruk i renseprosessen.

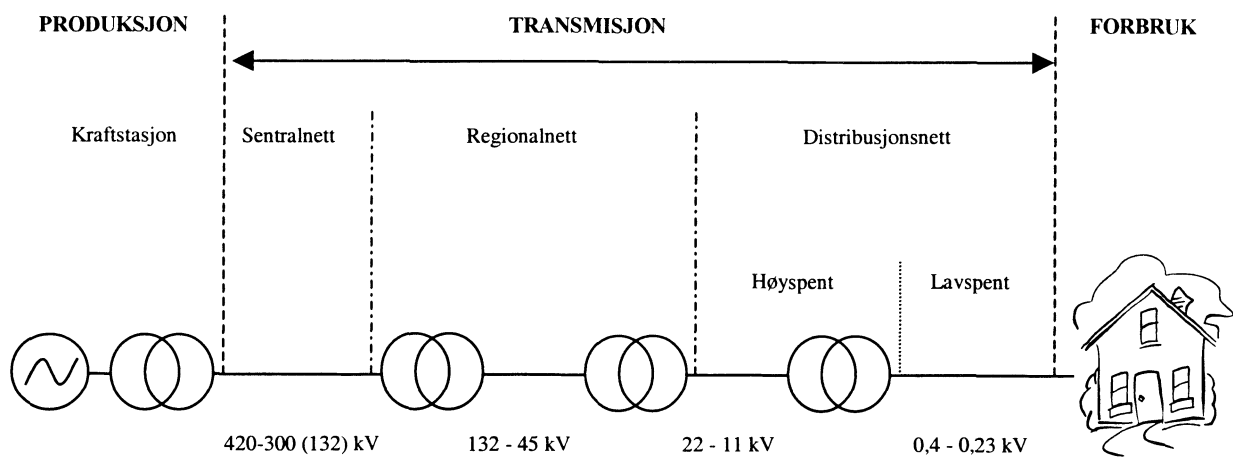
Kostnadene knyttet til de tre rensetilfellene for CO₂ er antydnet til 8-15 øre/kWh_{el}. Det store problemet vil være knyttet til langtidslagring av karbon eller CO₂. Store CO₂ mengder kan bare lagres i naturlige hulrom i berggrunnen ("aquifer"- saltleier, tomme gass- og oljefelt) eller på store havdyp. For at ikke transportkostnadene for CO₂ skal bli for store må kraftverket lokaliseres i nærheten av slike deponeringsmuligheter.

4.8 Kullforgassing

Kullforgassingsanlegg for produksjon av syntesegass er tilgjengelig i dag. Det arbeides aktivt med å utvikle store kullforgassingsanlegg, hvor gassen kan benyttes direkte i gassturbiner. Slike anlegg vil få høyere elvirkningsgrader enn ordinære kullfyrte anlegg (se fig. 4.1-2), men anleggene er fortsatt på utviklingsstadiet og trolig vil slike anlegg ikke være kommersielt tilgjengelige før om 5-10 år [4-15].

I september 1996 satte ELCOGAS i drift verdens største kullforgassingsverk i Puertollano i Spania. Anlegget har gassturbin og dampturbin med samlet eleffekt på 335 MW. Elvirkningsgraden er 37,5%. Brenselet er kull og petrolkoks [4-13]. Et tilsvarende forsøksanlegg er i drift i Nederland ved Haelen av firmaet Demkolec [4-14].

5. ENERGIDISTRIBUSJON



Figur 5.1-1: Skjematisk fremstilling av det norske kraftsystem fra produksjon til forbruker

5.1 Eldistribusjon

Elektrisk kraft produseres i kraftstasjoner og leveres inn på overføringsnett for deretter å bli transportert ut til den enkelte forbruker. Kraftoverføringssystemet omfatter mange ulike komponenter; luftledninger, jord- og sjøkabler,

transformatorer, brytere m.m. på forskjellige spenningsnivåer. Figur 5.1-1 viser en skjematisk fremstilling av det norske kraftsystemet fra produksjon til forbruker. Flere forbrukere og kraftstasjoner er også tilknyttet andre nettnivåer enn det som figuren viser.

Investeringskostnadene for luftledninger er i hovedsak sammensatt av kostnader til master, strømførende

Spenningsnivå	Kabelanlegg (lagt i vei, 3 km) [mill. kr/km]	Luftledning (normale forhold) [mill. kr/km]	Overført effekt [MVA]	Kostnadsforhold kabel/luftled.
22 kV	TXSE 3×240 Al: 0,6	FeAl 50 (tremaster): 0,3	ca. 4	Ca 2 : 1 PEX
45 og 66 kV	TSLE 1×400 Al: 2,0	FeAl 240 (tremaster): 0,6	ca. 30	Ca 3 : 1 PEX
132 kV	TSLE 1×1200 Al: 3,5	FeAl 329 (stålmaster): 1,3	ca. 200	Ca 3 : 1 PEX
300 kV, 1 kabelsett	TSLE 1200 Al: 8,3 OKDE 1600 A: 12,2	2×FeAl 380 (stålmaster): 2,6	ca. 500	Ca 3 : 1 PEX Ca 5 : 1 Olje
300 kV, 2 kabelsett	2×TSLE 1600 Al: 14,2 2×OKDE 2000 A: 21,1	3×FeAl 380 (stålmaster): 3,0	ca. 800	Ca 5 : 1 PEX Ca 7 : 1 Olje
420 kV, 2 kabelsett	2×TSLE 1600 Al: 16 2×OKDE 2000 A: 28	3×FeAl 380 (stålmaster): 3,0	ca. 1200	Ca 5 : 1 PEX Ca 9 : 1 Olje
420 kV, 3 kabelsett	3×TSLE 1600 Al: 22 3×OKDE 2000 A: 40	3×FeAl 481 (stålmaster): 3,3	ca. 2000	Ca 7 : 1 PEX Ca 12 : 1 Olje

Tabell 5.1-1 Typiske anslag for investeringskostnader i overføringsnett

Spenningsnivå [kV]	Overførings-kapasitet (ca) [MVA]
22	1 – 10
45	10 – 60
66	20 – 100
132	50 – 400
300	200 – 1000
420	500 – 2000

Tabell 5.1-2 Spenningsnivå og typiske intervall for overførings-kapasitet [5-2]

liner, isolerende oppheng, samt transport og montasje. Kabelkostnadene er sammensatt av kostnader til grøfter, kabel (PEX eller olje), utlegging og montasje, samt til skjøter og muffehus.

Investeringskostnader i overførings-nettet kan anslås som vist i tabell 5.1-1 [5-1]. Kostnadene inkluderer material-grøfte- og entreprenørkostnader. Det er ikke inkludert kostnader til grunn-erstatninger, renter i byggetiden og investeringsavgift m.v.

For luftledninger er de årlige drifts- og vedlikeholdskostnadene anslått å være i størrelsesorden 1,5 - 2,0 % av investeringskostnadene, mens det tilsvarende anslag for oljekabler er på 0,5 - 1,5 % og for PEX - kabler på 0,2 - 0,3 % [5-2].

Ytelse [MVA]	Omsetningsforhold [kV/kV]			
	66/11-22 [kkr]	132/11-22 [kkr]	132/66 [kkr]	300/132 [kkr]
5	1200			
10	1600	2300		
15	2100	3100		
20	2300	3400		
25	2800	3700		
30	3200	4000		
35	3600	4400		
40	4000	4800		
50	4800	5600	6300	
60	5600	6400	6500	
70	6400	7200	6600	
80	7200	9600	6800	
150				9300
200				12500
250				15500

Tabell 5.1-3 Transformatorer (eks. mva, investeringsavgift og renter i byggetiden) [3].

Overføringssystemet dimensjoneres slik at det oppfyller kravene til stabilitet og pålitelighet. For den enkelte overføringsforbindelse er maksimal overføringsevne det viktigste kravet. En økonomisk optimal dimensjonering tar i tillegg hensyn til tapskostnader og drifts- og vedlikeholdskostnadene. Tabell 5.1-2 viser i hvilke effektområder optimal overføringskapasitet ligger for ulike ledningsnett og spenningsnivåer.

Kostnadene i tabell 5.1-3 gjenspeiler priser på transformatorer. Monteringskostnader, apparatanlegg osv kommer i tillegg.

De økonomiske levetider for 3 typer overføringsanlegg kan forutsettes som vist i tabell 5.1-4.

Sluttbrukertiltak

Gjennomføring av sluttbrukertiltak har til hensikt å redusere nåværende dimensjonerende effekt og/eller redusere fremtidig økning i dimensjonerende effekt i overføringsnettet. På denne måten kan behovet for re- og nyinvesteringer i nettet reduseres. Videre er hensikten å øke eller opprettholde nåværende brukstid i nettet, slik at det kan oppnås en bedre avkastning på den kapital som er lagt ned i det eksisterende nettet.

Tabell 5.1-5 viser typiske utbyggingskostnader i fordelingsnettet. Tallene er basert på informasjon fra 105 energiverk med til sammen mer enn 600 000

Type anlegg	Økonomisk levetid
Transformatorstasjon	30
Overføringslinjer	30
Kabelanlegg	25

Tabell 5.1-4 Levetider for forskjellige typer overføringsanlegg (i antall år)[5-3]

	Kabelnett				Luftnett	
	Flatebelastning				Flatebelastning	
	Høy		Middels		Lav	
	[kr/kW]	[kr/kW år]	[kr/kW]	[kr/kW år]	[kr/kW]	[kr/kW år]
Høysp. ford. nett	2 200	220	4 000	400	4 200	420
Transformering	1 800	180	2 000	200	1 400	140
Lavspent ford. nett	2 400	240	4 500	450	1 800	180
Stikkledninger	500	50	800	80	800	80
Totalt	6900	690	11 300	1 130	8 200	820

Tabell 5.1-5 Utbyggingskostnader i fordelingsnettet [5-4]

abonnenter, samlet inn av EFI i 1992. De spesifikke årskostnadene er beregnet med 25 års økonomisk levetid og 7 % kalkulasjonsrente samt 1,5 % driftskostnader.

