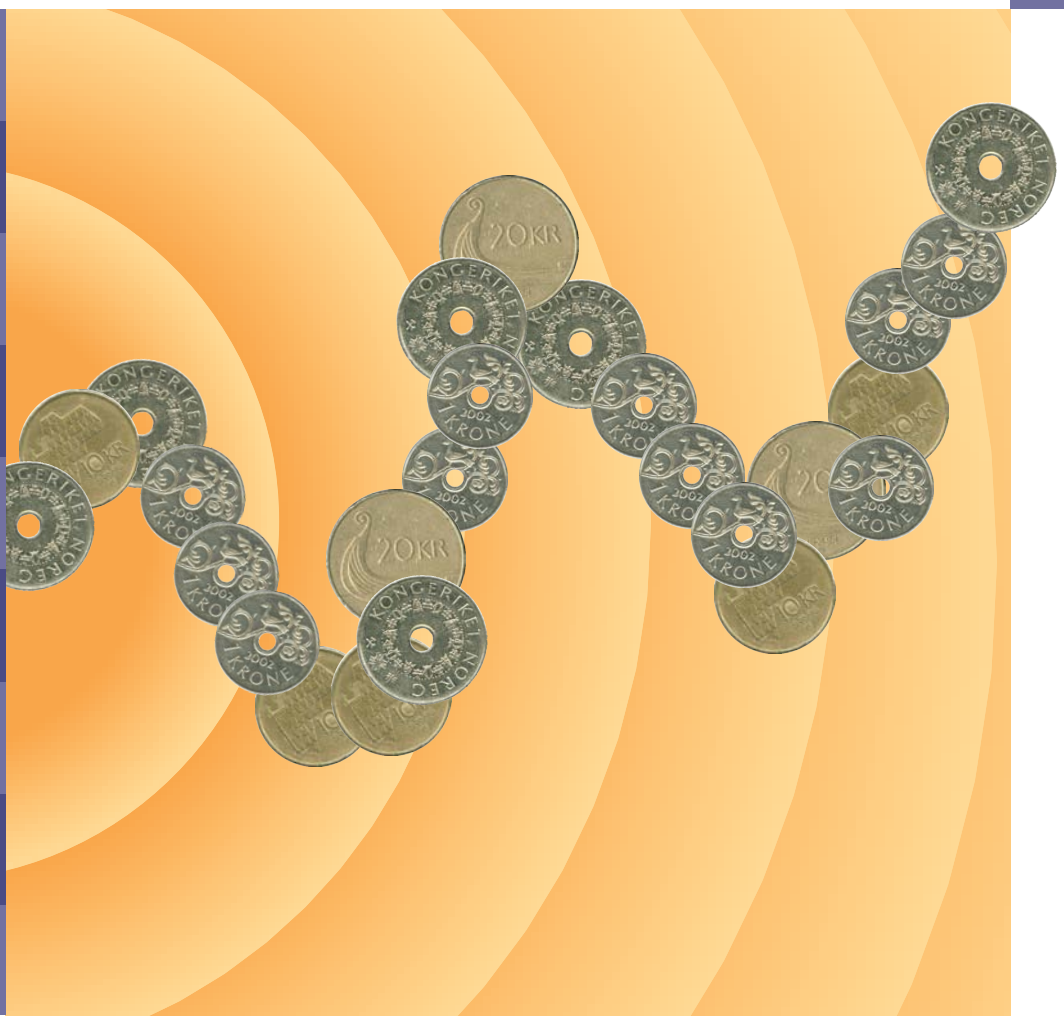
NVE

Kostnader ved produksjon av kraft og varme

1
2007

HÅNDBOK



Kostnader ved produksjon av kraft og varme

Norges vassdrags- og energidirektorat
2007

Håndbok nr 1-07
Kostnader ved produksjon av kraft og varme

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat
Redaktør: Knut Hofstad
Bidragsytere Norsk Energi, Kjetil Ryen, Kjell Erik Stensby

Ombrekking og omslag: Rune Stubrud
Trykk: NVEs hustrykkeri
Opplag: 100
ISSN: 1502-3664
ISBN: 978-82-410-0646-3

Sammendrag
Kunnskap om teknologi og kostnader knyttet til produksjons- og overføringssystemet for energi i Norge er et viktig grunnlag for utøvelsen av NVEs forvaltningsoppgaver. Energi- og markedsavdelingen i NVE har derfor sett det som sin oppgave å gi ut en oppdatert rapport som viser konkurranseforholdet mellom de ulike energiteknologiene.
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 anslag for investeringskostnader for kraftlinjer og kabelanlegg, alternative energidistribusjonssystemer som fjernvarme og gassdistribusjon og teknologier for utnyttelse av fornybare energikilder.
Som forvaltningsetat og konsesjonsmyndighet på energiområdet er NVE interessert i at rapportens innhold gjøres kjent blant aktørene i energimarkedet, myndighetene og allmennheten. Rapporten gis derfor ut som en håndbok som er tilgjengelig ved henvendelse til NVEs bibliotek eller som nedlastbar fil på NVEs nettside.

Abstract
The Norwegian Water Resources and Energy Directorate has updated costs of power plant schemes. The costs are referred to January 2007. 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 energy sources are also given.

Emneord: kraftverk, varmeverk, kostnader

Norges vassdrags- og energidirektorat
Middelthuns gate 29
Postboks 5091 Majorstuen
0301 OSLO
Telefon: 22 95 95 95
Telefaks: 22 95 90 00
Internett: www.nve.no

Innhold

	Sammendrag/Abstract	**2**
1.	**Innledning**	**5**
2.	**Allment om kostnadstall for energiprosjekter**	**7**
2.1	Generelt om kostnadspostene	7
2.2	Parametere og beregningsforutsetninger	7
2.3	Generelt om brenselpriser	8
2.4	Aktuelle brennverdier og brenselpriser	9
2.5	Elpriser	10
2.6	Miljø- og energiavgifter	11
3.	**Energiverk basert på ikke-fornybar energi**	**13**
3.1	Generelt	13
3.2	Varmekraftverk	13
3.3	Kraftvarmeverk	20
3.4	Varmesentraler	22
3.5	Utslipp ved varmekraftproduksjon	26
4.	**Energiverk basert på fornybar energi**	**28**
4.1	Generelt	28
4.2	Vannkraftverk	28
4.3	Vindkraftverk	32
4.4	Varme- og kraftvarmeverk	34
4.5	Solenergi	38
5.	**Det sentrale kraftproduksjonssystemet**	**40**
5.1	Innledning	40
5.2	Grunnlastproduksjon	41
5.3	Regulerkraft	42
6.	**Energidistribusjon**	**45**
6.1	Eldistribusjon	46
6.2	Varmedistribusjon	46
6.3	Gassdistribusjon	48
Referanser		**51**
Vedlegg 1: Energienheter		**52**
Stikkordregister		**53**

1. Innledning

Rapporten er en oppdatering av kostnadstall for produksjon av vannkraft, varmekraft, fjernvarme, diverse kraft- og varmeoverføringsanlegg og teknologier for utnytting av fornybare energikilder. Kostnadstallene er referert til januar 2007. Forrige kostnadsrapport kom ut i januar 2003, med januar 2002 som kostnadsreferanse.

Formålet med disse periodevise kostnadsrapportene er å gi en løpende oversikt over kostnadsutviklingen og oppdatere konkurranseforholdet mellom varmekraft, vannkraft og andre fornybare energikilder.

Rapporten er oppdatert på grunnlag av data gitt av Norsk Energi (NE) samt et arbeidsutvalg innen NVE. Bidragsyterne fra NVE har vært:

- Kjell Erik Stensby, Ressursseksjonen
- Kjetil Ryen, Nettseksjonen
- Knut Hofstad, Ressursseksjonen

Kostnadstallene i denne rapporten må kun betraktes som en generell, veiledende referanse, beregnet under bestemte forutsetninger. For det enkelte prosjekt må nøyere studier og analyser gjøres.

2. Allment om kostnadstall for energiprosjekter

2.1 Generelt om kostnadspostene

For vannkraftverk er det vanlig å angi ubyggingskostnadene som investert antall kr/kWh midlere årsproduksjon (se kap. 4.2). Produksjonskostnadene for midlere årsproduksjon er satt lik kapitalkostnadene tillagt årlige driftskostnader. De årlige driftskostnadene antas å være ca. 1 % av utbyggingskostnadene, eksklusive finansieringskostnader. Kostnader for nettilknytning er ikke inkludert.

For de øvrige energiverk angis anleggskostnadene som kr/kW installert ytelse. Det må understrekes at kostnadstall for energiverk ikke er entydige, faste størrelser. Omstendigheter omkring det enkelte prosjekt kan medføre til dels betydelige variasjoner. Mange enkeltfaktorer kan påvirke kostnadsbildet. Kostnadstallene for energiverk i denne rapport må derfor betraktes mer som generelle og veiledende enn definitive. Før konkrete beslutninger om valg av løsninger kan tas, må nøyere studier og analyser omkring de enkelte prosjekt legges til grunn.

Produksjonskostnadene for varmekraft er basert på en antatt brenselkostnad (se kap. 2.4) og angitt uten hensyn til kostnadene ved nødvendig systeminnpassing og nettilknytning. Brenselprisene kan imidlertid variere mye og tabellene er utformet slik at produksjonskostnader med avvikende brenselpriser kan beregnes ut fra oppgitte tall for:

- Kapitalkostnader [kr/kW_{el}/år]
- Faste driftskostnader [kr/kW_{el}/år]
- Driftsavhengige kostnader, ekskl. brensel [øre/kWh_{el}]

Også for eldistribusjon kan det være store variasjoner i forhold til de gjennomsnittlige enhetskostnadene. Lokale forhold som tilgjengelighet og grunnforhold påvirker kostnadene og i enkelte områder langs kysten kan store klimapåkjenninger redusere levealderen og øke driftsomkostningene. For varme- og gassdistribusjon er det grunnforholdene og effekttetthet som har størst betydning. Kostnadene for all ledningsbunden energidistribusjon domineres av kapitalkostnadene og er følgelig meget følsomme for kalkulasjonsrenten.

2.2 Parametere og beregningsforutsetninger

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

- Kostnadene er regnet i faste kroner, pengeverdi januar 2007.
- **Byggetidsrenten** er beregnet ved å anta at investeringene fordeles jevn over byggeperioden. Følgende formel er benyttet:

Tabell 2-1 **Energiverk**

Kalkulasjonsforutsetninger

Byggetid	**år**	**rente**
Gassturbinverk	2	5,5 %
Gassfyrt kombi-kraftverk	3	5,5 %
Dieselkraftverk	1	5,5 %
Kullfyrt kondens-kraftverk	5	5,5 %
Kjernekraftverk	7	6,5 %
Biokjel	1	5,5 %
Olje/gass-kjel	1	5,5 %
Elkjel	1	5,5 %
Gassmotor	2	5,5 %
Varmepumpe 0,1 MW	0,5	6,5 %
Varmepumpe 1 MW	1	6,5 %
Vindkraftverk	1	6,5 %
Avfallskjel	2	4,5 %
Økonomisk levetid	**år**	**rente**
Vannkraftverk	40	6,5 %
Varmekraftverk	25	5,5 %
Dieselkraftverk	25	5,5 %
Biokjel	20	5,5 %
Olje/gass-kjel	20	5,5 %
Elkjel	20	5,5 %
Gassturbinverk	25	5,5 %
Kjernekraftverk	40	6,5 %
Gassmotor/turbin	20	5,5 %
Avfallskjel	20	4,5 %
Varmepumpe	15	5,5 %
Vindkraftverk	20	6,5 %
Elnett	25	6,5 %
Solpaneler	15	6,5 %
Solcellekraftverk	25	6,5 %

$$I \times \frac{(1+r)^t-1}{r \times t} \times (1+\frac{r}{2}) - I$$

der I = investert beløp,
t = byggetiden [år] og
r = rentesats

- Miljøkostnader utover det som er inkludert i offentlige avgifter inngår ikke.

Byggetid og **økonomisk levetid** for ulike kraftanlegg er vist i tabell 2-1 på forrige side.

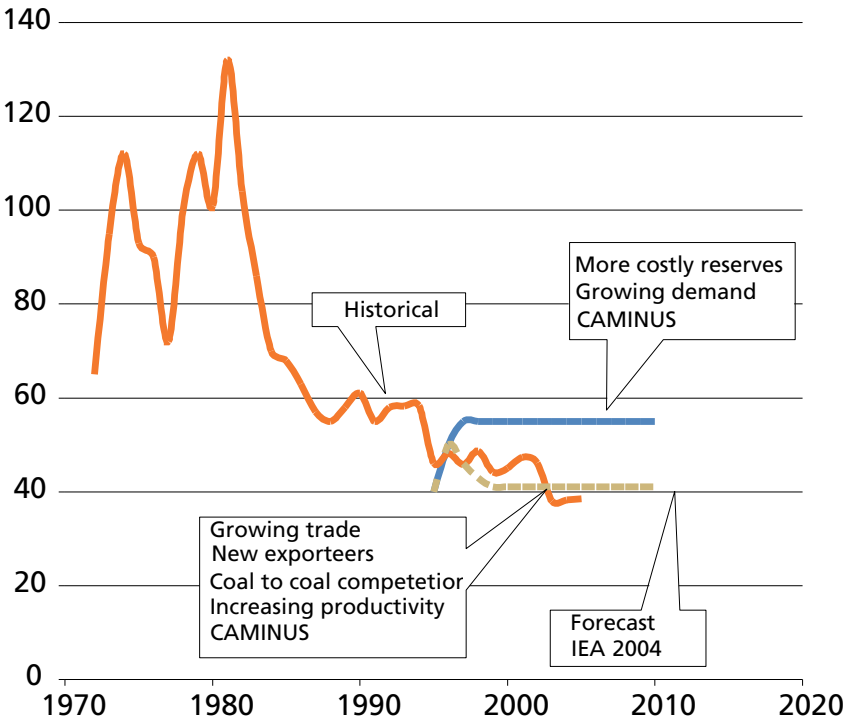
2.2.1 Avkastningskrav

For investeringer i energisektoren vil ulike aktører stille ulike krav til avkastningen og dermed benytte ulike **kalkulasjonsrenter**. For en samfunnsøkonomisk analyse av energiprosjekter har Finansdepartementet bestemt at kalkulasjonsrenten skal fastsettes under hensyn til i hvilken grad prosjektet utsettes for en systematisk risiko. Risikoen ved energiprosjekter er gjennomgående høy. Dette har bl.a. sammenheng med at andelen faste kostnader (kapitalkostnader) er høy. Prosjektets lønnsomhet blir da sterkt avhengig av fremtidige konjunkturer. NVE [1] har vurdert ulike energiprosjekter etter hvilke systematiske risikoer disse er utsatt for og kommet fram til følgende anbefalte kalkulasjonsrenter, se tabell 2-1.