I tabell 5.1-6 presenteres en oppsummering av nøkkeltalls-kostnader for ulike sluttbrukertiltak. Minste og høyeste utbyggingskostnad ved hver enkelt metode presenteres.

Dette er gjort fordi det eksisterer få eksempler på gjennomførte tiltak, og tallmaterialet som eksisterer er dermed for lite til å kunne oppgi ett bestemt nøkkeltall for hver enkelt metode.

Det er ikke angitt kostnader for tiltaket "informasjon". Grunnen til dette er at virkningen av dette tiltaket med hensyn på redusert effektforbruk er vanskelig å tallfeste.

Tiltak Metoder		Utbyggingskost. [kr/kW]	
		Min.	Maks
Infor- masjon	overfor enkeltkunder	-	-
	utvalgte målgrupper	-	-
	massemedia	-	-
Prising ³⁾	tidsvariabel - sesong	0 ⁵⁾	10810
	tidsvariabel - døgn	150	4950
	tidsvariabel - dynamisk	150	4950
	effektledd	150	4950
Aktiv styring	varmtvannsberedere	1590	3920
	elektrokjeler	60	80
	varmekabler inne/ute ¹⁾	500	
	ventilasjon	300	670
	panelovner	110	730
	kjøleanlegg	110	730
	motorvarmere ¹⁾	130	
	belysning ¹⁾	5330	
Lokal prod.	vannbårne oppvarmingssystemer	650	5200
	lokal elektrisitetsprod. ²⁾	1750	8250 ⁴⁾
	lokal varmeprod. ²⁾	1750	8250 ⁴⁾
	gass i rør (naturgass, propan)	-	-

Merknader:

¹⁾ Nøkkeltallskostnader.

²⁾ Det er benyttet kostnader for PCP-anlegg (Power Combustion Powerplant). Det forutsettes at sluttbruker allerede har installert et system for distribusjon av vannvåren varme.

³⁾ Det forutsettes bruk av toveiskommunikasjon.

⁴⁾ Etablering av et vannbårent system samt installasjon av PCP-anlegg.

⁵⁾ Det kreves minimum 4 måleravlesninger per år fra 01.01.1999 for målepunkt med forventet forbruk større enn 8000 kWh.

Tabell 5.1-6 Oversikt over kostnader ved tilgjengelige tiltak og metoder

Sluttbrukere	Flateareal [m ²]
Enebolig	134
Rekkehus	129
Boligblokk , 12 leil.h.	1000
Kontorbygg	4765
Sykehjem, helseinst.	4100
Skole	6500
Varehandel, butikk	500

Tabell 5.1-7 Flateareal for ulike sluttbrukere

Det legges til at de kostnader som presenteres i tabell 5.1-6 er erfarings-tall basert på et begrenset utvalg prosjekter og kostnadsberegninger. Nøkkeltallskostnadene er likevel representative for de tiltak og metoder som er nevnt. Nøkkeltallskostnader ved sluttbrukertiltak anbefales innarbeidet i de kostnadskataloger som benyttes ved planlegging av nett. På denne måten kan sluttbrukertiltak lettere kostnadssettes og settes opp som et alternativ til konvensjonell nettutbygging i de lokale kraftsystemplaner.

Tabell 5.1-7 viser flateareal for ulike sluttbrukere som er lagt til grunn for de beregninger som er utført under. Tallene er basert på opplysninger om gjennomsnittsarealer for ulike kategorier av bygninger.

Med basis i ovennevnte forutsetninger og underlag er det beregnet effektforbruk for sluttbruker-kategoriene “husholdninger” og “næringsbygg”. Effektforbruket er fordelt på belastningsgrupper. Resultatene er vist i

tabellene 5.1-8 og 5.1-9.

De effekter som angis i tabell 5.1-8 og 5.1-9 er enkeltbelastningenes bidrag til den enkelte sluttbrukers maksimallast. Det er dermed tatt hensyn til at ikke alle belastningspunkt er innkoblet ved det tidspunktet sluttbrukers maksimallast inntreffer.

Sesongvariasjoner av energibelastningen oppstår fordi behovet til oppvarming og ventilasjon varierer ved ulike utetemperaturer. Dette behovet representerer ofte den største belastningen i høylast-perioder, og er i stor grad uavhengig av kundegruppe.

I tillegg til utetemperaturen vil andre klimatiske forhold som vind og solinnstråling påvirke energi- og effektbehovet.

For de fleste kundegrupper representerer den sesongvariable delen av effektbehovet en variasjon på ca 50 - 60 W/m². For enkelte kundegrupper som kontorbygg og varehandel vil imidlertid kjølebehov samt bruk av klimakjøling og kjøledisker medføre et relativt høyt energibehov også om sommeren.

Døgnvariasjoner oppstår fordi bruken av de ulike typer bygg og utstyr varierer over døgnet. For husholdninger har forbruket en høylastperiode om morgenen (kl. 0800) og et maksimum etter arbeidstid/kveld (kl. 1800-2200), mens for næringsbygg/kontorer oppstår maksimums-forbruket like etter arbeidsstart (kl. 0800-1200).

Belastningsgruppe	Enebolig	Rekkehus	Boligblokk
	[kW]	[kW]	[kW]
Oppvarming inkl. ventilasjon	8,0	7,1	46,0
Varmtvann	1,8	1,8	18,4
Belysning	0,5	0,5	4,6
Diverse, kjøll, frys, vask	0,4	0,4	3,7
SUM	10,7	9,7	72,7

Tabell 5.1-8 Forbruksstruktur for “husholdninger”.

Belastningsgruppe	Kontorbygg	Sykehjem	Skole	Varehandel
	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]
Oppvarming	162,2	132,0	239,9	22,5
Ventilasjon	188,5	113,2	299,0	13,5
Varmtvann	19,7	37,7	35,9	3,6
Vifter, pumper, utv. varmekabler	24,1	15,1	47,8	2,3
Belysning	65,8	24,5	95,7	5,4
Diverse, kjøl, frys, vask, kjøledisk	26,3	28,3	12,0	4,5
SUM	486,6	350,8	729,6	52,9

Tabell 5.1-9 Forbruksstruktur for "næringsbygg".

Generelt representerer den døgnvariable delen en variasjon på ca. 10-15 W/m² for husholdning, og ca. 20-30 W/m² for næringsbygg.

En stor del av det døgnvariable behov er også avhengig av utetemperatur, for eksempel ventilasjon for næringsbygg som stoppes utenom arbeidstid.

I figurene 5.1-2 og 5.1-3 er belastningsmønsteret for henholdsvis "husholdninger" og "næringsbygg" vist grafisk. Også her er beregningsmodellen med basis i normtall benyttet, der effekt- og energiforbruk for de ulike belastninger er tallfestet. Beregningene er utført med dimensjonerende

utetemperatur -20°C. Følgende belastningssituasjoner er lagt til grunn:

Døgnmaksimum

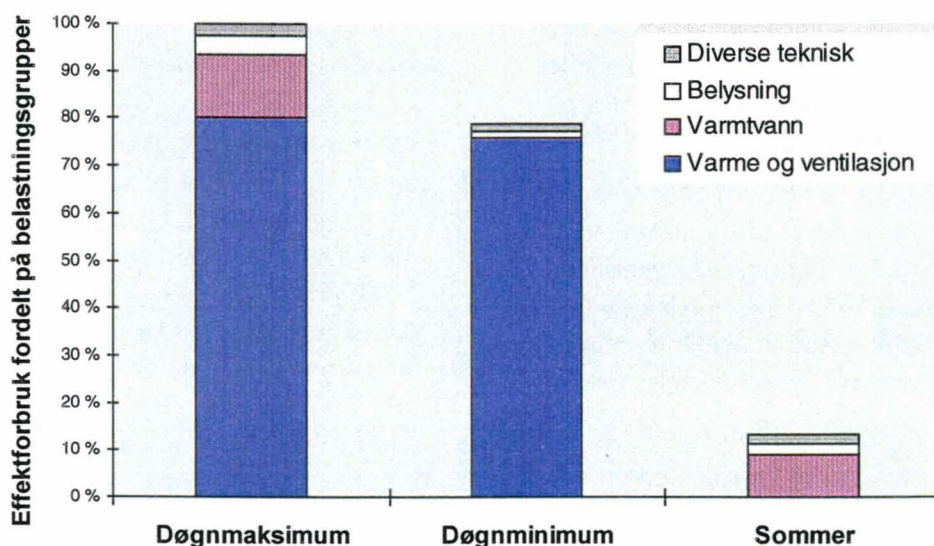
Maksimal last for kundegruppen i makslastperioden på vinteren; årsmaksimum.

Døgnminimum

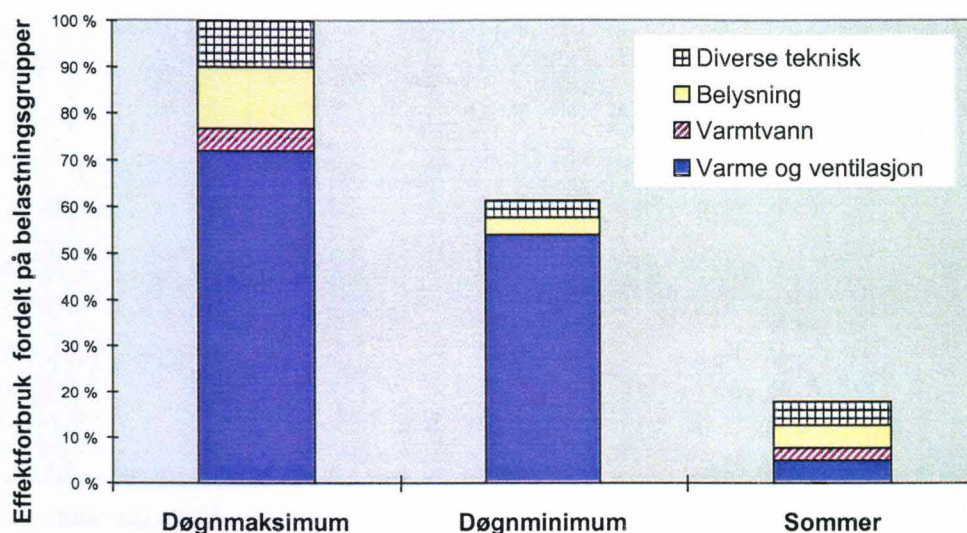
Laveste døgnlast for kundegruppen i makslastperioden (om natten); årsmaksimum.