For de fleste energiprosjekter har en benyttet en kalkulasjonsrente på 6,5 %. For prosjekter der andelen av faste kostnader (kapitalkostnader) er moderat (for eksempel varmekraftverk) er kalkulasjonsrenten satt ned til 5,5 %. For energiprosjekter som også bidrar til å løse et miljøproblem (avfallsforbrenning) vil det også være rimelig å sette ned kalkulasjonsrenten da miljøinvesteringer har en lavere systematisk risiko. Hvis omlag halvparten av investeringskostnadene er miljørelaterte, settes kalkulasjonsrenten til 4,5 %.

Figur 2-1 **Kull levert Rotterdam**

Prisene gjelder for kull med brennverdi 7 800 kWh/tonn
US $/tonn



Kilde: NE

2.3 Generelt om brenselpriser

Fossile energiressurser som olje, kull og naturgass, og kjernebrensel er fremdeles de viktigste energivarene i verden. Av elektrisitetsproduksjonen kommer bare 19 % fra fornybare energikilder som for eksempel vannkraft og vind.
I figur 2-1 er det vist historiske priser for kull levert Rotterdam, fremtidige prisscenarier fra CAMINUS og antatt prisutvikling angitt i IEA World Energy Outlook 2004.
Kullprisene vil variere sterkt innen forskjellige regioner, med lave priser i USA og høye priser i Frankrike, Italia og Spania. Prisforskjellene gjenspeiler handelsavtaler, ulike transportkostnader og andre forhold. For levering av kull til et norsk energiverk har en antatt en pris på 47,5 US dollar/tonn (NOK 299/tonn).

Olje blir i liten grad benyttet som energikilde i den alminnelige elforsyning, men er aktuell i industriell energiproduksjon og topplastverk. Figur 2-2 viser den historiske variasjon i pris for lettolje (Gas Oil) og tungolje, HFO (Heavy fuel oil), etter Platt's prisindeks.

Gass i engrosmarkedet og til store forbrukere selges normalt på langsiktige kontrakter med en typisk varighet på 10 - 25 år. I kontraktene fastsettes bl.a. basisprisen, reglene for prisjustering, og kjøpers mulighet til å variere gassuttaket over tid. For småforbrukere selges gassen etter tariffer som gjøres offentlig kjent. Tradisjonelt har gasselgerne på det europeiske

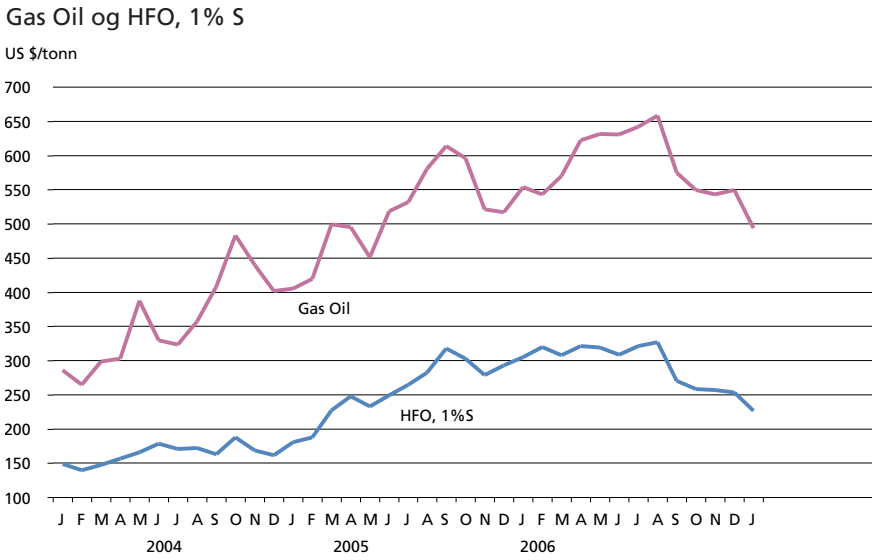
markedet opptrådt som monopolister og lagt det såkalte alternativverdiprinsippet til grunn for sin prissetting. Det vil i korthet si at gassen prises slik at den i aktuell anvendelse er konkurransedyktig med kjøpers beste alternativ. Dette prisingssystemet kan nå bli endret med basis i det nye EU gassdirektivet som åpner for tredjepartsadgang i gassnettet for store forbrukere (TPA-prinsippet). Inntil videre er det opp til det enkelte land hvorvidt de vil basere seg på offentlig regulert eller fremforhandlet tredjepartsadgang.

I Norge er ca. 68 % av oppvarmingsbehovet basert på elektrisitet. Elektrisitetsprisene vil variere med årstid, forbrukets størrelse og type. Dessuten vil gjennomsnittsprisen over året påvirkes både av nedbørsforhold (årlig tilsig) og det europeiske prisnivået. Figur 2-3 viser konkurranseforholdet mellom olje og elektrisitet når formålet er oppvarming. I figuren er det tatt hensyn til kjelvirkningsgraden for henholdsvis olje- og elkjel slik at vist enhetspris gjelder for nyttiggjort varme. Energiprisene er basert på norske listepriser for fyringsolje nr 2 og nr 6LS (lavsvovlet tungolje) 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. I praksis gis det også rabatter til mindre og mellomstore kunder.

2.4 Aktuelle brennverdier og brenselpriser

De etterfølgende kostnadsanslagene er basert på antatte priser på gitte energivarer. For en storforbruker er prisene gjenstand for forhandlinger. Faktiske energipriser kan derfor avvike noe fra de prisforutsetninger som er gjort i denne utredningen, og de kostnadsberegninger som er gjort er derfor beheftet med en viss usikkerhet.

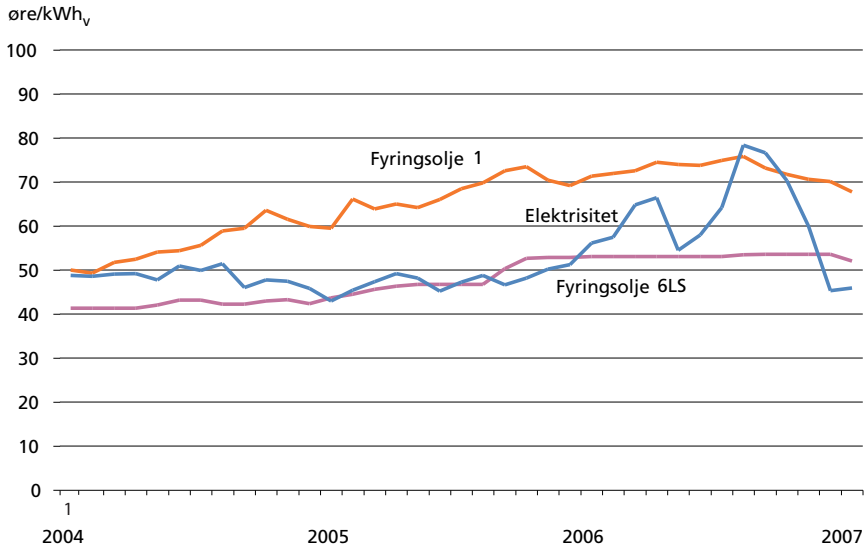
Figur 2-2 **Platts's prisindeks - olje**



Gas Oil = fyringsolje 1. HFO (Heavy fuel Oil)1%S = Tungolje med 1% svovelinnhold. Månedlig gjennomsnitt. Spot pris FOB Rotterdam, eksklusiv mineraloljeavgift og mva. (Kilde: NE)

Figur 2-3 **Energipriser fra olje/el-kjel**

Antatte virkningsgrader for kjel med: Fyringsolje 1: 92 %, Fyringsolje LS: 90 %, El: 99 %



Fyringsolje: Esso Norges veiledende forbrukspris, månedsmiddel. Gjelder leveranse over 4000 l med tankbil i 0-sone. Priser inkluderer alle avgifter, eks. mva. Elektrisitet: Spotpriser hentet fra Hafslund - inkluderer alle overføringsavgifter ekskl. mva. (Kilde: NE)

Tabell 2-2 viser hvilke priser som er lagt til grunn for beregning av energikostnader. Prisen på lettolje vil i hovedsak være bestemt av råoljeprisen, og for en storforbruker skjønnsmessig ligge ca. 20 % over denne, regnet på energibasis og uten avgifter. For mindre forbrukere vil prisen reflektere frakt- og småsalgtillegg.

Anlegg som utnytter avfall vil ha svært varierende brenselpriser fra negative verdier, for avfall som ellers må påkostes transport og deponeres (med deponeringsavgifter), til priser tilsvarende konvensjonelle brensler.

Tabellen oppgir også energiinnholdet (brennverdien) i de ulike energivarer. Tallene refererer til nedre brennverdi. Forskjellen mellom **øvre** og **nedre brennverdi** utgjøres av kondensasjonsvarmen i avgassen. Avgassen inneholder vanndamp og i enkelte kjeler med forholdsvis lav temperatur kan denne kondenseres og kondensasjonsvarmen innvinnes. På den måten kan en få en virkningsgrad som er større enn 100 % referert nedre brennverdi.

2.5 Elpriser

Markedsprisen for elkraft gjennomgår store variasjoner over tid. Figur 2-4 viser utviklingen av den volumveide gjennomsnittlige kraftprisen i Oslo (kilde Nord Pool) 1998 til 2007. Nettavgift og elavgift kommer i tillegg.

Det er også vist hvordan prisutviklingen, inklusive nettleie og avgifter, har vært for husholdningene, se figur 2-5. Figuren viser også en inflasjonsjustert prisutvikling (referanseår 1998). Kraftprisene, som er basert på everkenes variabeltariff, ligger noe høyere enn Nord Pools spotpris. Denne markedsmarginen (differansen mellom innkjøpspris til kraftleverandør og sluttbrukerpris) representerer avansen til kraftleverandørene. Over tid har markedsmarginen for leveranse til både husholdninger og tjenesteytende næring ligget på ca. 3 øre/kWh.

Tabell 2-2 **Energiinnhold og energipriser**

Energiinnhold (nedre brennverdi)			kWh/kg
Lettolje	kWh/liter	10,056	11,97
Tungolje	kWh/kg	11,278	11,28
Naturgass	kWh/Sm³	9,830	11,56
LPG	kWh/kg	12,806	12,81
Skogsflis, 50 % fukt	kWh/kg	2,333	2,33
Pellets, 25 % fukt	kWh/kg	4,800	4,80
Avfall	kWh/kg	2,917	2,92
Kull	kWh/kg	7,806	7,81
Kjernebrensel (uran)	MWh/kg	155,000	155 000,00
Hydrogen	kWh/Sm³	2,9	33,30
Energipriser[1)]			øre/kWh
Lettolje (Storforbruker)	kr/liter	3,000	29,83
Tungolje (Storforbruker)	kr/kg	2,800	24,83
Naturgass distribuert	kr/Sm³	4,000	40,69
Naturgass storforbruker	kr/Sm³	2,500	25,43
Naturgass kombikraftv	kr/Sm³	1,500	15,26
LPG (Mindre forbruker)	kr/kg	7,070	55,21
LPG (Storforbruker)	kr/kg	3,842	30,00
Kjernebrensel (uran)	kr/kg	3 630	2,34
Skogsflis, bulk, 50 % fukt	kr/kg	0,443	19,00
Pellets, bulk, 25 % fukt	kr/kg	0,865	18,02
Avfall	kr/kg	-0,800	-27,43
Kull	kr/kg	0,299	3,83
Kraftpris (inkl. elavgift)	kr/kWh	0,420	42,00
Nettleie, lang brukstid	kr/kWh	0,130	13,00
Nettleie, kort brukstid	kr/kWh	0,200	20,00
Varmesalg - fra sentral	kr/kWh	0,500	50,00

1) Energiprisene inkluderer alle offentlige særavgifter (forbruks- og miljøavgifter), men ikke mva. Priser for tungolje er basert på avgiftsbetingelser for treforedlingsindustrien. Kilde: NE/NVE

Fremtidige kraftpriser ventes etter hvert å reflektere kostnadene ved å frembringe ny kraft. Med økende priser på både kull og naturgass er det ventet at kraftprisen i fremtiden vil ligge betydelig over det som til nå har vært det normale på den nordiske kraftbørsen. Innføring av CO_2-kvoter vil bidra til ytterligere prisøkninger. I denne rapporten har en lagt til grunn at fremtidige kraftpriser vil ligge på 32 øre/kWh.

Nettariffene varierer fra everk til everk, og til næringskunder vil dessuten nettkostnadene avhenge av hva slags abonnement som tegnes. For næringskunder, tilkoblet nettnivå 3 med en effektavgift, er følgende nettpriser lagt til grunn:

a. lang brukstid (4 000 timer): 13 øre/kWh

b. kort brukstid (ca. 2 000 timer): 20 øre/kWh

Lavere priser kan oppnås ved å benytte en særskilt tariff for uprioritert kraft. Dette krever at kunden har full effektdekning i reserve.

2.6 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 forbrukerne. I det følgende gis en kortfattet oversikt over avgiftsordningene knyttet til energibruk i Norge gjeldende for år 2007. Det er i denne forbindelse verdt å merke seg at det på dette området er en rekke særordninger med hensyn til skattlegging av inntekt, eiendom og formue (gjelder for vannkraftverk), fritaksordninger for merverdiavgift, samt subsidie- og støtteordninger som kan oppfattes som negative avgifter. Slike ordninger er ikke omtalt her. En bør også være oppmerksom på at avgiftene kan være gjenstand for store forandringer fra år til år.

2.6.1 Elektrisitet

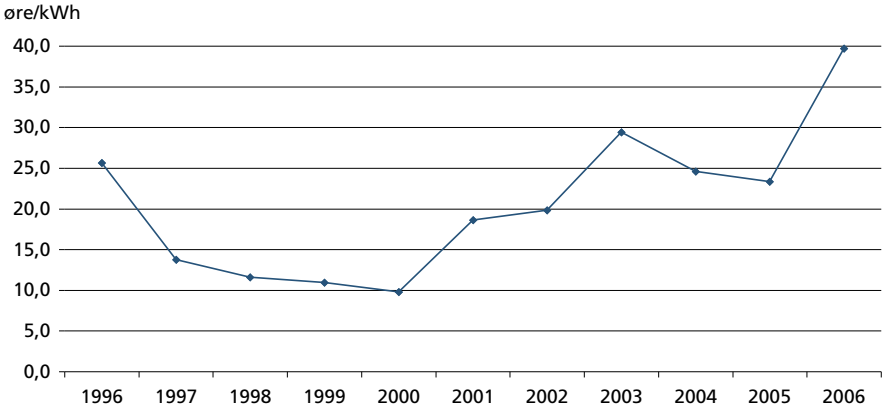
Forbruksavgiften for elektrisitet **(elavgift)** utgjorde i

1998:	5,75	øre/kWh
1999:	5,94	øre/kWh
2000:	8,56	øre/kWh
2001:	11,3	øre/kWh
2002:	9,3	øre/kWh
2003:	9,5	øre/kWh
2004:	9,67	øre/kWh
2005:	9,88	øre/kWh
2006:	10,05	øre/kWh

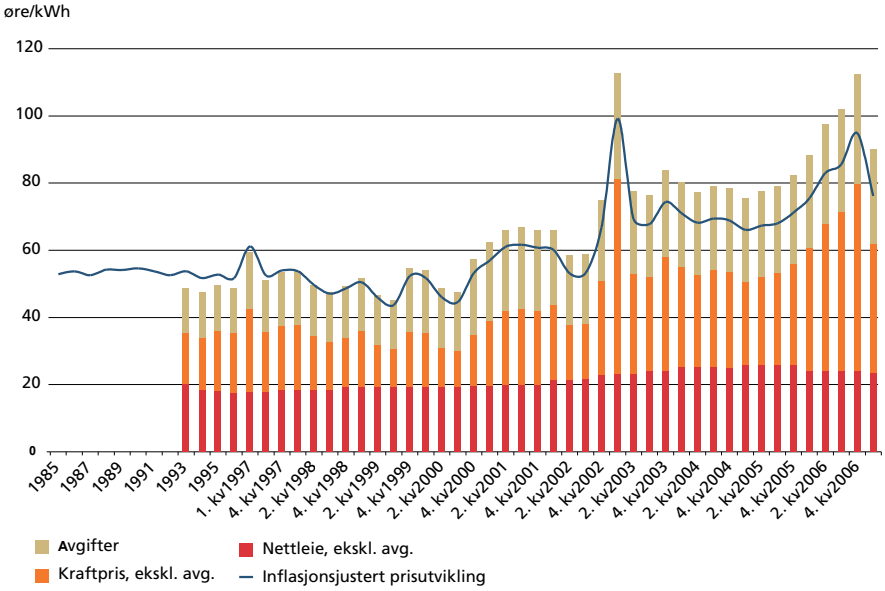
Denne avgiftsendringen må en ta hensyn til ved prissammenligninger

For 2007 er det fastsatt en forbruksavgift på elektrisk kraft på 10,23 øre/kWh. En redusert sats (0,45 øre/kWh) benyttes for levering av kraft til industri og bergverk samt brukere i Finnmark og Nord-Troms. Den reduserte satsen gjelder også for produksjon av fjernvarme.

Figur 2-4 **Gjennomsnittspris, Nord Pool Oslo**



Figur 2-5 **Elprisutviklingen i husholdningsmarkedet**



Likeså kan det etter nærmere regler gis avgiftsfritak for kraft som er produsert i bl.a. energigjenvinningsanlegg, mottrykksanlegg eller i aggregat med generator som har mindre merkeytelse enn 100 kVA.

2.6.2 Kull og koks

Det er ikke lenger energi- eller miljøavgifter på kull. Avgiftene ble fjernet da det ikke var brukere igjen som ville komme inn under det tidligere avgiftsopplegget.
Hvis noen igjen begynner å fyre med kull i kjeler, er det sannsynlig at høye avgifter blir innført på ny.

Kull som brukes i metallurgisk industri og i sementindustrien er fritatt for avgift. Det samme er kull brukt i varmekraftverket på Svalbard.

2.6.3 Fyringsoljer

Det er med virkning fra 1.1.2007 innført en ny grunnavgift på fyringsolje på 42,9 øre/liter.
CO_2-avgiften for mineraloljer er på 54 øre/liter. Treforedlings-, silde- og fiskemelindustrien betaler halv CO_2-avgift.
Svovelavgiften for mineraloljer er 7 øre/liter for hver påbegynt 0,25 % vektandel svovel i olje som inneholder over 0,05 % vektandel svovel. Svovelavgiften kan reduseres dersom utslippet til atmosfæren blir mindre enn det som svovelinnholdet i oljen skulle tilsi.

For fyringsolje 1 og 2 (0,2 % S) som pålegges fulle avgifter, blir samlet avgift 103,9 øre/liter
- for lavsvovlet tungolje (1 % S) 124,9 øre/liter.

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

2.6.4 **Gass**

Fra 1.7.2007 innføres CO_2-avgift på naturgass og LPG og følgende satser vil gjelde:

- Naturgass: 0,47 kr/Sm^3
- LPG: 0,60 kr/kg

Avgiften gjelder kun for oppvarming i boliger og næringsbygg.

3. Energiverk basert på ikke-fornybar energi

3.1 Generelt

Energiverk er et anlegg som produserer eller omdanner energi fra en form til en annen, beregnet for bestemte formål, for eksempel ved å omdanne kjemisk bundet energi til varme og/eller elektrisitet. Når innsatsfaktoren er et fossilt produkt (olje, kull mv.) eller kjernekraft, sier vi gjerne at energiverket er basert på ikke-fornybar energi.

Det skilles gjerne mellom tre typer energiverk:

- **Varmekraftverk** som i hovedsak produserer kraft, men som kan levere lavverdig varme til fiskeoppdrett, industri og andre.
- **Kraftvarmeverk** (CHP-anlegg) som leverer både kraft og varme
- **Varmesentraler** som bare leverer varme

Energiverk	Varmekraftverk	Gassturbinverk
		Gassfyrt kombiverk
		Industriell mottrykk og kondenskraft
		Dieselkraftverk
		Kullfyrt kondenskraftverk
		Kjernekraftverk
		Brenselceller - forgassingsanlegg
	Kraft-varme-verk	Gassturbin med avgasskjel
		Gassmotor med avgasskjel
		Mottrykksanlegg
	Varmesentraler	Elektrokjel
		Oljekjel
		Gasskjel
		Fastbrenselkjel
		Varmepumpe
		Solfangervarme
		Geotermisk varme

De spesifikke kostnader for energiverk er basert på undersøkelser av priser på de ulike enhetene i markedet. Da markedet endrer seg fra år til år, kan en få endringer i priser som ikke skyldes endrede kostnader hos leverandøren. Det er også store forskjeller mellom leverandørene (+/- 25 %). 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 mv. Produksjonskostnaden [øre/kWh] for kraft 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 generalisert referanse, som gjelder kun for de bestemte forutsetninger som er brukt. For mer konkrete beslutninger må nøyere studier og analyser omkring de enkelte prosjekt legges til grunn.

Det er beskrevet hvordan totalvirkningsgraden for brenselutnyttelsen vil endres ved kombinert varme- og elektrisitetsleveranse (kogenanlegg).

3.2 Varmekraftverk

3.2.1 Generelt om varmekraftverk

Varmekraftverk omdanner varmeenergi til elektrisk energi. Bare deler av varmeenergien kan omdannes. Forholdet mellom produsert elektrisk energi og tilført termisk energi kalles for **el-virkningsgraden**. Den teoretisk høyest oppnåelige virkningsgraden omtales gjerne som **Carnot-virkningsgraden** og er en funksjon av de prosesstemperaturene en opererer med (se figur 3-1). Carnot-virkningsgraden kan beregnes etter formelen:

Carnot-virkningsgraden [%] =

$$\frac{T_H - T_L}{T_H} \times 100$$

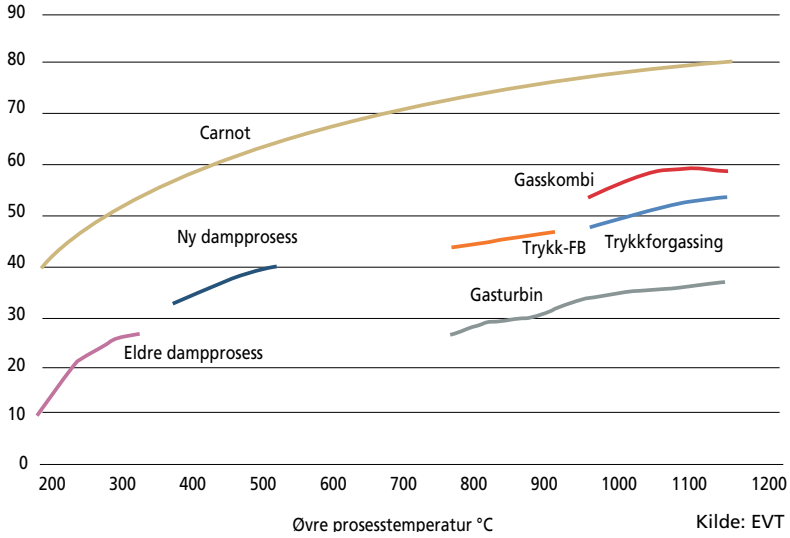
der T_H er øvre prosesstemperatur og T_L er nedre prosesstempera-

tur, regnet i grader Kelvin (dvs. antall grader over det absolutte nullpunktet (-273°C)).

I praksis vil oppnådd elvirkningsgrad ligge en del lavere enn den teoretiske. I tabell 3-1 er det angitt elvirkningsgrader for ulike typer varmekraftverk, både variasjonsområdet og de midlere virkningsgradene, som kan forventes over anleggenes levetid ved de aktuelle driftsformene. Tabellen er satt opp med basis i virkningsgraddiagrammer som er utarbeidet av EVT (Energie- und Verfahrenstechnik) og vist på figur 3-1. Det er også benyttet verdier som leverandører av anlegg har oppgitt.

Produksjonskostnaden [øre/kWh] for varmekraft er i stor grad avhengig av brukstiden (antall fullasttimer). For å kunne sammenligne kostnadsforholdene ved ulike varmekraftverk, har en lagt til grunn at alle kraftverkene kjøres som grunnlastverk, dvs. med en brukstid som en erfaringsmessig kan forvente når en bare tar hensyn til planlagte og ikke planlagte driftsavbrudd. I praksis vil brukstiden ofte være mindre og bestemt av variasjonen i lasten (forbruket). Kun de kraftgenereringsformene med laveste driftsavhengige kostnader (bl.a. brenselkostnader) blir brukt til ren grunnlastproduksjon (se kap. 5).

Figur 3-1 **Virkningsgrader for forskjellige prosesser for elproduksjon**



Kilde: EVT

Tabell 3-1
Virkningsgrad for forskjellige aggregatstørrelser

	Virkningsgrad %		
	Aggregat-størrelse MW_{el}	Variasjons-område	Midlet over drifts-tiden
Gassturbinverk	10 - 100	31-38	35
Gassfyrt kombiverk	100 - 400	52-60	55 - 58
Industriell gassturbin	10	25-42	35
Industriell gassturbin m avgasskjel	10	31-90	80
Industrielt mottrykksanlegg	10	75-85	80
Gassmotor med avgasskjel	0,1-10	40-90	80
Dieselmotor	0,1-10	30-48	35
Kullfyrt kondenskraftverk	100-600	36-46	40
Kjernekraftverk	1000	15-40	30-37

Kilde: NE

3.2.2 Gassfyrt kombikraftverk

I et kombikraftverk gjenvinnes eksosvarmen fra gassturbinen i en dampkjel. Denne produserer damp som igjen brukes i en dampturbin. Dermed produseres kraft gjennom to trinn, i en gassturbin og deretter i en dampturbin. På den måten kan elvirkningsgraden økes i forhold til et rent gassturbinverk. Elproduksjonen på slike anlegg fordeler seg grovt med 2/3 på gassturbinen og 1/3 på dampturbinen. I de senere årene er elvirkningsgraden stadig forbedret og for de beste anleggene kommet opp i 60 %.

I tabell 3-2 er kombikraftverket forutsatt å bestå av en stor gassturbin med **avgasskjel**, uten tilleggsfyring, og en dampturbin.

Elvirkningsgraden som her er benyttet er den virkningsgraden som forventes oppnådd i middel over anleggets levetid, inklusiv opp- og nedkjøringstap. Verket er utstyrt med lav-NOx-brennere og NOx renseanlegg.

Gassturbinen kan kjøres med andre brensler enn naturgass, for eksempel lettolje og LPG. Tabell 3-2 viser hvordan dette slår ut på produksjonskostnadene.

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

Figur 3-2 viser spesifikke inve-

steringer for gasskraftverk igangsatt de senere år. I figuren er det lagt inn trendkurver for høye og lave investeringer. Investeringer i et gasskraftverk vil variere med en rekke forhold som anleggstørrelse, maksimal virkningsgrad, gassrensing osv.