Sommer

Normal last i perioder med minimumsforbruk om sommeren (uten kjøling).



Figur 5.1-2 Belastningsmønster for sluttbrukerkategorien "husholdninger".



Figur 5.1-3 Belastningsmønster for sluttbrukerkategorien "næringsbygg"

5.2 Varmedistribusjon

Det skilles her mellom fjerndistribusjon og nærdistribusjon. Fjern-distribusjon for el, gass og olje vil omfatte transport over avstander på 100-500 km med overførte effekter på 1000-10000 MW. Fjerndistribusjon av varme omfatter avstander på 1-20 km med overførte effekter på 10-100 MW.

For nærdistribusjon spiller effekt-

tettheten stor betydning. For forskjellige områder kan følgende effekt-tetthet antas.

- Villaområde 5-20 MW/km²
- Rekkehusomr. 15-25 MW/km²
- Blokkbebygg. 25-30 MW/km²
- Bysenter 100-150 MW/km²

Investeringer og kostnader ved varmedistribusjon avhenger av flere faktorer som blant annet varmetetthet, geologiske forhold samt øvrige tekniske

Rør-dim.	Overførings-kapas. ved $\Delta T = 50\text{ }^{\circ}\text{C}$	Kostnader varmedistr.	
		Sentrums-område	Park /ytter-områder
[mm]	[MW]	[kr/m]	[kr/m]
40	0,3	2500	1500
50	0,6	2800	1700
65	1	3100	1900
80	2	3300	2000
100	3	3700	2300
125	4	4000	2600
150	6	4400	2900
200	12	5100	3200
250	22	6000	3800
300	35	6800	4400
400	65	8300	5500
500	115	9400	6200
600	190	10700	7000

Tabell 5.2-1 Enhetspris for fremførings-kostnader for varme.

Sted	Energi- leveranse	Kostnad (Inves./ årsoms)	Transport- pris ¹⁾
	[GWh/år]	[kr/kWh]	[øre/kWh]
Bergen Fase 1	80	2,9	27,0
Bergen Fase 2	160	2,0	19,0
Kristiansand Fase 1	60	1,5	11,0
Kristiansand Fase 2	90	1,1	14,0
Anlegg A	50	0,7	7,0
Anlegg B	75	1,0	9,5

¹⁾7% rente, 20 år

Tabell 5.2-2

Kostnader varmedistribusjon

busjon per kWh avhenger igjen av brukstiden på den effekten distribusjonsnettet leverer.

I startfasen vil ofte et nett bli overdimensjonert for å kunne dekke fremtidig effektbehov og en vil derfor vil få en større kostnad for distribusjonsnettet i startfasen av en utbygging.

Basert på erfaringer fra fjernvarmeutbygging i Sverige og korrigert for norske forhold er kostnadsbildet for utbygging av et distribusjonsanlegg vist i tabell 5.2-1. Kostnadene omfatter ferdig lagt nett med tur og returledninger i samme grøft.

I tillegg kommer kostnad for installasjon i bygget hos de ulike motakerene.

Fra ulike forprosjekter og konsekvenssøknader om fjernvarmeutbygging kan en trekke frem følgende hovedtall for distribusjonskostnaden inkludert anlegg hos kundene (varmevekslerinstallasjon-kundesentral), jf tabell 5.2-2.

Som vi ser fra tabellen er kostnadsbildet sterkt varierende. Det skyldes at lokale forhold som krever lange overføringsledninger fra varmesentraler og lignende påvirker energikostnaden vesentlig.

Trondheim energiverk har totalt investert 269 mill. kr i et nett som

distribuerer 390 GWh (44,5 MW varme som årsmiddel). Dette tilsvarer en investering på 6,0 mill.kr per MW varme, eller 0,69 kr/kWh år [5-5].

Viken Energi har investert ca 500 mill. kr i et nett som distribuerer 740 GWh (84,5 MW varme som årsmiddel). Dette tilsvarer en investering på 5,9 mill. kr per MW varme. tilsvarende 0,68 kr/kWh/år [5-5].

5.3 Gassdistribusjon

På figur 5.3-1 er det vist transportkostnader for LNG og gass avhengig av transportavstand for effekter på 6,5 GW.

For lokal distribusjon av gass er det fra Gasnor AS opplyst at ferdig lagte gassledninger koster 1500-3000 kr/m, høyeste verdi i tettbygde strøk. Totalt er det investert 70 mill.kr i et nett som distribuerer 390 GWh (46,5 MW gass som årsmiddel). Dette tilsvarer en investering på 1,5 mill.kr per MW gass.

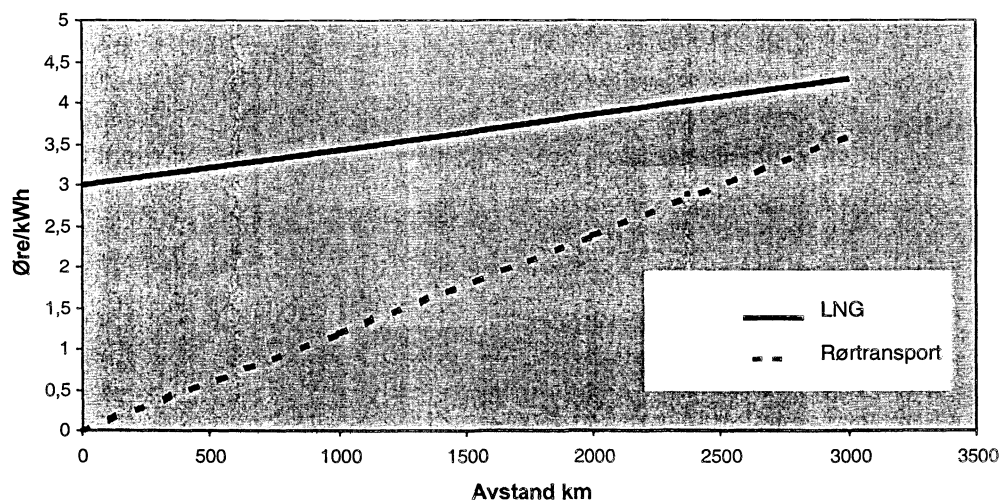


Fig. 5. 3-1 Transportkostnader for LNG og naturgass - 6,5 GW

6. NYE FORNYBARE ENERGIKILDER

6.1 Generelt

Solinnstråling er drivkraften bak nesten alle fornybare energikilder. Det er solas oppvarming av jord, vann og luft som driver de store sirkulasjonssystemene på jordkloden og fordeler vind og regn over jordoverflaten. Nedbøren gir grunnlag for vannkraftproduksjon og strømningsenergien i vinden kan utnyttes i et vindkraftverk. Vind over åpent hav lager bølger som også kan utnyttes. Solenergien kan også nyttiggjøres direkte til produksjon av elektrisitet eller varme. Gjennom fotosyntese bygges det opp biologisk materiale (bioenergi) som også kan nyttiggjøres direkte.

Til nye fornybare energikilder regnes også varmen som er lagret i jorden indre (geovarme) og tidevannskreftene

som skyldes jordrotasjonen og gravitasjonskreftene mellom jorden og månen.

Norge har store forekomster av fornybare energikilder. Potensialet er først og fremst avhengig av kostnadsrelaterte forhold, men lokale miljøvirkninger har også stor betydning. Med dagens lave energipriser er det lite økonomisk attraktivt å utnytte mer fornybar energi enn det som gjøres i dag.

Energiproduksjon medfører kostnader til investering, drift og overføring fra produksjonssted til forbruker. Uttaket av fornybare energikilder vil i mange tilfeller være styrt av tidsavhengige forhold i naturen som ikke alltid faller sammen med forbruksvariasjonene over døgnet og året. For å dekke energietterspørselen i perioder med redusert leveringsevne må det gjøres tillegg-investeringer, for eksempel i form av energilagring som innebærer en til-

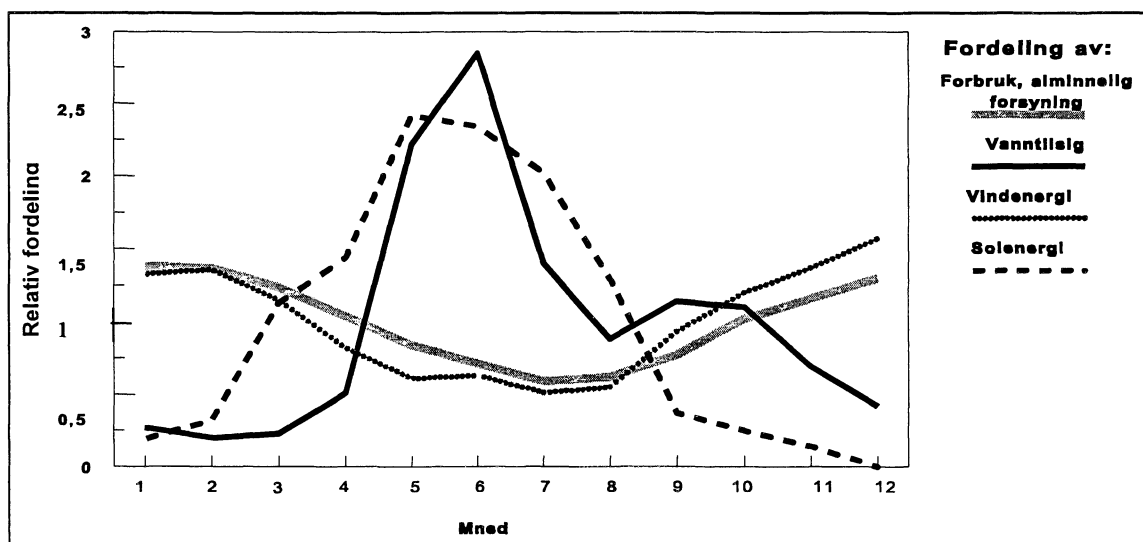


Fig. 6-1. Fordeling av nyttbar energitilgang over året for vind, sol og vannfall

leggskostnad for denne type energikilder. Slike kostnader betegnes gjerne som innpassingskostnader eller integrasjonskostnader og kommer normalt som et tillegg til investerings-, drifts- og overføringskostnader. Fig 6-1 viser hvordan bidraget fra vind- sol og vannfallsenergi varierer over året sammenliknet med forbruket. Det fremgår av denne figuren at vindkraft har en gunstig årsprofil med størst bidrag i vintersesongen da behovet er størst. For solenergi er det omvendt selv om energibidraget kan ligge høyt allerede i mars-april.