Variasjon i spesifikk investering (kr /kW_{el}) med effekt (MW) kan omtrentlig beregnes etter formelen:
Spes. enhetskostnad =
K x (MW) $^{-0,13}$ [kr /kW_{el}]

K-verdien er lik enhetskostnaden for 1 MW. K-verdien symboliserer kompleksiteten og kvaliteten på valgt utstyr i anlegget. For de billigste verkene er K = 6000 og for de dyreste er K = 10 000.

Et gassfyrt kombianlegg er normalt utformet med tanke på å bli kjørt som et grunnlastverk (høy brukstid), dvs. at den kjøres mest mulig med full last. Nedreguleres lasten til for eksempel halv last synker virkningsgraden med 5-7 %. Som en ser av tabell 3-2 utgjør energikostnadene mer enn 50 % av de samlede produksjonskostnadene, som dermed i høy grad blir følsom for varierende gasspriser.

Figur 3-3 viser hvordan produksjonskostnadene varierer som funksjon av gassprisen. I det siste har økende gasspriser medført at gasskraftverk ikke lenger kjøres som grunnlastverk, men fases ut deler av døgnet. Redusert drift øker enhetskostnadene, se figur 3-4.

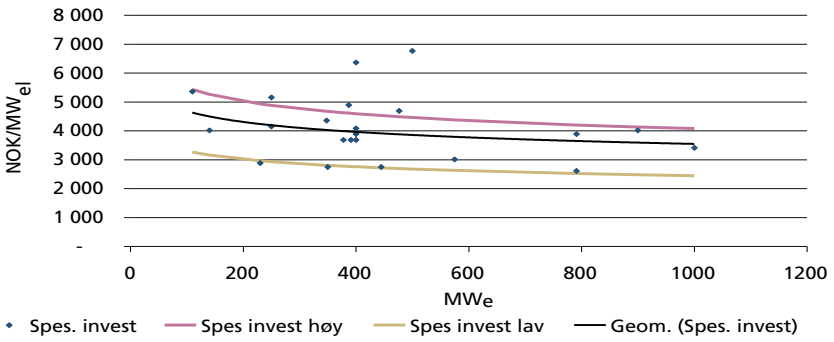
Stans og oppstart av kombikraftverk er ikke helt uproblematisk. Et stort kombianlegg vil ved kaldstart kunne kjøres

Tabell 3-2 **Gassfyrt kombikraftverk**

Ytelse	MW_{el}	100	400
Investeringskostnader			
Anleggskostnader	kr/kW_{el}	5500	4800
Byggetidsrenter	kr/kW_{el}	468	408
Sum investeringskostnader	**kr/kW_{el}**	**5968**	**5208**
Kapitalkostnader	kr/kW_{el}/år	445	388
Faste driftskostnader	kr/kW_{el}/år	80	44
Sum faste årskostnader	**kr/kW_{el}/år**	**525**	**432**
Fullastimer	timer/år	7400	7400
Faste kostnader	**øre/kWh**	**7,1**	**5,8**
Elvirkningsgrad		55 %	58 %
Spesifikt brenselforbruk:			
Olje	liter/kWh_{el}	0,181	0,171
Naturgass	Sm^3/kWh_{el}	0,185	0,175
LPG	kg/kWh_{el}	0,142	0,135
Energipriser			
Lettolje	kr/liter	3	3
Naturgass	[kr/Sm^3]	1,5	1,5
LPG	kr/kg	7,07	7,07
Energikostnader			
Lettolje	øre/kWh	54,2	51,4
Naturgass	øre/kWh	27,7	26,3
LPG	øre/kWh	100,4	95,2
Variable kostnader eks energi	øre/kWh	2,0	2,0
Sum enhetskostnader			
Lettolje	øre/kWh	63,3	59,3
Naturgass	øre/kWh	36,8	34,2
LPG	øre/kWh	100,9	95,8

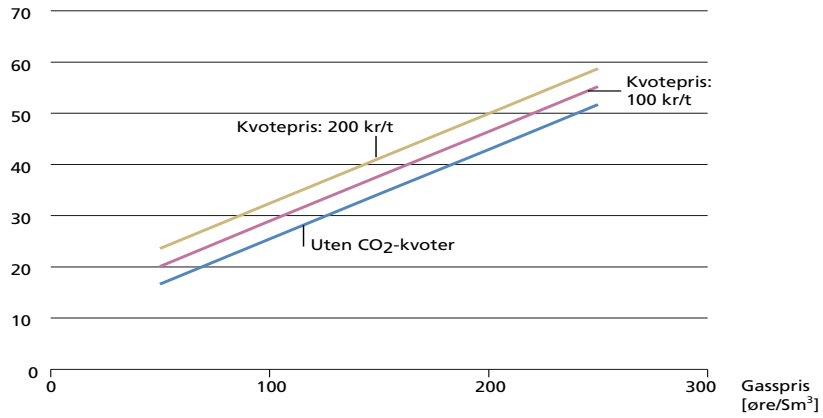
Kilde: NE

Figur 3.2 **Registrerte, spesifikke investeringskostnader for kombikraftverk**



Kilde: NE

Figur 3-3 **Produksjonskostnader gasskraftverk**



opp i full last i løpet av 2 til 4 timer. Det er dampdelen som krever lengst oppkjøringstid. Gassturbinen kan begynne å produsere effekt etter 5 minutter og være inne med full effekt etter vel 20 minutter. Dersom avgassen ikke kan ledes utenom varmegjenvinningsenheten (dampkjelen), må gassturbinen kjøres opp langsommere. Dette har sammenheng med skadelige materialspenninger i kjelsystemet og dampturbin, som kan oppstå ved hurtig oppvarming. Ved en varmstart vil kombianlegget være inne med full effekt etter 45 minutter.

I fremtiden kan det også bli aktuelt å betale en kvoteavgift for utslipp av CO_2. Figur 3-3 viser også hvordan en slik avgift vil kunne slå ut på produksjonskostnadene.

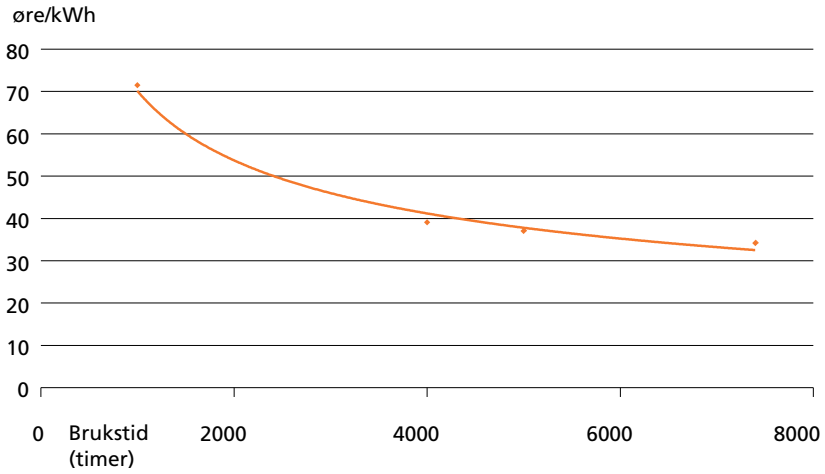
3.2.3 Kullfyrt kondenskraftverk (kullkraftverk)

Anlegget, som er dokumentert i tabell 3-3, er forutsatt å yte ca. 600 MW_{el}. I tillegg til det som er sagt om kostnadsgrunnlaget i kap. 2.1, omfatter kostnadene anlegg for kull- og askehåndtering og anlegg for avsvovling av røkgass (de-SOx-utrustning), men ikke NOx-rensing (de-NOx-utrustning).

Et kullkraftverk har lavere energikostnader enn et kombikraftverk, men kullprisen kan likevel være av betydning, hvilket fremgår av figur 3-5 som også viser hvordan en kvoteavgift for CO_2-utslipp slår ut på produksjonskostnadene.

Det er flere steder under bygging eller planlegging eksperimentelle kullkraftverk hvor deler av CO_2 som dannes ved forbrenning skal deponeres i berggrunn.

Figur 3-4 **Kombikraftverk - enhetskostnader**

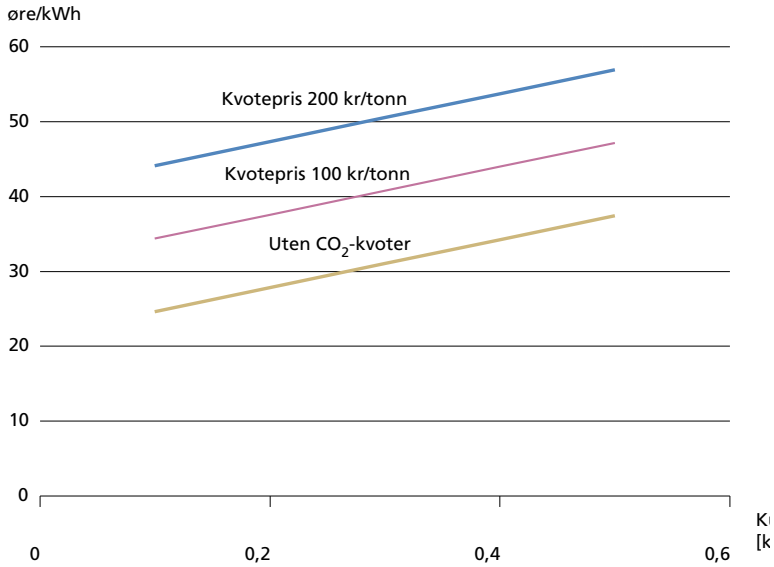


Tabell 3-3 **Kullkraftverk**

Ytelse	**MW_{el}**	**600**
Investeringskostnader		
Anleggskostnader	kr/kW_{el}	11000
Byggetidsrenter	kr/kW_{el}	1616
Sum investeringskostnader	**kr/kW_{el}**	**12616**
Kapitalkostnader	kr/kW_{el}/år	941
Faste driftskostnader	kr/kW_{el}/år	247
Sum faste årskostnader	**kr/kW_{el}/år**	**1188**
Fullasttimer	timer/år	6700
Faste kostnader	øre/kWh	17,7
Elvirkningsgrad		40 %
Spesifikt brenselforbruk	kg/kWh_{el}	0,320
Energipris	kr/kg	0,299
Energikostnader	øre/kWh_{el}	9,6
Variable kostnader eks energi	øre/kWh_{el}	3,7
Sum enhetskostnader	**øre/kWh_{el}**	**31,0**

Kilde: NE

Figur 3-5 **Produksjonskostnader - kullkraftverk**



I USA er det under planlegging et kullkraftverk på 275 MW_{el}. med en kostnadsramme på 752 mill. US dollar. Dette tilsvarer en spesifikk investering på 19 500 kr/MW_{el}. Verket planlegges å stå ferdig i 2012.

I Tyskland bygges et lite anlegg for demonstrasjon av CO_2 lagring i tilknytning til kullkraftverket Swarze Pumpe (1 600 MW_{el}). Anlegget skal koste 300 mill. kr.

3.2.3.1 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 kunne få høyere elvirkningsgrader enn ordinære kullfyrte anlegg, men anleggene er fortsatt på utviklingsstadiet og trolig vil slike anlegg ikke være kommersielt tilgjengelige før om 5-10 år.

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. Et tilsvarende forsøksanlegg er i drift ved Haelen av firmaet Demkolec i Nederland.
Ved en rekke forgassingsanlegg har det vært driftsproblemer og økonomiske problemer av en slik art at anleggene har blitt stoppet.

3.2.4 Gassturbinverk

Et gassturbinanlegg består av en eller flere gassturbiner som er mekanisk koblet til en strømgenerator for elektrisitetsproduksjon. Det er kun den mekaniske energien fra gassturbinen som utnyttes, mens energi lagret i eksosvarmen går til spille.

Tabell 3-4 **Gassturbinverk**

Ytelse	MW_{el}	10	100
Investeringskostnader			
Anleggskostnader	kr/kW_{el}	7500	3800
Byggetidsrenter	kr/kW_{el}	418	212
Sum investeringskostnader	**kr/kW_{el}**	**7918**	**4012**
Kapitalkostnader	kr/kW_{el} /år	590	299
Faste driftskostnader	kr/kW_{el} /år	80	50
Sum faste årskostnader	**kr/kW_{el} /år**	**670**	**349**
Fullasttimer	timer/år	7400	7400
Faste kostnader	øre/kWh_{el}	9,1	4,7
Elvirkningsgrad		**35 %**	**35 %**
Spesifikt brenselforbruk	Sm^3/kWh_{el}	0,291	0,291
Energipris	kr/Sm^3	2,500	1,500
Energikostnader	øre/kWh_{el}	72,7	43,6
Variable kostnader eks energi	øre/kWh_{el}	2,8	2,8
Sum enhetskostnader	**øre/kWh_{el}**	**84,5**	**51,1**

Kilde: NE

I oljevirksomheten i Nordsjøen ble det i 2005 produsert om lag 8 TWh elektrisk energi, hovedsakelig fra rene gassturbinanlegg. Gjennomsnittlig størrelse og virkningsgrad for disse gassturbinene er henholdsvis 17 MW og ca 30 %, nominelt.

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

For å kunne sammenligne kostnadene ved et gassturbinverk med andre kraftgenereringsformer har en i tabell 3-4 lagt til grunn at gassturbinverket brukes som grunnlast (brukstid 7 400 timer). I praksis vil et rent gassturbinverk i Norge kun bli aktuell som et **topplastverk** (kraftverk som er planlagt for kjøring i topplastperioder) eller brukt som en tørrårssikring for bruk i perioder med mangel på kraft. Brukstiden vil da bli vesentlig kortere og enhetskostnadene tilsvarende høye. Videre har en i tabell 3-4, for et 100 MW-anlegg, lagt til grunn at prisen for bruk av gass blir den samme som for gass brukt i store kombikraftvek. I praksis vil særlig mindre anlegg (10 MW) måtte betale en vesentlig høyere gasspris.

3.2.5 Dieselkraftverk

Et dieselkraftverk består av en eller flere stempelmotorer mekanisk koblet til en strømgenerator for elektrisitetsproduksjon. Det er kun den mekaniske energien fra stempelmotoren som utnyttes, mens energien som for eksempel er bundet til eksosvarmen, går til spille.