Solenergi opptrer i store mengder som lavtemperert varmeenergi, for eksempel i havet, luften eller i grunnvannet. For å utnytte denne energiressursen er en avhengig av varmepumper. Selv om varmepumper representerer en energiteknologi snarere enn en energiressurs, omtales den i dette kapitlet fordi den varmeenergien som varmepumpen foredler normalt har sitt opphav i en fornybar energikilde (sol).

6.2 Vindenergi

Vind oppstår som følge av ujevn fordeling av lufttemperaturen, og dermed også forskjeller i lufttrykket på jorda. Trykkforskjellene setter luftmassene i bevegelse, og det oppstår vind som

kjennetegn på luftmassenes bevegelsesenergi.

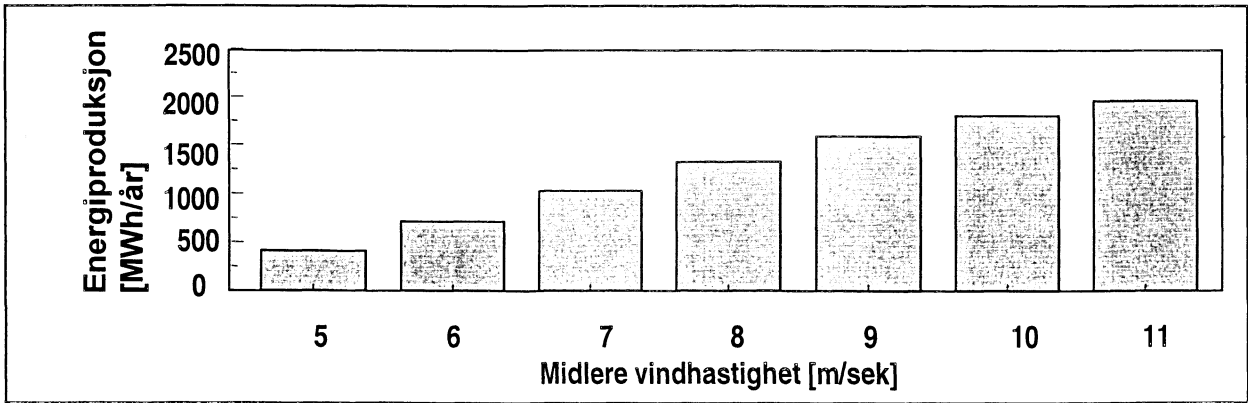
Den effekten (P) som en vindturbin kan trekke ut av en luftstrøm, kan beregnes ut fra følgende formel:

$$P = 1/2 \times C_p \times A \times \rho \times v^3 \text{ [W]}$$

hvor

- C_p = Effektfaktoren (turbinens virkningsgrad), angir forholdet mellom den avgitte energi og luftens bevegelsesenergi
- A = Turbinens strømningsstverrsnitt (bestrøket areal) [m²]
- ρ = Luftens tetthet (spesifikk vekt) ($\approx 1,23 \text{ kg/m}^3$)
- v = Vindhastigheten [m/s]

Effektfaktoren kan være forskjellig for forskjellige turbiner, og vil kunne variere med vindhastigheten. Den vil imidlertid ikke kunne overstige 16/27 $\approx 59\%$ (Betz-kriteriet). I praksis kan en god vindturbin ha en effektfaktor på rundt 43 % i det mest interessante vindområdet. Vindkraftverkets nominelle størrelse (effektinstallasjon), gjennomsnittlig vindhastighet over året og tilgjengeligheten er også avgjørende for hvor mye elektrisk energi et vindkraftverk vil kunne produsere i løpet av et år. I figur 6-2 er årlig energiproduksjon fra et 400 kW vindkraftverk anslått som funksjon av



Figur 6-2: Årlig energiproduksjon fra et 400 kW vindkraftverk ved ulike gjennomsnittlige vindhastigheter.

midlere vindhastighet over året [6-1].

Vindressursgrunnlaget i Norge, Sverige og Finland, angitt som midlere vindhastighet i åpent terreng 50 m over bakken, er angitt i figur 6-2. Med en midlere vindhastighet over året på rundt 8 m/s, som langs Norske-

kysten, kan et typisk årsmiddel for den samlede vindenergi som strømmer over et område, anslås til ca 3000 kWh/m² ($E = \frac{1}{2} \times \rho \times v^3 \times t$) for et tverrsnitt regnet vinkelrett på vindretningen.

Wind resources are measured at 50 m above ground level in open terrain. Hatched areas indicate values for hills and ridges.

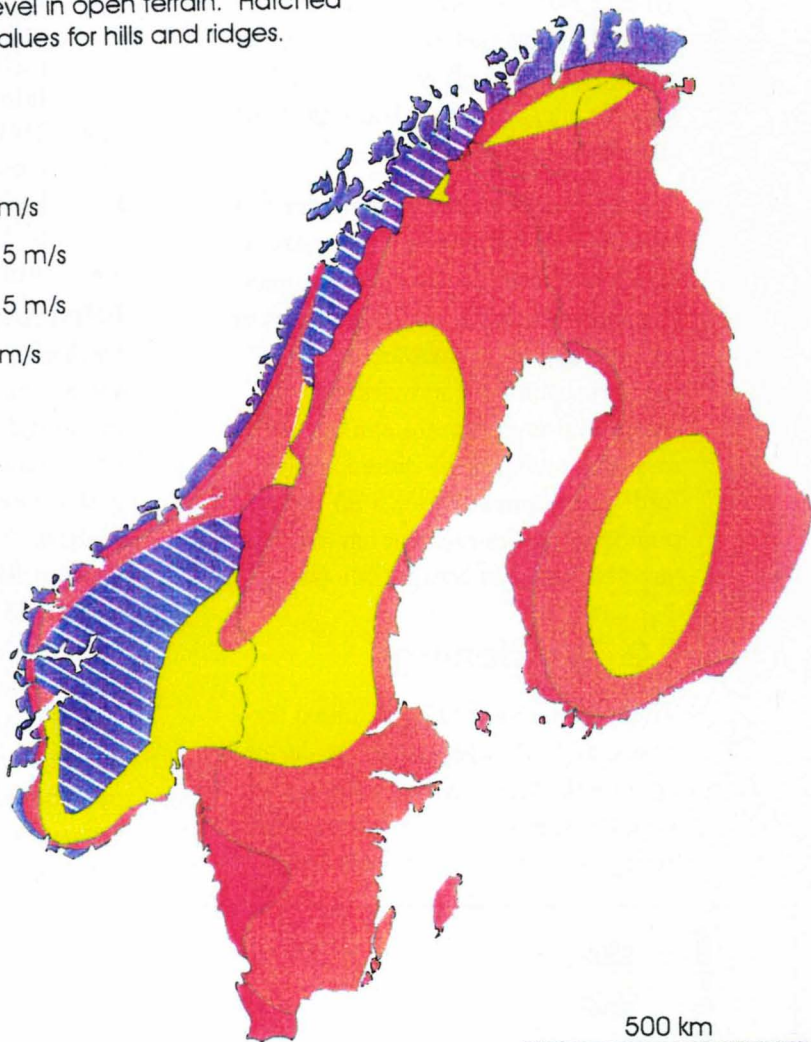
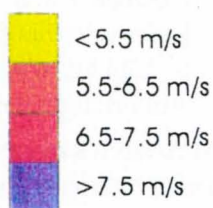


Fig. 6-3

Vindressurser i Norge, Sverige og Finland angitt som midlere vindhastighet [m/s] i åpent terreng 50 m over bakken. Skraverte områder indikerer kupert terreng [6-5]

6.2.1 Kostnader

Produksjonskostnader for vindkraft omfatter både investerings-og drifts-kostnader. Innkjøpskostnadene for vindkraftverk fra fabrikk i størrelser over 500 kW ligger i dag mellom 5000 og 6000 NOK per kW. I tillegg kommer frakt- og anleggskostnader.

Typisk utgjør disse tilleggskostnadene mellom 20 og 40% av investeringskostnadene avhengig av lokale forhold. Drifts-og vedlikeholdskostnadene for et moderne vindkraftverk utgjør normalt 2,5% av investeringskostnadene eksklusive frakt og anlegg.

Med

Innkjøpskostnad	6000 kr/kW
Frakt- og anleggskostnader	35%
Kapitalkostnader	7%
(20 års økonomisk levetid)	

vil produksjonskostnadene bli ca 27 øre/kWh med middelvind i navhøyde på 8 m/s. Produksjonskostnadene er spesielt følsom for den midlere vindhastigheten. Med 10% høyere vindhastighet reduseres kostnadene til 23,8 øre/kWh. Tilsvarende gir en 10% lavere vindhastighet en produksjonskostnad på 33,5 øre/kWh. Fig. 6-4 viser resultatet av en følsomhetsanalyse av produksjonskostnadene for

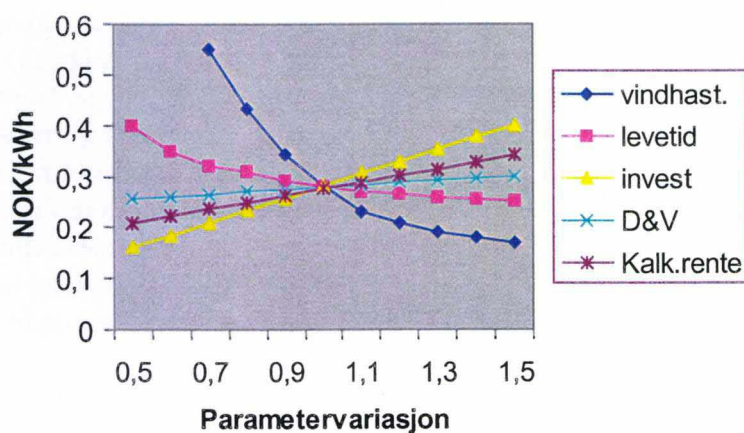
vindkraft for ulike parametre.

Frakt- og anleggskostnader er avhengig av lokale forhold. Spesielt vil omkostninger til nettilslutning variere avhengig av avstanden til nettet. Frakt- og anleggskostnader tilsvarende 35 % av investeringen vil typisk dekke nettomkostninger ved liten avstand til et passende tilknytningspunkt i nettet. Hvis det derimot må bygges nye lange kraftledninger på høyere spenningsnivå, vil omkostningene til dette komme i tillegg.

Produksjonskostnadene for ny vindkraft har sunket med 50-60% siden begynnelsen av 80-tallet. Denne reduksjonen har funnet sted som en konsekvens av en løpende teknologisk utvikling og økt masseproduksjon av vindturbiner. Selv om kostnadskurven etter hvert har begynt å flate ut, regner man med fortsatte kostnadsreduksjoner i årene som kommer. En dansk studie antyder en kostnadsreduksjon på 30% fra 1995 til 2005 og 40% fra 1995 til 2020.

I Norge kan en isolert sett forvente at utbyggingskostnadene vil øke etter hvert som de beste plassene for vindturbiner blir utnyttet. Også nettkostnadene vil øke fordi nett-

Fig 6-4 Kostnadsfølsomhet for vindkraft



kapasiteten i kystnære strøk med stor avstand til sentralnettet gjennomgående er liten, hvorved nettforsterkninger blir nødvendige. Det er antydning at nettkostnadene i første omgang vil ligge mellom 2 og 6 øre/kWh.

6.3 Bioenergi

Bioenergi er energi som frigjøres ved forbrenning/omforming av forskjellige typer organisk materiale. I motsetning til fossile brenslers er bioenergi en fornybar energiressurs som ikke gir netto tilførsel av drivhusgasser. Bioenergi gir for øvrig minimale utslipp av svovel. Tradisjonelt har det vært vanlig å utnytte treavfall fra skogindustrien, tynningsvirke og sekundærvirke fra skogbruket som bioenergi i Norge. Andre former for biomasse som kan benyttes, er organisk avfall fra industri og husholdninger. Halm, gjødsel og energivekster fra jordbruket kan også bli aktuelt å utnytte til energiformål.

Energiproduksjonen foregår ved omdannelse av biomasse gjennom forbrenning, forgassing, våtoksydasjon eller biologisk omforming. Tradisjonelt benyttes biobrensel til produksjon av varme. Det tilbys nå komplette biobrenselanlegg med praktisk talt samme bruker-komfort og tilgjengelighet som oljefyrte kjelanlegg. I løpet av de siste årene har teknologier for kraft/varme-produksjon fra biobrensel blitt videreutviklet. Bioenergi til kraft/varme-produksjon er et betydelig satsingsområde i Europa.

Den totale produksjonen av biomasse i Norge kan representere en brutto energimengde på ca 400 TWh/år. Av dette er det realistisk å regne med at ca 30 TWh kan utnyttes til energiformål [6-5].

Bioenergiforbruket i Norge ligger for tiden på 10 - 12 TWh/år. Av dette står skogindustrien for en energiproduksjon på rundt 5 TWh. Fjernvarmeverk leverer ca 1 TWh, og vedfyringen representerer rundt 6 TWh.

Bioenergibruken i Norge er begrenset til noen få sektorer med god tilgang på rimelig brensel. Med unntak av brenselssved er det minimal omsetning av biobrensel. De fleste som utnytter bioenergi er selvforsynt med brensel i form av sekundærprodukter fra skogbruk eller skogindustrien. Det meste av avfallsvirket fra skogindustrien blir nå utnyttet enten til intern produksjon av bioenergi eller som råstoff til plateindustrien. Økt biobrenselproduksjon i Norge vil derfor i første omgang komme i form av økt utnyttelse av sortert avfallsvirke og gjennom produksjon av grønnflis/flis fra skogen. En betydelig mengde avfallsflis vil kunne utnyttes til forholdsvis lave brenselkostnader (3 - 8 øre/kWh beregnet ut fra brenselets -brennverdi). Brenselflis fra skogen vil kunne produseres til priser innen området 7 - 15 øre/kWh.

Potensialet for økt biobrenselbruk i skogindustrien og økt vedfyring i boliger er relativt begrenset. En forventet økning av bioenergibruken i Norge vil i stor grad være til oppvarmingsformål i større bygninger med sentralvarmeanlegg. I dette markedet er det mulig å utnytte rå eller tørr flis direkte i større varmesentraler. I mindre og mellomstore varmesentraler/sentrale varmeanlegg vil det bli aktuelt å benytte foredlet biobrensel i form av pellets og briketter.

A. Investeringskostnader for forbrenningsanlegg

Overslagene er i det følgende gitt med forholdsvis stor spennvidde. Årsaken er at investeringskostnadene vil variere med de gitte betingelser for hvert enkelt anlegg. For eksempel kan behovet for investeringer i brensellager og utstyr for brenselhåndtering variere sterkt. Kostnadene er i det følgende angitt i kr per installert kW.

Villaanlegg

Konvertering av oljekjel til
biobrensel: 1000 - 1500 kr/kW
Nytt anlegg: 2000 - 3000 kr/kW

Større anlegg/varmesentraler

Konvertering av oljekjel til
biobrensel: 800 - 1200 kr/kW
Nytt biobrenselanlegg:
1200 - 1800 kr/kW

Store anlegg (> 10 MW)

Flis/barkfyringsanlegg:
500 - 1200 kr/kW

Priser på ulike biobrenslr. (Alle priser er angitt i øre/kWh_v, regnet av nedre brennverdi):

Skogsflis, bulk: 7 - 15

Bark/sagflis:	4 - 9
Halm:	9 - 13
Ved, sekk:	ca 50
Briketter, bulk:	15 - 20
Pellets, bulk:	18 - 25
Gjenvunnet trevirke:	3 - 8
Pellets, sekk:	25 - 30
Ved, bulk:	20 - 25

Prisene på de ulike biobrenslene varierer etter markedssituasjonen.

6.4 Solenergi

6.4.1 Datagrunnlaget

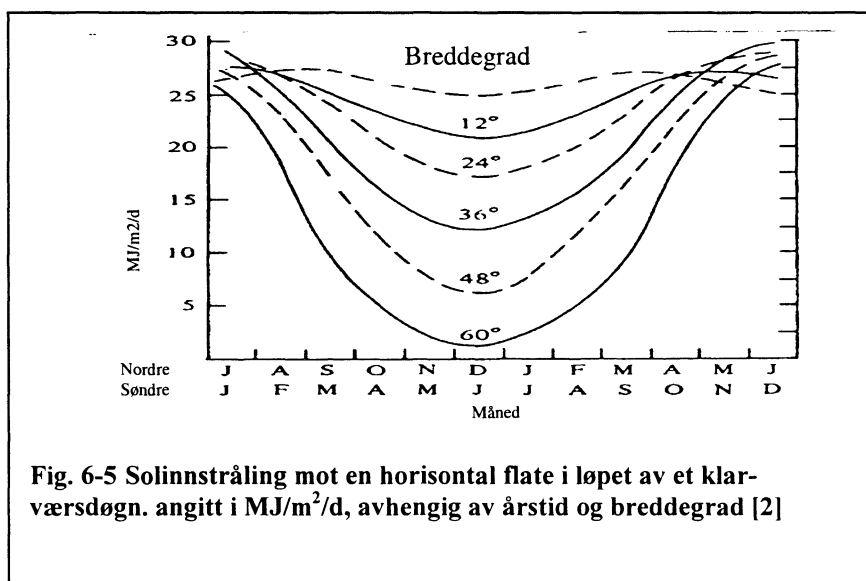
Solinnstrålingen er gitt av den såkalte solarkonstanten ($S = 1367 \text{ W/m}^2$).

Denne innstrålingen gjelder for en flate som står vinkelrett mot stråle-retningen og befinner seg utenfor jordas atmosfære i jordas middel-avstand fra sola [6-2].

Generelle data [6-2]:

Soldiameteren: $2 R_s = 1,392 \times 10^9 \text{ m}$
Jorddiameteren: $2 R_j = 1,278 \times 10^7 \text{ m}$
Avstand sol - jord: $L = 1,498 \times 10^{11} \text{ m}$
Overflate-temperatur på sola: $\sim 6000^\circ \text{C}$

Bare en del av energistrålingen fra sola mot jordkloden når fram til jordoverflata. Resten av innstrålingen



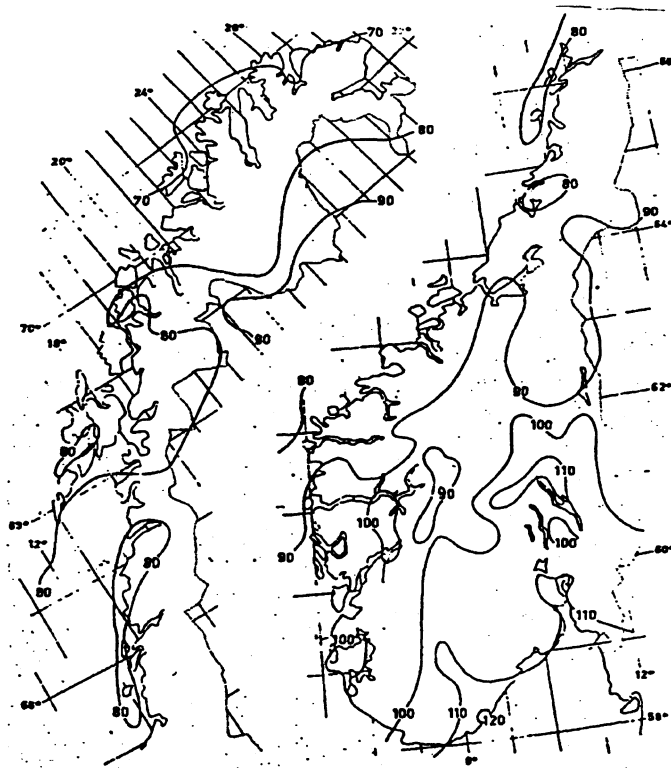
blir reflektert tilbake til verdensrommet eller blir absorbert i atmosfæren.