Kostnadsdata for dieselkraftverk er gitt i tabell 3-5. Kostnadsdataene gjelder for dieselkraftverk brukt som grunnlastverk med lang brukstid (7400 timer). Ved siden av aggregatet, omfatter oppgitte investerings-

kostnader også bygninger, oljetank, kjølevannsopplegg og prosjektering.

Dieselkraftverk anvendes på enkelte plattformer i Nordsjøen til produksjon av elektrisk energi. I fastlands-Norge brukes dieselkraftverk først og fremst til beredskapsmessige formål, men det kan også bli brukt som topplastverk eller som tørrårssikring. Med et slikt driftsmønster vil brukstiden bli vesentlig kortere og enhetskostnadene tilsvarende høyere.

Investeringskostnadene kan bli lavere om dieselkraftverket skal brukes som nødstrømsaggregat og plasseres i en eksisterende bygning, uten ekstra dieseltank.

3.2.6 Kjernekraftverk

Kjernekraft var tidligere hovedalternativet til kullkraft. Kjernekraftens fremtidige rolle har de siste årene vært usikker. Enkelte land med kjernekraftverk har vedtatt å avvikle disse, mens andre har nøyd seg med å stoppe videre utbygging. Med bakgrunn i Kyoto-avtalen har kjernekraft i dag fått ny aktualitet og flere nye verk er under planlegging og bygging. Det foregår dessuten en omfattende forskning på fjerdegenerasjons kjernekraftverk, som skal bli vesentlig sikrere, miljøvennligere og mer effektive enn dagens systemer. Finland har fire kjernekraftverk og det femte (Olkiluoto 3) som er under bygging skal settes i drift i 2011. Det er under bygging ca. 30 nye kjernekraftverk, vesentlig i Asia og en rekke verk som er i drift skal moderniseres.

Kjernekraft utgjør i dag en stor andel av kraftproduksjonen i flere land i Europa.

- Frankrike 80 %
- Sverige 50 %
- Finland 28 %
- Tyskland 27,5 %
- Storbritannia 20 %

Aktuelle kostnadsdata er oppgitt i tabell 3-6. Kjernekraftverket som er under bygging i Finland vil få en installert ytelse på 1600 MW_{el} og koste 20 milliarder kr, tilsvarende en spesifikk kostnad på 12 500 kr/kW_{el}.

For anlegg som er i drift (ca 440 stk.) ligger virkningsgraden stort sett på 30 % og lavere. Det finske anlegget som er under bygging vil ha en virkningsgrad på 37 %. De 4. generasjons kjernekraftverk som er under utvikling, skal arbeide ved prosesstemperaturer på 500 °C og høyere, og det er ventet at disse verk vil kunne få en elvirkningsgrad på 50 %.

I kostnadsdataene for kjernekraft har en inkludert både avfallshåndtering og fremtidig avvikling (rivingskostnader). Avfallshåndtering er anslått til å koste ca 1 øre/kWh og omfatter varig deponering av kjernefysisk avfall. Det er liten erfaring med avvikling av gamle kraftverk og kostnadene

Tabell 3-5 **Dieselkraftverk**

Ytelse	MW_{el}	0,1	1	10
Investeringskostnader				
Anleggskostnader (bygningsinst., tank mv.)	kr/kW_{el}	4000	2500	1500
Aggregatkostnader	kr/kW_{el}	3500	2600	2200
Byggetidsrenter	kr/kW_{el}	206	140	102
Sum investeringskostnader	**kr/kW_{el}**	**7706**	**5240**	**3802**
Kapitalkostnader	kr/kW_{el} /år	574	391	283
Faste driftskostnader	kr/kW_{el} /år	800	200	60
Sum faste årskostnader	**kr/kW_{el} /år**	**1374**	**591**	**343**
Fullastimer	timer/år	7400	7400	7400
Faste kostnader	$øre/kWh_{el}$	18,6	8,0	4,6
Elvirkningsgrad	**%**	**33**	**40**	**42**
Spesifikt brenselforbruk:				
Olje	$liter/kW_{el}$	0,301	0,249	0,237
Naturgass	Sm^3/kW_{el}	0,308	0,254	0,242
LPG	kg/kW_{el}	0,237	0,195	0,186
Energipriser				
Lettolje	kr/liter	3	3	3
Naturgass	kr/Sm^3	2,5	2,5	1,5
LPG	kr/kg	7,07	7,07	7,07
Energikostnader				
Lettolje	$øre/kWh_{el}$	90,4	74,6	71,0
Naturgass	$øre/kWh_{el}$	77,1	63,6	36,3
LPG	$øre/kWh_{el}$	167,3	138,0	131,4
Variable kostnader eks energi	$øre/kWh_{el}$	1,5	1,5	2,0
Sum enhetskostnader				
Lettolje	$øre/kWh_{el}$	110,5	84,1	77,7
Naturgass	$øre/kWh_{el}$	97,1	73,1	43,0
LPG	$øre/kWh_{el}$	187,4	147,5	138,1

Kilde: NE

for dette er usikre. Det har vist seg at kraftverk som har passert sin økonomiske levetid (40 år) uten store problemer kan oppgraderes og forlenge driften. Det er derfor lagt til grunn at riving først blir aktuelt etter 60 år og at rivekostnadene = investeringskostnadene. For å finansiere en fremtidig avvikling av kraftverket, har en i tabellen beregnet et årlig beløp som må avsettes for formålet. Rentesatsen er fastsatt til 2 % (langsiktig risikofri kalkulasjonsrente). Gjennomsnittlig kjernebrenselpris er i følge IEA 3,6 øre/kWh_{el}. Prisen varierer mellom 2 og 8 øre/kWh_{el} for ulike land. Det er valgt å benytte den gjennomsnittlige prisen og virkningsgrad 37 % ved videre beregninger av energipriser.

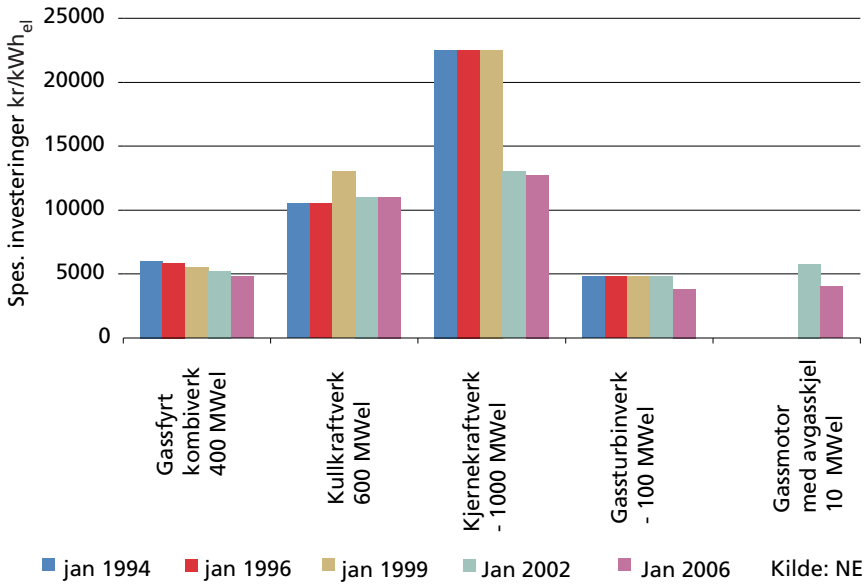
Tabell 3-6 **Kjernekraftverk**

Ytelse	**MW_{el}**	**1600**
Investeringskostnader		
Anleggskostnader	kr/kW_{el}	12730
Rivekostnader	kr/kW_{el}	12730
Rivetidspunkt	år	60
Byggetidsrenter	kr/kW_{el}	3273
Sum investeringskostnader	**kr/kW_{el}**	**16003**
Kapitalkostnader, anlegg	kr/kW_{el}/år	1131
Kapitalkostnader, riving	kr/kW_{el}/år	112
Faste driftskostnader	kr/kW_{el}/år	260
Sum faste årskostnader	**kr/kW_{el}/år**	**1503**
Fullasttimer	timer/år	6700
Faste kostnader	øre/kWh	22,4
Elvirkningsgrad		37 %
Spesifikt brenselforbruk	kg/kWh_{el}	0,000017
Energipris	kr/kg	3630,255
Energikostnader	øre/kWh_{el}	6,3
Avfallshåndtering	øre/kWh_{el}	1,0
Variable kostnader eks energi	øre/kWh_{el}	1,5
Sum enhetskostnader	**øre/kWhel**	**31,3**

Kilde: NE

Produksjonskostnadene for de enkelte verk kan variere en god del avhengig av anleggenes alder, driftstid o.l. Ved svenske kjernekraftverk utgjør kapitalkostnadene ca. 35 % av produksjonsprisen, mens i den vestlige verden for øvrig varierer kapitalkostnadene mellom 45 % (i Frankrike) og 75 % (Canada). Forskjellene kan skyldes ulik grad av subsidierte renter. Investeringskostnader for nye kjernekraftverk er meget usikre. Prosessen fra vedtak om bygging til ferdig igangsatt anlegg har i enkelte tilfeller tatt mer enn 10 år. Tiden fra byggestart til ferdigstillelse er her antatt å være 7 år.
Det er av flere leverandører (Italia, Frankrike) vurdert å bygge kjernekraftverk i størrelsesorden 100 MW_{el} med høygradig sikring i konstruksjon og bygning. Den spesifikke kostnaden for disse anlegg synes å bli vesentlig høyere enn for konvensjonelle kjernekraftverk, og det er i dag ikke reelle planer for slike anlegg.

Figur 3-6 **Kostnadsutvikling for varmekraftverk**
(Byggetidsrenter ikke inkludert)



Kilde: NE

3.2.7 Sammenlignende kostnadsforhold

Som det fremgår av det foregående er det til dels store forskjeller i investeringskostnadene [kr/kW] mellom de ulike kraftgenereringsformene. For noen kraftgenereringsformer har i tillegg kostnadsbildet endret seg over tid. Dette er vist i figur 3-6.

3.3 Kraftvarmeverk

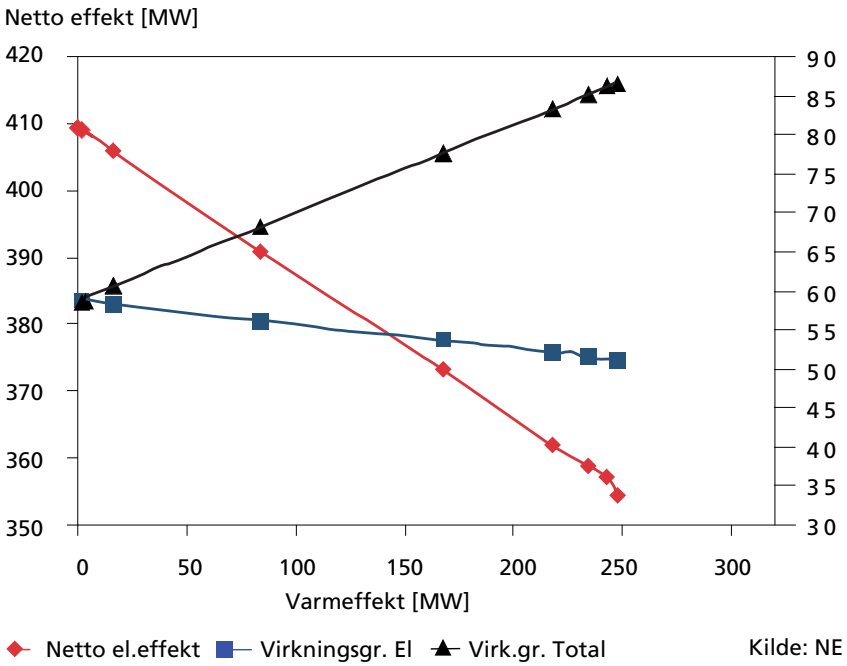
I et kraftvarmeverk gjenvinnes deler av varmen som tapes under kraftproduksjonen hvorved en oppnår en kombinert kraft- og varmeproduksjon (**kogenerering**, Combined Heat and Power production (**CHP**)). På den måten kan totalvirkningsgraden (dvs. andelen nyttiggjort energi) blir høyere enn Carnot-virkningsgraden (se kap. 3.2). De fleste varmeformål krever en temperatur på mellom 50-100°C. For at varmen skal kunne nyttes må dermed kjølevannstemperaturen heves sammenliknet med forholdene ved et ordinært varmekraftverk. Da synker den elektriske virkningsgraden (jf. formelen for Carnot-virkningsgraden), men anleggets totalvirkningsgrad øker. Forholdet mellom elvirkningsgrad og totalvirkningsgrad blir således avhengig av andelen levert varme. Dette fremgår av figur 3-7 som viser virkningsgrader ved samtidig leveranse av varme og elektrisitet fra et gassfyrt kombikraftverk på 410 MW_{el}.

For store grunnlastverk i Norge som benytter kull eller naturgass, vil varmen som kan leveres til verkets omgivelser bare unntaksvis utgjøre en vesentlig del av anleggets totale ytelse. Noen forbedring av anleggets totalvirkningsgrad av betydning kan derfor ikke påregnes. Eksemplene nedenfor, som tar utgangspunkt i et grunnlastverk som yter 410 MW_{el}, viser dette (jf. figur 3-7):

- En papirfabrikk av middels norsk størrelse vil ha et varmebehov på 200 GWh per år (midlere effekt 25 MW). Figur 3-7 indikerer at kraftverket med denne varmeleveransen bare vil få en økning i totalvirkningsgraden på ca. 3 %.

- En bebyggelse for 10 000 mennesker, oppvarmet med fjernvarme, vil ha et varmebehov på ca. 60 GWh per år eller et midlere effektbehov på årsbasis på 7-8 MW.