Solinnstrålingen mot jordoverflata vil avhenge av de atmosfæriske forhold, den stedlige breddegrad og årstiden. Figur 6-5 viser solinnstrålingen mot en horisontal flate i løpet av et klarværsdøgn, angitt i $\text{MJ}/\text{m}^2/\text{d}$ i avhengighet av årstid og breddegrad. Det fremgår av figuren at maksimal innstråling kan være omlag $25\text{--}30 \text{ MJ}/\text{m}^2/\text{d}$ for alle breddegrader i løpet av et skyfritt midtsommerdøgn (rundt $8 \text{ kWh}/\text{m}^2/\text{d}$). Det tilsvarer et døgnmiddel på ca $300 \text{ W}/\text{m}^2$, et dagmiddel på ca $600 \text{ W}/\text{m}^2$ og en maksimal innstråling på rundt $1 \text{ kW}/\text{m}^2$. Om vinteren derimot er innstrålingen vesentlig mindre på de høyere breddegrader og kan hos oss i

desember utvise verdier på rundt $1\text{--}2 \text{ MJ}/\text{m}^2/\text{d}$ under et klarværsdøgn ($0,3 \text{ kWh}/\text{m}^2/\text{d}$). Den midlere innstrålingen vil på de fleste steder være rundt $50\text{--}70 \%$ av innstrålingen under et klarværsdøgn. Beregnet årsmiddel for solinnstrålingen over Norge, angitt i W/m^2 , er vist i figur 6-6. I sum varierer den årlige energiinnstrålingen mot Norges areal fra vel $1100 \text{ kWh}/\text{m}^2$ i sør til ca $700 \text{ kWh}/\text{m}^2$ i nord.

6.4.2 Utnyttelse av solenergi

Bruk av solenergi til oppvarming blir ofte vurdert som lite interessant for norske forhold fordi solinnstrålingen midtvinters er liten når behovet er størst. Selv om solinnstrålingen er minimal i desember og januar er det i Norge likevel lange perioder vår og høst med varmebehov kombinert med



Figur 6-6: Beregnet årsmiddel for solinnstrålingen på en horisontal flate i Norge, angitt i W/m^2 [3]

rimelig bra solinnstråling. Nyttbar solinnstråling til romoppvarming er faktisk større i Tromsø enn i Oslo fordi fyringssesongen er lengre. Dessuten er det bruksområder med stort behov for varme i sommerhalvåret, f.eks. badeanlegg, varmtvann i hoteller etc., som er spesielt gunstige for solvarmeutnyttelse.

A. Passiv solvarme

Så lenge mennesker har bygget hus har de bevisst eller ubevisst forsøkt å utnytte solenergi for sine formål. 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 mot en bygning til oppvarming, lys eller kjøling. Det vil være betydelige gråsoner mellom passiv sol-varme og tradisjonell enøk på den ene side og aktiv solvarme på den andre.

Solvarmen kan brukes direkte til romoppvarming. Glass og andre transparente materialer slipper kortbølget solstråling igjennom. Denne energien absorberes i golv, vegger, tak og møbler som i neste omgang avgir langbølget varmestråling. Glass absorberer eller reflekterer den langbølgete varme-strålingen slik at energien ikke så lett slipper ut igjen. En bygning med sydvendte vinduer fungerer dermed i prinsippet som en solfanger.

For norske klimaforhold vil en god utforming kunne redusere oppvarmingsbehovet i et småhus med 15-25 %. Kostnadene for passiv solvarme er svært vanskelig å angi, da dette er sterkt avhengig av byggets utforming. Utnyttelse av passiv solvarme skjer oftest ved at tradisjonelle bygningsmaterialer brukes på en energibevisst

måte, hvilket nødvendigvis ikke resulterer i økte kostnader.

Motiveringen for å bygge passive solvarmeanlegg er ofte ikke energibesparelsen alene, men ikke minst økte bomessige kvaliteter.

B. Aktiv solvarme

Et aktivt solvarmeanlegg kan bestå av en solfanger, et varmelager og et varmefordelings-system. Strålingen absorberes i solfangeren og energien transporteres som varme til et forbrukssted. Som holdepunkt for dimensjoneringen kan man anslå at 30-40 % av innstrålingen mot en horisontal flate kan utnyttes til varmeformål i det sydlige Norge, tilsvarende 250-350 kWhv/m²/år. Solinnstrålingen kommer ofte til tider da det ikke er behov for varme, og det kan derfor være behov for et varmelager. Spesielle brukere har varmebehov samtidig med god tilgang på sol, og varmelager er dermed ikke nødvendig.

Et solvarmeanlegg kan være et 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 kan da ha andre funksjoner i tillegg til å forsyne bygningen med varme.

Solinnstrålingen er naturligvis vær-avhengig og varierer over døgnet. I kortere perioder kan skydekket redusere innstrålingen, og et korttidslager skal jevne ut svingninger innenfor typisk mindre intervaller enn en uke. Beregninger viser at en lagerkapasitet på 50-60 liter/m² solfanger er nødvendig for varmtvannsanlegg. Anlegg for kombinert romoppvarming og forbruksvann trenger om lag halvparten så stort lager per m² solfanger.

Et typisk solvarmeanlegg for oppvarming av varmt tappevann i en

	Solfangerareal [kr/m ²]	Energikostnad [øre/kWh]
Tappevannsoppvarming, ca 5m ²	3000 - 6000	60 - 120
Tappevannsoppv. 50-250 m ²	1600 - 3500	50 - 100
Fjernvarme > 500 m ²	1400 - 3000	40 - 80
Fjernvarme m/sesonglager	1700 - 4000	40 - 120
Svømmebasseng	1200 - 2000	30 - 50

**Tabell 6-1 Investeringskostnader for komplette,
kommersielt tilgjengelige solvarmeanlegg**

enebolig kan bestå av 4-6 m² solfangere, 400 liter lagertank med sirkulasjonspumpe og automatikk. Typiske priser ligger i området 15 000 - 25 000 kr.

Oppvarming av svømmebasseng er godt egnet for bruk av solvarme da systemene opererer på lavt temperaturnivå og bygges opp enkelt. Typiske priser for enkle solfangere ligger i området 500 - 600 kr/m².

I Norge antar man det er installert solfangere tilsvarende 5000 m² for oppvarming av varmtvann og bygninger. Samlet generer dette varme tilsvarende 105 GWh per år. Det meste av dette arealet er installert for oppvarming av svømmebasseng eller bygninger. I tillegg er det bygd er om lag 70 000 m² for høy- og korntørking. Dette er stort sett anlegg som bygges for å bedre förkvaliteten.

Når det gjelder kostnader for solvarmeanlegg er antall anlegg i Norge for begrenset til at noen sikre data kan gis. Med utgangspunkt i underlag fra Danmark og Sverige kan tabell 6-1 settes opp. Energikostnadene er beregnet på grunnlag av erfaringstall når det gjelder nyttbar energi fra disse anleggene og det er tatt utgangspunkt i en annuitetsfaktor på 0,1 (7% rente, 17 års avskrivning).

C. Solceller

I solceller omformes solenergien direkte til elektrisk energi. Energi-produksjonen følger naturligvis solinnstrålingen, og en har derfor også her vanligvis behov for energilagring. For små systemer kan konvensjonelle akkumulatorer benyttes.

Det mest vanlige solcellematerialet er silisium (Si). Nest etter oksygen er dette det hyppigst forekommende kjemiske grunnstoff på jordoverflaten, og det kan framstilles av 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 under 20 %. I laboratorier er det utviklet Si-solceller med målte virkningsgrader nær det teoretiske maksimum på 29 %.

De panelene som selges i dag har en virkningsgrad på typisk 12-15 %, og et panel vil i den sydlige halvpart av Norge gi ca 0,8 kWh/W_p/år (W_p = peak Watt). Ved store innkjøp vil panelene i dag kunne anskaffes for 30 kr/W_p. I tillegg til panelene kommer reguleringsutrustning og stativer m.v., hvilket ofte fører til en dobling av sluttprisen. I gunstigste tilfellet blir dermed elprisen fra solceller om lag 5

kr per årsprodusert kWh. Det er i første rekke i avsidesliggende områder, langt fra det elektriske nettet, at solcellene har fått et marked. Mer enn 1 milliard mennesker verden over har i dag ikke tilgang på elektrisk energi, og sannsynligheten er stor for at mange av disse aldri vil få muligheter for tilkoping til det elektriske nettet.

Norge er faktisk også en storbruker av solcelleanlegg. Dette fremstår som et paradoks i et land som har god tilgang på kostnadsgunstig vannkraft. Totalt er det installert omlag 70 000 solcelleanlegg i hytter og fritidshus, hvilket tilsvarer om lag 3 MW_p. For 15 år siden da det hele startet, var et typisk solcellepanel på 15-20 W_p. Økte krav til elektriske installasjoner i fritidshus, farge-TV istedenfor svart/hvitt samt prisreduksjoner har ført til at dagens hytteanlegg som regel har et panel på 60 W_p. En gjør-det-selv-pakke med panel på 50 W_p, batteri på 120 Ah/12V samt ledninger, kontakter og noen lampepunkter koster om lag 6000 kr.

Solceller blir også i stadig større grad tatt i mer profesjonell bruk på avsidesliggende steder (for eksempel fyrlykter) 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.