Figur 3-7 **Virkningsgrad for kombikraftverk med varmeleveranse**



Kilde: NE

Tabell 3-7 **Kogenanlegg** (gassmotor)

Ytelse	**MW_{el}**	**0,1**	**1**	**10**
Investeringskostnader				
Anleggskostnader	kr/kW_{el}	8500	5500	4000
Byggetidsrenter	kr/kW_{el}	474	307	223
Sum investeringskostnader	**kr/kW_{el}**	**8974**	**5807**	**4223**
Kapitalkostnader	kr/kW_{el} /år	751	486	353
Faste driftskostnader	kr/kW_{el} /år	800	200	60
Sum faste årskostnader	**kr/kW_{el} /år**	**1551**	**686**	**413**
Fullasttimer	timer/år	4000	4000	4000
Faste kostnader	øre/kWh_{el}	38,8	17,1	10,3
Elandel		**33 %**	**40 %**	**42 %**
Varmeandel		**50 %**	**52 %**	**51 %**
Spesifikt brenselforbruk	Sm^3/kWh_{el}	0,308	0,254	0,242
Energipris	kr/Sm^3	4,00	4,00	2,50
Energikostnader	øre/kWh_{el}	123,3	101,7	60,6
Variable kostnader eks energi	øre/kWh_{el}	3,5	3,5	3,5
Varmeproduksjon	kWhv/kWh_{el}	1,5	1,3	1,2
Elproduksjon	GWh/år	0,4	4,0	40,0
Varmeproduksjon	GWh/år	0,6	5,2	48,6
Årskostnad	Mkr/år	0,7	4,9	29,8
Verdsatt varme(kostn. i gasskjel)	Mkr/år	0,3	2,6	15,4
Merkostnad for elprod.	Mkr/år	0,4	2,3	14,4
Sum enhetskostnader, el	øre/kWh_{el}	89,1	56,8	35,9

Kilde: NE

Varmeleveranser fra et grunnlastverk til et boligområde av denne størrelsen vil gi små virkningsgradsforbedringer (under 1 %). Det kan for sammenligning nevnes at fjernvarmenettet i Oslo leverer ca. 1 000 GWh per år. Det er først i denne størrelsesorden at økningen av totalvirkningsgraden blir betydelig (ca. 10 %).

Samtidig produksjon av kraft og varme har følgelig først og fremst interesse for mindre anlegg (distribuert produksjon). For store grunnlastverk med dampsyklus er det normalt 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 omkringliggende brukere. En senkning av kjølevannstemperaturen med 10°C vil øke virkningsgraden med 1%.

3.3.1 Gassmotor med varmegjenvinning (kogenanlegg)

Tabell 3-7 viser kostnadstall for en gassmotor med varmegjenvinning. Nødvendige bygningsmessige installasjoner er inkludert. Som en kan se er skalavirkningen betydelig ved at kWh-kostnadene går kraftig ned når størrelsen på enheten øker. De lavere enhetskostnadene for 10 MW-anlegget skyldes i tillegg at så store gassforbrukere forutsetningsvis vil få lavere gasspris enn småskalabrukere.

Ved beregning av enhetskostnadene må en ta hensyn til at et kogenanlegg produserer både el og varme, og at det ikke er entydig hvordan kostnadene skal fordeles på de to energiformene. Vi har lagt til grunn at anlegget primært er etablert for å dekke et varmebehov, men at det samtidig er ønskelig å utnytte eksergiinnholdet i brenselet for elproduksjon. Dermed oppnås en svært høy totalvirkningsgrad (ca. 90 %). En så høy virkningsgrad er kun mulig når det er vedvarende avsetning for innvunnet varme. Driften av kogenanlegget blir derfor styrt av varmebehovet. Videre har en, for å bedre økonomien i anlegget, forutsatt at bare en mindre del av varmebehovet dekkes av kogenanlegget. På den måten kan en oppnå en forholdsvis høy brukstid (4 000 timer).

Med tilgang på gass blir alternativ varmeleveranse fra en gasskjel. Varmen fra kogenanlegget kan derfor verdsettes lik kostnaden ved å produsere den samme varmen i en gasskjel. Enhetskostnaden for produsert el kan derfor settes til:

Enhetskostnad el = (Årskostnad – Verdi av produsert varme) / Produsert el

Til tross for høy energiutnyttelse blir kostnadene for elproduksjon forholdsvis høye, særlig for anlegg i liten skala. Kogenanlegg kan således neppe konkurrere i det åpne kraftmarkedet. Dette skyldes

- storskala kraftproduksjon gir lavere kapitalkostnader
- storskala kraftproduksjon får en gunstigere gasspris avtale
- forbedringen i energiutnyttelsen er moderat (fra ca. 60 – ca. 90 %)

Tabell 3-8 **Kogenanlegg (gassturbin)**

Ytelse	MW_{el}	1	10
Investeringskostnader			
Anleggskostnader	kr/kW_{el}	13000	9000
Byggetidsrenter	kr/kW_{el}	725	502
Sum investeringskostnader	**kr/kW_{el}**	**13725**	**9502**
Kapitalkostnader	kr/kW_{el} /år	1148	795
Faste driftskostnader	kr/kW_{el} /år	100	80
Sum faste årskostnader	**kr/kW_{el} /år**	**1248**	**875**
Fullasttimer	timer/år	4000	4000
Faste kostnader	$øre/kWh_{el}$	31,2	21,9
Elandel		**30 %**	**35 %**
Varmeandel		**40 %**	**35 %**
Spesifikt brenselforbruk	Sm^3/kWh_{el}	0,339	0,291
Energipris	kr/Sm^3	4,00	2,50
Energikostnader	$øre/kWh_{el}$	135,6	72,7
Variable kostnader eks energi	$øre/kWh_{el}$	3	2,8
Varmeproduksjon	kWh_v/kWh_{el}	1,3	1,0
Elproduksjon	GWh/år	4,0	40,0
Varmeproduksjon	GWh/år	5,3	40,0
Årskostnad	Mkr/år	6,8	38,9
Verdsatt varme (kostn. i gasskjel)	Mkr/år	2,7	12,7
Merkostnad for elprod.	Mkr/år	4,1	26,3
Sum enhetskostnader, el	**$øre/kWh_{el}$**	**102,6**	**65,6**

Kilde: NE

3.3.2 Gassturbin med varmegjenvinning (kogenanlegg)

Et gassturbinverk kan utstyres med **avgasskjel** som gjenvinner varmen fra eksosen.

Gassturbinen kan gå på både gass og flytende drivstoff, men i tabell 3-8 har en basert kostnadstallene på bruk av naturgass. Brenselprisene er hentet fra tabell 2-2. For gassturbinverk med ytelse 10 MW_{el} har en antatt at kraftverket får levert naturgass til storforbrukerpris. Det vises for øvrig til kap. 3.3.1 når det gjelder spørsmålet om hvordan kostnadene er fordelt mellom kraft- og varmeproduksjon.

3.3.3 Brenselceller

Brenselceller er ingen ny teknologi, men er likevel bare i liten grad kommersialisert. Det pågår for tiden en omfattende forskning og utviklingsarbeid på flere typer brenselceller med sikte på å utvikle kommersielle produkter. Prisene ventes derfor å falle betydelig de nærmeste årene. Investeringskostnadene [kr/kW] som er ført opp i tabell 3-9 er hentet inn fra dagens marked. Pga. manglende erfaring med denne type teknologi er det ikke beregnet enhetskostnader for produsert kraft.

Tabell 3-9 **Tekniske data brenselceller**

Type		Fosforsyre (PAFC)	Proponbytte membran (PEM)	Karbon-smelte (MCFC)	Fastoksid (SOFC)
Elektro-lytt		Fosforsyre	Fast polymer	Smeltet karbonat	Fastoksid
Arbeids-temp	°C	190-210	50-80	630-650	850-1000
Virknings-grad	%	36-42$_{el}$ 80-85$_{total}$	50-60$_{el}$	60$_{el}$ 85$_{total}$	60$_{el}$ 85$_{total}$
Kostnad	kkr/ kW		15-20		25-30
Effekt-område	kW	50-1000	1-250	1-1000	5-3000
Bruks-område		kraftverk, kogen	Transport kogen	Kraftverk	kraftverk kogen

Kilde: NE

Tabell 3-10 **Elkjel**

Ytelse	MW_v	1	10
Investeringskostnader			
Anleggskostnader	kr/kW_v	900	800
Byggetidsrenter	kr/kW_v	25	22
Sum investeringskostnader	kr/kW_v	925	822
Kapitalkostnader	kr/kW_v/år	77	69
Faste driftskostnader	kr/kW_v/år	30	20
Sum faste årskostnader	kr/kW_v/år	107	89
Fullasttimer	timer/år	2500	2500
Faste kostnader	øre/kWh	4,3	3,6
Virkningsgrad		**98 %**	**98 %**
Spesifikt brenselforbruk	kWh_{el}/kWh_v	1,020	1,020
Energipris	øre/kWh	42,0	42,0
Energikostnader	øre/kWh	42,9	42,9
Variable kostnader eks energi	øre/kWh	0,1	0,1
Sum enhetskostnader	**øre/kWh**	**47,3**	**46,5**

Kilde: NE

3.4 Varmesentraler

Et varmeverk er et energiverk som kun produserer varme.

3.4.1 Elkjel

Elkjeler er den enkleste form for varmeproduksjon, med svært lave investeringskostnader, men der produksjonskostnadene følger elprisene direkte. Tabell 3-10 viser kostnadene for en elkjel som er tenkt brukt i et fjernvarmeanlegg. Den oppgitte elprisen er derfor uten elavgift, men omfatter for øvrig både kraftpris og nettleie. Nettleien reflekterer at brukstiden for varmebehovet er kort (ca 2 500 timer). For anlegg som har full effektdekning i reserve kan el bli overført til en (lavere) tariff for uprioritert kraft.

3.4.2 Oljekjel

Oljefyringsanlegg har lenge vært den mest utbredte varmekilden i vannbårne varmesystemer. For eldre anlegg var energiutnyttelsen dårlig i store deler av fyringssesongen. Under dellast går anlegget i av/på-drift, med store varmetap gjennom pipa i avperiodene. I tabell 3-11 har en forutsatt at tiltak er gjort for å redusere dette luftgjennomstrømningstapet når kjelen ikke er i drift, hvorved en får en høyere gjennomsnittlig virkningsgrad. Videre er det lagt til grunn at anlegget forsyner et høytemperatur varmeanlegg (> 100 °C). For lavtemperaturvarmeanlegg kan virkningsgraden bli enda høyere enn det som er oppgitt i tabellen når en benytter en kondenserende oljekjel som nå er på markedet.

3.4.3 Gasskjel

Det er bare noen få steder i landet (for eksempel i Haugesund-området) hvor naturgass

Tabell 3-11 **Fyrkjel**

Type	Enheter	Oljekjel	Gasskjel	Oljekjel	Gasskjel
Ytelse	**MW**	**1**	**1**	**10**	**10**
Investeringskostnader					
Anleggskostnader	kr/kW$_v$	1000	1000	800	800
Byggetidsrenter	kr/kW$_v$	27	27	22	22
Sum investeringskostnader	**kr/kW$_v$**	**1028**	**1028**	**822**	**822**
Kapitalkostnader	kr/kW$_v$/år	86	86	69	69
Faste driftskostnader	kr/kW$_v$/år	20	20	10	10
Sum faste årskostnader	**kr/kW$_v$/år**	**106**	**106**	**79**	**79**
Fullasttimer	timer/år	2500	2500	2500	2500
Faste kostnader	øre/kWh	4,2	4,2	3,2	3,2
Virkningsgrad		**85 %**	**90 %**	**85 %**	**90 %**
Spesifikt brenselforbruk	liter/kWh	0,117		0,117	
Spesifikt brenselforbruk	Sm^3/kWh		0,113		0,113
Energipris	kr/liter	3,000		3,000	
Energipris	kr/Sm^3		4,000		2,500
Energikostnader	øre/kWh	35,1	45,2	35,1	28,3
Variable kostnader eks energi	øre/kWh	1,2	1,0	0,2	0,3
Sum enhetskostnader	**øre/kWh**	**40,5**	**50,5**	**38,4**	**31,7**

Kilde: NE

er tilgjengelig som energikilde. Data for gasskjel er gitt i tabell 3-11. I andre områder må en benytte LPG som prismessig blir noe dyrere, både i anskaffelse og ved at den må lagres i egne tanker.

3.4.4 Varmepumper

Med varmepumper kan en gjøre nytte av en rekke, fornybare lavtemperatur-energikilder som for eksempel varmeenergien i luft, sjøvann, grunnvann/ berggrunn og jordvarme. Varmepumpen hever temperaturen til disse varmekildene (30-50 °C) slik at de kan nyttiggjøres til oppvarmingsformål. Forholdet mellom avgitt energi og tilført energi til varmepumpen kalles for **effektfaktoren** og avhenger av både temperaturløftet og egenskapene til varmepumpen.

For at varmepumpen skal være

Tabell 3-12 **Varmepumpe**

Ytelse	MW$_v$	0,1	1	10
Investeringskostnader				
Anleggskostnader	kr/kW$_v$	5500	4000	3500
Byggetidsrenter	kr/kW$_v$	89	130	114
Sum investeringskostnader	kr/kW$_v$	5589	4130	3614
Kapitalkostnader	kr/kW$_v$	557	411	360
Faste driftskostnader	kr/kW$_v$	40	30	20
Sum faste årskostnader	**kr/kW$_v$/år**	**597**	**441**	**380**
Fullasttimer	timer/år	4000	4000	4000
Faste kostnader	kr/kW$_v$/år	14,9	11,0	9,5
Effektfaktor		2,9	2,9	2,9
Spesifikt energiforbruk	kWh$_{el}$/kWh$_v$	0,345	0,345	0,345
Energipris	øre/kWh	55,0	55,0	55,0
Energikostnader	øre/kWh$_v$	19,0	19,0	19,0
Variable kostnader eks energi	øre/kWh$_v$	1,5	1,2	1,0
Sum enhetskostnader	øre/kWh$_v$	35,4	31,2	29,5

Kilde: NE

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 benyttes til grunnlastproduksjon og dimensjoneres til å ha en lang brukstid da de har høye investeringskostnader og lave driftskostnader. Varmepumper bør derfor kombineres med annen type oppvarming, for eksempel en olje- eller gasskjel, til å ta topplasten. Brukstiden er derfor satt til 4 000 timer som er vesentlig høyere enn varmebehovet (ca 2 000 timer). Varmekostnaden for et varmesystem basert på varmepumper omfatter derfor både investeringer i varmepumpeaggregatet, varmeopptakssystemet, kjelanlegg for spisslast/reservedekning samt installasjons- og bygningstekniske arbeider.