6.5 Andre nye fornybare energikilder – utnyttelsesmuligheter

I det følgende nevnes noen andre energikilder som kan tenkes utnyttet for å dekke deler av vår energietterspørsel. De representerer et mulig potensial for utnyttelse, selv om nødvendig teknologi for lønnsom utnyttelse ennå ikke er kommersielt tilgjengelig

6.5.1 Bølgeenergi

Havbølger dannes fra vind. De representerer lagret energi som kan transporteres over store havstrekninger. Energien i bølgene er karakterisert av bølgehøyden. En forenklet formel som beregner midlere energiinnhold pr arealenhet av havflata [6-2] er:

$$E = E_k + E_p = \frac{1}{8} \rho g H^2 \text{ [J/m}^2\text{]}$$

hvor

- E = Samlet energiinnhold
- E_k = Kinetisk energi (pga vannets vekslende fart)
- E_p = Potensiell energi (regnet som løfting av vann fra bølgedal til bølgetopp)
- $\frac{1}{8}$ = 1/8 for sinusformet bølge, dvs lik fordeling mellom kinetisk og potensiell energi
- ρ = Spesifikk vekt av sjøvann (~ 1030 kg/m³)
- g = Tyngdeakselerasjonen (9,81 m/s²)
- H = Bølgehøyden, dvs. avstand mellom bølgedal og bølgetopp [m]
- T = Bølgeperioden [s], typisk ~ 10 sek. for halvbølger

Energien i bølgene transporteres med en fart c , som for en sinusformet bølge med periode T er:

$$c = \frac{g}{4\pi} T \quad \text{[m/s]}$$

Energitransporten pr meter bølgefront blir da [6-4]:

$$E = 1/2 \eta \rho A g H^2 \quad [J]$$

hvor

$$P = (\rho g H^2) (g/4\pi) T = \rho g^2 H^2 T/4\pi = \rho \times g^2 \times H^2 \times T/(32 \times \pi) \quad [W]$$

I havet utenfor Norskekysten mellom Stadt og Lofoten er bølgeenergi-transporten i middel om lag 30-40 kW/m bølgefront. Lenger nord og lenger sør finner vi tall i området 20-30 kW/m, men mindre innover i Skagerrak [6-4]. Dette representerer et energipotensial som kan utnyttes, men hittil har det ikke lyktes å skape økonomisk konkurransedyktige anlegg. De norske forsøkene har så langt vært konsentrert om to land-baserte konsepter, kalt henholdsvis kilerennekraftverk og svingende vann-søyle. Flere varianter av flottørbaserte pumpekraftverk har også vært prøvd både i Norge og andre steder, uten at dette hittil har gitt konkurransedyktige løsninger.

6.5.2 Tidevannskraftverk

Tidevann og havstrømmer som er forårsaket av tidevannet, skriver seg fra gravitasjonskrefter fra sola og månen, som påvirker forholdene på den roterende jordkloden. 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. Bølgehøyden i middel er i underkant av 1 meter og har en periode på 12 timer og 25 minutter, dvs tiden mellom flo og fjære.

Hvis tidevann kan stenges inne i et basseng eller en fjordarm ved høyvann og slippes ut ved lavvann (maksimal fallhøyde H [m]), kan vannfalls-energien omformes til nyttbar energi i en kraftstasjon. Den energi (E) som kan innvinnes over en periode kan da beregnes ut fra følgende formel:

- A = Bassengareal ved høyvann [m^2]
- η = Turbinens virkningsgrad
- ρ = Vannets spesifikke vekt [kg/m^3]
- g = Tyngdeakselerasjonen ($9,81 m/s^2$)
- $H/2$ = Midlere fallhøyde [m]
- T = Tidevannsperioden
(tiden mellom flo og fjære)

Hvis denne energien tappes over hele tidevannsperioden, kan midlere effektuttak være:

$$P = \rho \eta A g H^2/2T \quad [W]$$

Relativt få tidevannskraftverk er bygd. Tidevannsforskjellene i Norge regnes å være for små til at slik energiutnyttelse foreløpig kan ha økonomisk interesse.

6.5.3 Mulig utnyttelse av havstrømmer

Noen steder har havstrømmene så stor fart at de kan tenkes utnyttet til energiformål. Den norske Saltstraumen, som vesentlig er en tidevannsstrøm, har vært vurdert for slikt formål, men foreløpig er utnyttelse funnet å være uøkonomisk.

Den potensielle strømningsenergien i vannmassene kan uttrykkes ved følgende formel:

$$E = 1/2 \rho A v^3 \quad [W]$$

hvor

- ρ = Vannets spesifikke vekt [kg/m^3]
- A = Strømningsareal [m^2]
- v = Strømningshastigheten [m/s]

Bare en fraksjon av den potensielle strømningsenergien kan utvinnes som nyttbar energi. Som for vindturbiner kan energiutnyttelsen ikke overstige

16/27 ~ 59 % (Betz - kriteriet). I praksis vil mulig utnyttelse være ca 40 %.

Hvis den aktuelle havstrømmen er forårsaket av tidevann, vil den variere i styrke over tidevannsperioden etter en sinusfunksjon. Hvis (v) representerer den maksimale strømningshastigheten, vil midlere effekt være rundt halvparten ($2/\pi$) av maksimal-effekten ved springtid. Den nyttbare effekten kan da anslås ut fra følgende forenklete formel:

$$E = 0,1 \rho v^3 \quad [\text{W/m}^2] \\ (\text{strømningstverrsnitt}) [6-2]$$

6.5.4 Geotermisk energi

Geotermisk energi (geovarme) relaterer seg til jordens indre varme. Den viktigste kilden til geovarme er spalting av radioaktive materialer i de øverste 30 km av jordskorpen. Dette utgjør om lag 70% av varmestrømmen, mens de resterende 30% skyldes nedkjøling av jordens indre.

I jorden sentrum er temperaturen ca 3000 °C. Temperaturen øker gjennomsnittlig med 30-35 °C per km nedover i jordskorpen. Temperaturøkningen varierer sterkt sterkt med de geologiske strukturer; ved 5 km dyp kan temperaturen variere fra 70 °C til mer enn 500 °C. Om lag 5 km regnes som det maksimale dyp for praktisk uttak av varme. Varmestrømmen er lavest i de eldste strukturene og høyest i vulkanske områder og varierer mellom 0,03 W/m²-0,5 W/m².

I et geovarmeanlegg vil varme-energien i de fleste tilfeller bli hentet ut i et raskere tempo enn den naturlige tilførselen. Dette betyr at området vil bli nedkjølt over tid og være nyttig i om lag 30-50 år. Etter at uttaket av varmen er stoppet opp vil varmen i området gradvis bygge seg opp igjen.

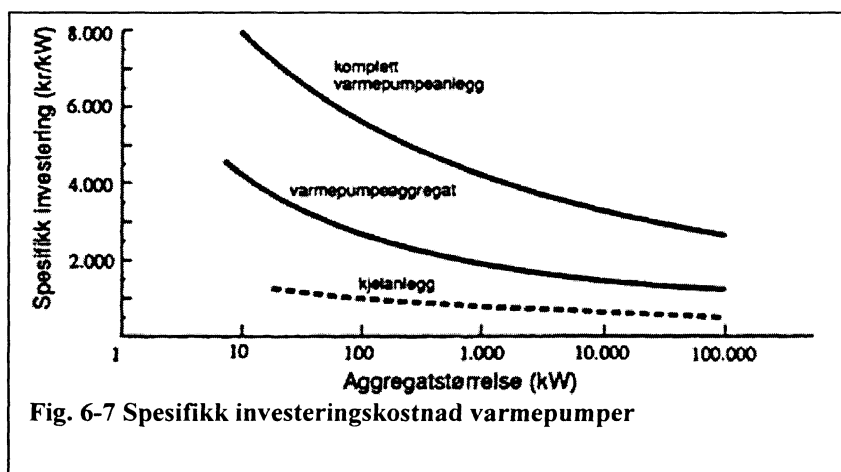
Geovarmeanlegg medfører betydelige investeringskostnader hovedsakelig i tilknytning til boring av hull for varmeopptak. Den praktiske anvendelse vil derfor være knyttet til relativt store varmeleveranser som oppvarming av større bygningskomplekser eller til fjernvarmeanlegg. Det er liten praktisk erfaring med utvinning av geovarme i Norge. I tilknytning til det nye Rikshospitalet i Oslo gjennomføres det et pilotprosjekt for å hente opp geovarme fra opptil 4000 m dyp. Ut fra de kostnadsberegninger som er gjort vil energiprisen ligge i området 18-11 øre/kWh, avhengig av kapasiteten på anlegget (2-8 MW). Det er så langt ikke gjennomført noen omfattende systematisk kartlegging av geovarmeresursene i Norge.

6.6 Varmepumper

Med varmepumper kan en gjøre nytte av en rekke lavtempererte fornybare energikilder som for eksempel varme-energien i luft, sjøvann, grunnvann/berggrunn og jordvarme. For at varmepumpen skal være økonomisk må en unngå for store temperaturløft. Varme for bygningsoppvarming bør derfor leveres med moderate temperaturer, helst i området 35-50 °C. Videre bør varmepumper dimensjoneres til å ha en lang brukstid da de har høye investeringskostnader og lave driftskostnader.

Kostnader

Varmekostnaden for et varmepumpe-system er bestemt av investerings-, drifts- og energikostnader (for drift av anlegget). Investeringskostnadene omfatter både varmepumpeaggregatet, varmeopptakssystemet, kjelanlegg for spisslast/reservedekning samt installasjons- og bygningstekniske arbeider.



Erfaringsmessig vil spesifikk investering (kr/kW installert varmeeffekt) avta med økende størrelse på anlegget. Denne avhengigheten fremgår av fig. 6-7 som viser karakteristiske investeringskostnader for et vann/vann varmepumpeanlegg. De to nederste kurvene gir investeringer for kjel- og varmepumpeanlegg, ferdig installert. Den øvre kurven viser spesifikk investering for hele varmesentralen med varmeopptakssystem ferdig montert. Det er viktig å være klar over at anleggskostnadene også avhenger av type anlegg og lokale forhold.

Spesifikk varmekostnad for et anlegg framkommer ved å dele de totale årskostnader på den årlige varmeleveransen, jf fig. 6-8. I dette regnestykket har en antatt at drifts- og vedlikeholdskostnadene (ekskl. utgifter til driftsenergi) er på 3% av investerings-

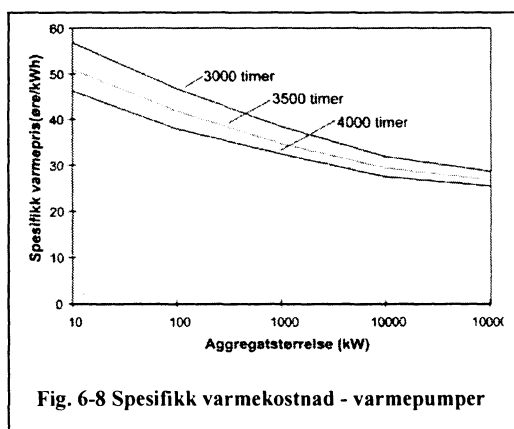
kostnadene for små anlegg og 2% for mellomstore og store varmepumpeanlegg.

6.6.1 Grunnvann

Grunnvann kan være en stabil og god varmekilde med temperaturer omkring 1-2 °C høyere enn årsmiddeltemperaturen på stedet. I grunnvannsmagasinene dypere enn 10 m er temperaturen relativt konstant gjennom året. Grunnvannet kan pumpes opp og transporteres til varmepumpeanlegget. I visse områder må en velge andre løsninger for å unngå driftsproblemer knyttet til utfelling av metall i pumper og varmevekslere. En er da henvist til å ta opp varme fra grunnvannet ved hjelp av kollektorslanger.

6.6.2 Sjøvann

Sjøvann er en velegnet varmekilde for varmepumper. Golfstrømmen sørger for at vi har en stabil og høy sjøvannstemperatur gjennom hele året. Store deler av Norges bebyggelse ligger også i rimelig avstand fra sjøen.



Referanser

Kap. 2

- [1] Projected Costs of Generating Electricity - Update 1998 OECD/IEA rapport ISBN 92-64-16162-7

Kap.3

- [1] Nyttbar vannkraft - Økonomiklassifisering pr. 01.01.99, NVE/ER-notat nr. 18/99

Kap. 4

- [1] Kostnader for kraftverkprosjekter per 01.01.1996, NVE-publikasjon nr 05/1997
- [2] Projected Costs of Generating Electricity - Update 1998 OECD/IEA rapport ISBN 92-64-16162-7
- [3] Olav Bolland, NTNU
- [4] Brenstoff - Warme - Kraft Sodernummer 1/99 BHKW Handbuch
- [5] Gas Turbine World 1998
- [6] Termiske Kraftstasjoner Fag 62020 Universitetet i Trondheim - Institutt for termiske fag. Regulering, tilgjengelighet
- [7] Gasskraftteknologi - Innspill til stortingsmelding Sintef - STF15 F94079
- [8] Coal power technologies and pollution control . Sintef TR A4807
- [9] SSB Energistatistikk 1998
- [10] Fjernvarme - Produksjonsrapport 1995 . Viken Energi
- [11] Fjernvarme i Trondheim - Trondheim energiverk
- [12] Kjernekraft - Status og utvikling 1998 Institutt for energiteknikk.
- [13] ELCOGAS Diverse brosjyrer og publikasjoner
- [14] Demkolec Diverse brosjyrer og publikasjoner
- [15] Samtaler Sandviknes har hatt med utstyrsleverandører og andre.
- [16] ELSAM Miljøberetning 1995

Kap. 5

- [1] Utbyggingskostnader i hovedfordelings- og fordelingsnettet Kostnadsnivå 1998. NVE-rapport 26-1998
- [2] Jordkabel som alternativ til luftledning. NVE publikasjon 16/93
- [3] Planleggingsbok for fordelingsnett (Sintef Energiforskning AS)
- [4] Sluttbrukertiltak og lokal kraftsystemplanlegging. NVE rapport 1 1998 (Oslo Energi Konsult AS)
- [5] Samtaler Jan Sandviknes har hatt med utstyrsleverandører og andre

Kap. 6

- [1] Vindkraft. NVE - publikasjon nr 23/1992
- [2] Renewable Energy Resources, J. Twidell and T. Weir, Chapman and Hall, 1990

- [3] Alternative energiressurser - Potensial og forskningsoppgaver. Rapport utarbeidet av et utvalg nedsatt av Rådet for naturvitenskapelig forskning, NAVF 1978
- [4] Nye fornybare energikilder. Publikasjon utgitt av Norges forskningsråd i samarbeid med NVE, mars 1996, ISBN 82-12-00664-6
- [5] IEA R&D Wind Annex XIII: Large Wind Energy Systems. Report December 1993

Litteratur:

- 1. Bølgekraft. Publikasjon utgitt av NTNf i samarbeid med NVE, 1992
- 2. Jan Sandviknes: Avfall - en energiressurs med stort potensial. Norsk Energi nr 4 1996
- 3. Tidsskriftet "Norsk Energi" nr 4 1996. A. K. Martinsen: Bioenergipotensialet i Norge.
- 4. IEA R&D Wind, Annex XIII: Large Wind Energy Systems, Report December 1993
- 5. Klimarelaterte problemstillinger og energisektoren. Nye fornybare energikilder og vannkraft. NVE - Avdelingsrapport E 2/90
- 6. A.K. Martinsen: Bioenergipotensialet i Norge
- 7. NOU 1998:11 Energi- og kraftbalansen mot 2020
- 8. Wangensteen, Foshaug, Grinden, Bolland: Energipolitisk uttredning. Bergenskonferansen, 1998

Figur- og tabelliste

Figur 2-1	Historisk og fremtidig kullpris
Tabell 2-1	Kullpriser øre/kWh levert verk
Figur 2-2	Historisk variasjon i norske listepriiser for oljer og Platt's prisindeks for Gas Oil og HFO 1%S
Figur 2-3	Historisk variasjon i ukemidlede spot pris elektrisitet
Tabell 4.1-1	El. virkningsgrad for forskjellige aggregatstørrelser
Figur 4.1-1	Virkningsgrader for forskjellige prosesser for elektrisitetsproduksjon etter EVT
Figur 4.1-2	Virkningsgrader ved varme- og el. leveranser fra et gassfyrte kombianlegg med el. produksjon 700 MW _{el}
Tabell 4.1-2	El- og varmeleveranser samt totalvirkningsgrader ved noen danske kraftvarme- værker
Tabell 4.1-3	Spesifikke kostnader og virkningsgrader for gass turbineverk, 150 MW _{el} . Byggetid 2 år
Tabell 4.1-3	Spesifikke kostnader og virkningsgrader for gassfyrte kombiverk, 700 MW _{el} . Byggetid 3 år
Figur 4.1-3	Spesifikke anleggskostnader for gassfyrte kombiverk
Tabell 4.1-5	Spesifikke kostnader og virkningsgrader for kullfyrte kondenskraftverk, 600 MW _{el} . Byggetid 5 år
Figur 4.1-4	Spesifikke anleggskostnader for kullfyrte kondenskraftverk
Tabell 4.1-6	Spesifikke kostnader for kjernekraftverk, 1000 MW _{el} . Byggetid 7 år
Tabell 4.1-7	Produksjonskostnader for levert elektrisitet fra svenske kjernekraftverk 1995
Tabell 4.1-8	Produksjonskostnader for elektrisitet i svenske øre/kWh og spesifikke investeringer i US\$/kW _{el} og NOK/kW _{el}
Figur 4.2-1	Spesifikke investeringer for 16 tyske CHP anlegg
Figur 4.2-2	Virkningsgrader ved 16 tyske gassmotor CHP anlegg
Tabell 4.2-1	Spesifikke kostnader og virkningsgrader for industrielt gassturbinanlegg, 10 MW _{el} Byggetid 2 år
Tabell 4.2-2	Spesifikke kostnader og virkningsgrader for gassmotor 2 MW _{el} . Byggetid 2 år
Tabell 4.2-3	Spesifikke kostnader og virkningsgrader for industrielt mottryksanlegg. 10 MW _{el} Byggetid 2 år
Tabell 4.3-1	Data for hovedenheter i varmesentraler
Figur 4.3-1	Variationskurve for el- og varmebehov over året for et større boligområde
Tabell 4.3-2	Spesifikke kostnader og virkningsgrader for varmesentraler
Tabell 4.4-1	Tilgjengelighetsdata varmekraftverk
Tabell 4.5-1	Produksjonskostnad for varmekraft
Tabell 4.5-2	Produksjonskostnad for desentral varmekraft
Tabell 4.5-3	Produksjonskostnad for varmesentraler
Figur 4.5-1	Produksjonskostnader for varmekraft fra større anlegg år 1999 Kostnadsfordeling ved 7 % kalkulasjonsrente og høy brenselpris samt ved 5 % kalkulasjonsrente og lav brenselpris
Figur 4.5-5	Produksjonskostnader for varmekraft og varme fra mindre anlegg år 1999. Kostnadsfordeling ved 7 % kalkulasjonsrente og høy brenselpris samt ved 5 % kalkulasjonsrente og lav brenselpris
Tabell 4.6-1	Spesifikke investeringskostnader for ulike typer varmekraftverk i perioden 1992 - 1999
Figur 4.6-1	Kostnadsutvikling for varmekraftverk i perioden 1986-99
Figur 4.7-1	Utslipp av CO ₂ ved forbrenning av forskjellige brensel

Figur 4.7-2	Utslipp av SO ₂ , NO _x , CO, VOC og støv ved forskjellige brensel
Tabell 5.2-1	Enhetspris for fremføringskostnader for varme
Tabell 5.2-2	Kostnader varmedistribusjon
Figur 5.3-1	Transportkostnader for LNG og naturgass - 6,5 GW

Denne serien utgis av Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE)

Utgitt i Håndbokserien i 2000

Nr. 1 Knut Hofstad: Kostnader ved produksjon av kraft og varme i 1999.



Norges
vassdrags- og
energidirektorat

Norges vassdrags- og energidirektorat
Middelthunsgate 29
Postboks 5091 Majorstua
0301 Oslo

Telefon: 22 95 95 95
Telefaks: 22 95 90 00
Internett: www.nve.no