Kostnadstallene i tabell 3-12 omfatter kun varmepumpeanlegget. Erfaringsmessig vil spesifikk investering (kr/kW installert varmeeffekt) avta med økende størrelse på anlegget. Det er viktig å være klar over at anleggskostnadene også avhenger av type anlegg og lokale forhold.

I tabell 3-12 har en i prisene for energi (el) lagt til grunn en lav nettleie (lang brukstid). Med full effektdekning i reserve vil el kunne overføres til en tariff for uprioritert kraft. El til varmepumpe brukt til produksjon av fjernvarme er dessuten fritatt for elavgift. Under slike betingelser vil driftskostnadene til en varmepumpe kunne reduseres vesentlig i forhold til det som er angitt i tabell 3-12. Driftskostnadene er også avhengig av effektfaktoren som kan varierer mye fra anlegg til anlegg.

Tabell 3-13 **Varmesentral**

Ytelse	**MW**	**20**
Investeringskostnader		
Biokjel, 10 MW	Mkr	34,9
Gasskjel, 10 MW	Mkr	3,3
Gasskjel, 10 MW	Mkr	3,3
Anleggskostnader	Mkr	41,5
Byggetidsrenter	Mkr	1,1
Sum investeringskostnader	**Mkr**	**42,7**
Kapitalkostnader	Mkr/år	3,6
Faste driftskostnader	Mkr/år	2,0
Sum faste årskostnader	**Mkr/år**	**5,6**
Brukstid, Biokjel	timer/år	3500
Brukstid, Gasskjel	timer/år	400
Brukstid, Gasskjel	timer/år	100
Resulterende brukstid (20 MW)	timer/år	2000
Årsproduksjon, Biokjel	GWh	35,0
Årsproduksjon, Gasskjel	GWh	4,0
Årsproduksjon, Gasskjel	GWh	1,0
Variable kostnader, Biokjel	Mkr/år	9,9
Variable kostnader, Gasskjel	Mkr/år	1,8
Variable kostnader, Gasskjel	Mkr/år	0,5
SUM variable kostnader	**Mkr/år**	**12,2**
SUM årskostnader	**Mkr/år**	**17,8**
Årlig energiproduksjon	GWh	40,0
Sum enhetskostnader	**øre/kWh$_v$**	**44,5**

Kilde: NE

Varmepumper vil bli vesentlig mer økonomisk interessant hvis bygningsmassen har et kjølebehov i tillegg til varmebehov. Sjøvann og berggrunn har en temperatur som gjør den egnet til kjøleformål, og en unngår da investeringer i et eget kjøleanlegg.

3.4.5 Varmesentraler og vannbasert oppvarming

Varmesentraler kan ha følgende varmeproduserende enheter:

- Elektrokjel
- Gasskjel
- Oljekjel
- Fastbrenselkjel
- Varmepumpe
- Kogenanlegg
- Solfangersystemer
- Geotermisk varme

Varmeeffekten fra en varmesentral vil variere over året. Investeringstunge enheter som fastbrenselkjel, varmepumpe- og kogenanlegg (kombinert el- og varmeproduksjon) med lave driftskostnader vil normalt dimensjoneres så de dekker grunnlasten, dvs. ca. 60 % av det maksimale effektbehovet. Toppeffekten dekkes da med olje, el eller gass som krever lave investeringskostnader

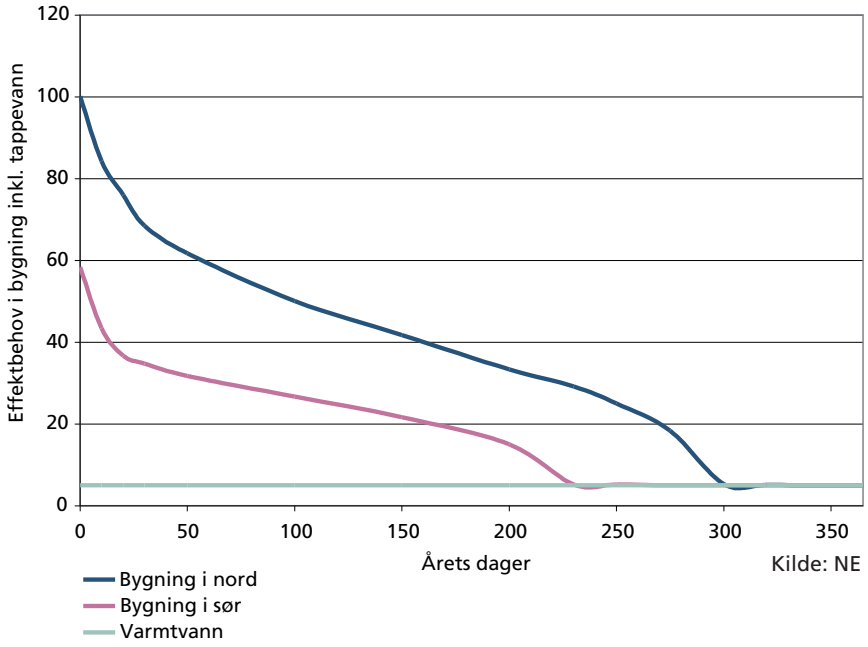
(men har høye driftskostnader). Større varmesentraler, fjernvarmeanlegg og lignende er gjerne dimensjonert slik at maksimalt effektbehov kan dekkes med største kjelenhet ute av drift **((N-1)-kriteriet)**. Større varmesentraler har normalt sikring av energibehovet ved at man har anlegg som kan benytte to eller flere energibærere.

En varmesentral vil bygges opp av flere enheter så man får sikkerhet både i effekt- og energidekning. Tabell 3-13 viser eksempel på en varmesentral der biokjel kombineres med gasskjel. Grunnlasten betjenes av biokjelen som har lave variable kostnader, mens gasskjelen benyttes som tilleggsfyring i høysesongen. Topplasten er 20 MW, men for å oppfylle N-1 – kriteriet er anlegget utstyrt med en ekstra gasskjel som kan startes opp hvis en av de andre kjelene faller ut.
Det er i totalinvesteringene tatt hensyn til at nødvendige investeringer i bygning, skorstein og til dels brensellager og brenselbehandling m.v. er felles for flere av enhetene. Enhetskostnadene for disse gasskjelene er derfor satt lavere enn for enkeltstående anlegg (faktor 0,4).

En varmesentral som er tilknyttet et vannbasert oppvarmingssystem 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.

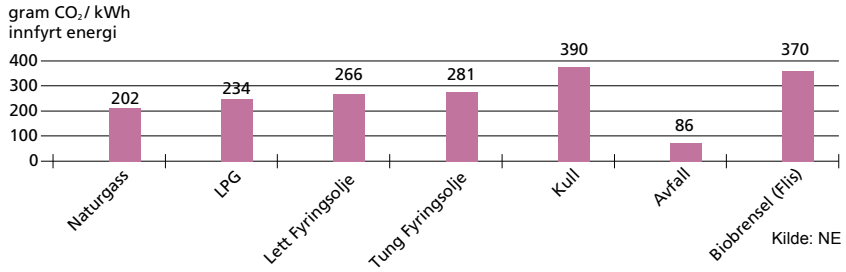
Effektbehovet for varme i et større vannbasert oppvarmingssystem har en **varighetskurve** omtrent som vist på figur 3-8.

Figur 3-8 **Varighetskurve - Oppvarming av bygning**

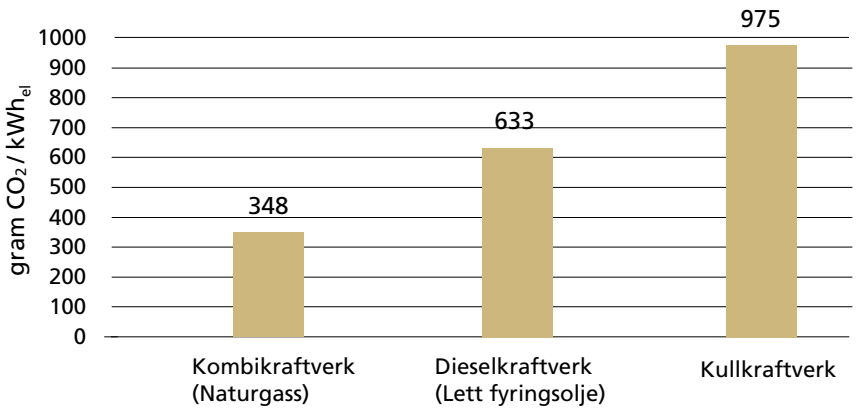


Figur 3-9 **CO_2-utslipp ved ulike brensler**

(Mrk: Over tid er nettoutslipp fra biobrensel = 0)



Figur 3-10 **CO_2-utslipp ved ulike varmekraftverk**



Forholdet mellom midlere 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 midlere effektbehov i Vardø være ca 1,7 ganger høyere enn i Stavanger. For et moderne bygg i Oslo med energigjenvinning kan brukstiden for varme være under 1 000 timer, mens et byområde med blandet bebyggelse vil ha en brukstid på 2 000-3 000 timer.

Forholdet mellom energi til elspesifikke formål og varmeformål 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 elinstallasjoner (Statsbygg).

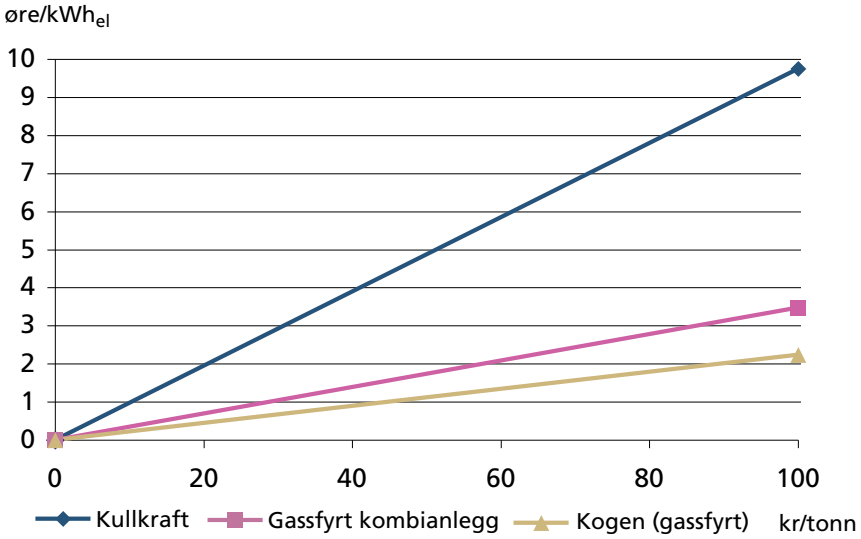
3.5 Utslipp ved varmekraftproduksjon

3.5.1 CO_2-utslipp

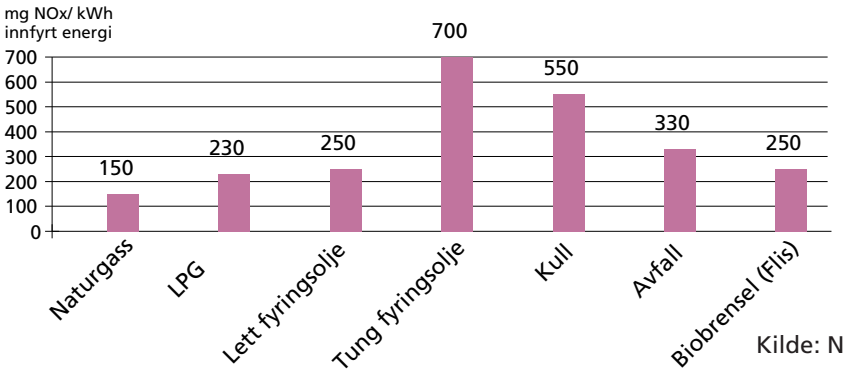
Ved brenning av kull, hydrokarboner, avfall, biobrensel osv. vil det dannes vanndamp (H_2O) og karbondioksid (CO_2) i røkgassen. Figur 3-9 viser hvor mye CO_2 som slippes ut avhengig av hvilket brensel som benyttes. CO_2-utslippet fra ved og biomasse er også tatt med. I et lengre tidsperspektiv (60-120 år) inngår biomassen i et naturlig kretsløp og forbrenning av ved kan derfor i prinsippet betegnes som CO_2-nøytralt. CO_2-utslippet fra biomasse kunne derfor vært satt til 0. Dette er gjort for forbrenning av avfall. Utslippstallet for avfall blir derfor et mål på hvor stor den fossile andelen av energiinnholdet i avfallet er. CO_2-utslippene ved kraftgenerering er vist i figur 3-10. Her er det tatt hensyn til typiske virkningsgrader. Kombikraftverk kommer best ut, både fordi naturgass har et høyt innhold med hydrogen (hydrogen danner ikke CO_2 ved forbrenning) og fordi kombikraftverk har høyest virkningsgrad.

Det finnes flere metoder for å håndtere utslippet av CO_2, for eksempel:

Figur 3-11 **Økning av produksjonskostnad ved ulike kvotepriser på CO_2**



Figur 3-12 **NOx-utslipp fra kjeler ved ulike brensler**



Kilde: NE

A. Røykgassrensing (post combustion removal)
B. Avkarbonisering av brenselet (pre-combustion decarbonisation)
C. Forbrenning med rent oksygen (oxyfuel)

I metode A blir CO_2 skilt ut fra eksosen etter forbrenningen i kraftverket. Absorpsjon ved hjelp av aminløsning er den mest kjente teknologien for å fjerne CO_2 fra eksosgass. Teknologien er prøvd ut i kommersiell drift, men ikke i en skala som er aktuell for et stort gasskraftverk i Norge. Metode B er aktuell når brenselet er naturgass. Her omdannes (reformeres) brenselet til en CO_2-rik del og en hydrogenrik del. I den videre prosessen forbrennes hydrogenet som dermed gir en CO_2-fri eksos (bestående hovedsakelig av vanndamp og nitrogen) Reformering av naturgass benyttes i dag ved en rekke prosesser hvor man skal ha hydrogenrike gasser og er således vel utprøvd. Problemene ved denne metoden knytter seg til bruken av et hydrogenholdig brensel i en gassturbin Ved metode C blir oksygenet og nitrogenet i luften skilt fra hverandre før tilnærmet rent oksygen brukes i forbrenningsprosessen. Avgassen vil dermed begrenses til en blanding av CO_2 og vanndamp. Av en slik blanding er det lett å skille ut CO_2 ved å nedkjøle avgassen hvorved vanndampen kondenserer. Denne prosessen vil også redusere dannelsen av nitrogenoksider. For å unngå den høye forbrenningstem-

peraturen man får ved ren oksygenforbrenning, kan deler av CO_2-gassen resirkuleres til forbrenningen.

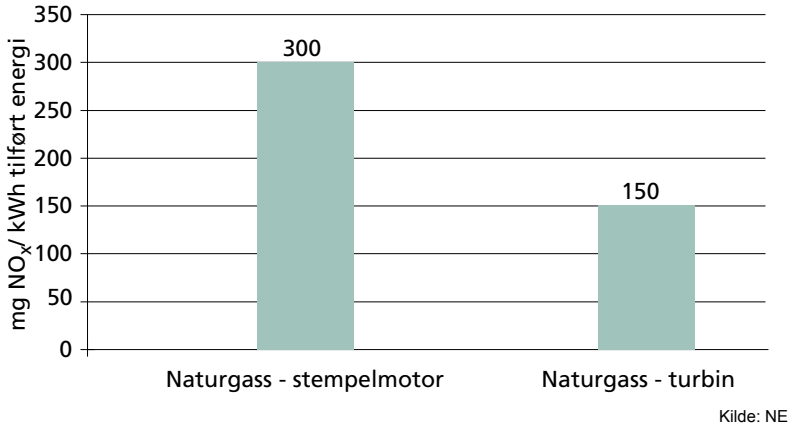
Ved de tre rensemetodene vil el. virkningsgraden for anlegget synke med 7-12 %. Dels skyldes dette tap i brennverdi, tap i CO_2-kompresjon, varmetap fra renseprosessen samt damp- og elforbruk i renseprosessen.

Kostnadsdata for disse rensemetodene er mangelfulle og har karakter av å være tentative da metodene i liten grad er kommersialisert. Foreløpige tall antyder en rensekostnad på 8-15 øre/kWh_{el}. For det planlagte anlegget på Kårstø har NVE beregnet at fangst og lagring av CO_2 vil kreve en investering på om lag 5 mrd. kr. Årlige driftskostnader vil bli ca. 370 mill. kr. ved en gjennomsnittlig kraftpris på 35 øre/kWh. Med en brukstid på 8 000 timer tilsvarer dette en kostnad per tonn fanget CO_2 på om lag 700 kr/tonn. Det store problemet vil være knyttet til langtidslagring av CO_2. Store CO_2 mengder kan bare lagres i naturlige hulrom i berggrunnen ("aquifer", saltleier, tomme gass- og oljefelt) eller på store havdyp. For at ikke transportkostnadene for CO_2 skal bli for store må kraftverket lokaliseres i nærheten av slike deponeringsmuligheter. Et alternativ til å rense avgassene for CO_2 kan være å kjøpe kvoter. Figur 3-11 viser hvordan produksjonskostnadene øker som funksjon av kvoteprisen.

3.5.2 Øvrige utslipp

Figur 3-12 viser **NOx-utslippet** fra kjeler med ulike brensler, mens figur 3-13 viser eksempler fra NOx-utslippet fra henholdsvis gassturbin og stempelmotor.

Figur 3-13 **NOx-utslipp fra kraftproduserende enheter**



Kilde: NE

Tabell 3-14 **Utslipp fra kjeler ved ulike brensler**

[mg/kWh innfyrt energi]

Brensel	SO_2	Partikler	CO	VOC
Lettolje	72	5	18	10
Tungolje	1 200	80	174	50
Naturgass	2	0	7	0
LPG	2	0	7	0
Avfall	10	10	44*	250*
Biobrensel (flis)	40	20	220	250
Kull	2 400	>80*	30-40	100-2 000*

* avhengig av brensel

Kilde: NE

Data for øvrige utslipp vises i tabell 3-14. Utslippene er angitt i milligram per kWh medgått brensel. For å relatere utslippene til kraftproduksjon, dividerer man utslippstallene med virkningsgraden angitt i tabell 3-1. Tallene gjelder for anlegg uten særskilte rensetiltak.

4. Energiverk basert på fornybar energi

4.1 Generelt

Et energiverk er et anlegg som produserer eller omdanner energi fra en form til en annen, beregnet for bestemte formål, for eksempel ved å omdanne vannets stillingsenergi til elektrisitet. Vi sier gjerne at energiverket er basert på fornybar energi når innsatsfaktoren ikke er et fossilt produkt (olje, kull m.v.) eller kjerneenergi.

Det finnes en rekke fornybare energikilder på Jorden, men solinnstråling er drivkraften bak de fleste av dem. Det er solens 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 fornybare energikilder regnes også varmen som er lagret i Jordens indre (geovarme) og tidevannskreftene som skyldes jordrotasjonen og gravitasjonskreftene mellom Jorden og månen.

Kraftverkets ytelse bestemmes av

$$P\ [MW] = (q \times H_n \times g \times \eta)/1000$$

q = vannføring i m^3/s (slukeevne eller driftsvannføring)

H_n = netto fallhøyde (differanse mellom inntaks- og utløpshøyde, fratrukket falltap i vannveiene)

g = er tyngdens akselerasjon (9,81 m/s^2), og

η = samlet virkningsgrad for turbin, generator og transformator

q

En viktig parameter for et vannkraftanlegg er energiekvivalenten som angir hvor mye kraft hver m^3 nyttbar vannmengde kan produsere.

Energiekvivalenten (e) kan uttrykkes slik

$$e\ [kWh/m^3] = g \times \eta \times H_n/3600$$

Norge har store forekomster av fornybare energikilder. Potensialet er først og fremst avhengig av kostnadsrelaterte forhold, men lokale miljøvirkninger har også stor betydning. Dagens energipriser gjør at bare en mindre del av tilgjengelig fornybar energi blir økonomisk attraktiv å utnytte. Energiproduksjon medfører kostnader til bygging, drift og overføring fra produksjonssted til forbruker.

4.2 Vannkraftverk

Et vannkraftverk produserer elektrisitet ved å utnytte vannets stillingsenergi, som bestemmes av høydeforskjellen (fallhøyden eller trykkhøyden) mellom kraftverkets inntak (vannstand i elv eller magasin) og utløp. I kraftstasjonen omdannes vannets stillingsenergi først til rotasjonsenergi i en turbin og deretter til elektrisk energi i en generator som er koblet til turbinen. Produksjonen i et vannkraftverk bestemmes av fallhøyde, tilgjengelig vannmengde og også av magasinkapasitet.

4.2.1 Kraftverkstyper

Vannkraftverkene kan inndeles i elve- og magasinkraftverk.

Elvekraftverk utnytter fallet i en elvestrekning og har ikke reguleringsmagasin, kun et inntaksmagasin. Vannføringen, og dermed kraftproduksjonen, kan derfor ikke reguleres og produksjonen blir dermed avhengig av det vannet som til enhver tid kommer.

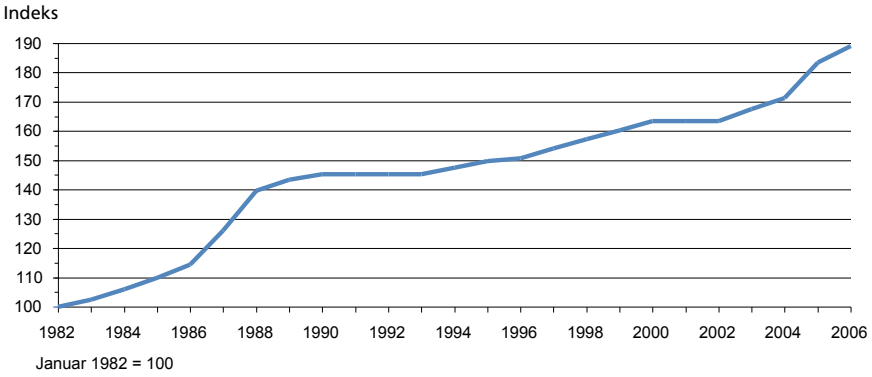
Karakteristisk for et **magasinkraftverk** er magasiner som gir muligheter til å lagre vann

i perioder med lite forbruk og stort tilsig for bruk i perioder med lite tilsig og stort forbruk. I Norge blir vannet magasinert om sommeren og høsten, mens uttaket fra magasinene skjer om vinteren. Dette kalles sesongregulering. Tørrårs- eller flerårsregulering er mulig ved store reguleringsmagasiner som kan lagre vann i nedbørrike år for bruk i nedbørfattige år. Magasiner bidrar også til å redusere flomtapet og dermed til økt nyttbar produksjon. Kraftverkets reguleringskapasitet har i høy grad betydning for produksjons- og kostnadsforholdene til kraftverket.

Et annet kriterium er fallhøyden, som gir inndeling i høytrykks- og lavtrykksanlegg. **Lavtrykksanlegg** har ofte stor vannmengde og liten fallhøyde. De langt fleste elvekraftverk er lavtrykksanlegg. **Høytrykksanlegg** har vanligvis stor fallhøyde, og vanligvis mindre vannmengder enn elvekraftverkene, og de har vanligvis ett eller flere magasiner (og benevnes da også som **magasinkraftverk**). Det er ingen presise kriterier som skiller mellom når et kraftverk kan karakteriseres som et elvekraftverk og et magasinkraftverk, eller mellom høytrykksanlegg og lavtrykksanlegg.

Pumpekraftverk kan sies å være en egen type kraftverk. Ved et pumpekraftverk produseres elektrisitet når det er behov for kraft (normal kjøring av kraftverket). Når forbruket er lite og kraftprisene er lave, kan den samme turbinen reverseres, og det pumpes vann fra nedenforliggende magasin og opp til inntaksmagasinet. Norske pumpekraftverk opererer på sesongmessig basis, med produksjon om vinteren og pumping i sommerhalvåret. Det er bygd et fåtall pumpekraftverk i Norge.

Figur 4-1 **NVEs Vannkraftindeks**



4.2.2 Generelt om utbyggingskostnader

Utbyggingskostnaden i kr/kW eller kr/kWh (kWh forventet årsproduksjon fra kraftverket) vil variere mye, både mellom ulike kraftverkstyper og fra prosjekt til prosjekt. Naturgitte forskjeller er her avgjørende. Som hovedregel er de rimeligste prosjektene (typisk under 2 kr/kWh) bygd ut først. I dag antas en øvre utbyggingskostnad å være ca. 3 kr/kWh. Eksempler på kostnadstall som er gitt i kapittel 4.2.6 gjelder for gjenværende prosjekter.

NVE har utarbeidet et kostnadsgrunnlag for vannkraftanlegg, som kan brukes for å beregne gjennomsnittlige, påregnelige entreprenørutgifter (bygningsmessige arbeider) og leverandørkostnader (mekanisk og elektroteknisk utstyr). Kostnadsgrunnlaget er egnet til å kostnadsberegne anleggsdeler på et tidlig stadium i planleggingen. Grunnlaget er ikke ment å være et verktøy/hjelpemiddel under prosjektering og til for eksempel optimalisering og valg av konstruksjonstyper. Omkostningene vil avhenge av en rekke forhold som kan variere mye fra anlegg til anlegg. Dette gjelder særlig bygningsmessige arbeider.

Kostnadsgrunnlaget fås kjøpt ved henvendelse til Energi- og markedsavdelingen i NVE. Finansieringskostnader (inkl. renter i byggetiden) skal beregnes etter en kalkulasjonsrente på 6,5 %. Økonomisk levetid er antatt å være 40 år (se kap. 2.2).

4.2.3 Driftskostnader

Driftskostnader ved et vannkraftanlegg varierer avhengig av anleggets alder, størrelse og kompleksitet. Ved nytte-verdiberegninger for nye anlegg kalkulerer NVE de årlige driftskostnadene til 1 % av investeringen (eksklusive renter i byggetiden). Dette utgjør ca. 2 – 3 øre/kWh.

4.2.4 Kostnadsutviklingen for et representativt norsk vannkraftverk

NVE har utarbeidet indekser for kostnadsutviklingen for et representativt norsk vannkraftverk siden 1982. Som referanse er det antatt et høytrykksanlegg med stor andel tunnelarbeider og normal maskininstallasjon, dvs. brukstid ca. 4 000 timer/år.

Figur 4-1 viser kostnadsutviklingen for vannkraft i perioden 1.1.1982 - 1.1.2006. Januar 1982 er satt lik 100.

4.2.5 **Kostnadsfordeling**

I forbindelse med skattereformen per 1.1.1997 ble NVE bedt av Finansdepartementet om å beregne såkalt gjenanskaffelsesverdi (GAV) for alle vannkraftverk i Norge. Beregningen viser hva det ville ha kostet å bygge eksisterende kraftverk med dagens kostnadsnivå, og med tilnærmet samme tekniske løsninger som de faktisk har. Der den tekniske løsningen ikke er aktuell i dag, slik at oppdaterte kostnader ikke lenger finnes, ble det brukt en teknisk løsning som best mulig tilsvarer den eksisterende. Beregningen ble gjennomført på grunnlag av opplysninger fra kraftverkseierne (tallmateriale for hvert enkelt kraftverk) og NVEs kostnadsgrunnlag. Kostnadene for kraftverkenes hoveddeler (bygg, maskin- og elektrotekniske installasjoner) er justert ut fra kostnadsutviklingen fra 1997 til 2006. Beregningen omfatter kraftverk med en samlet installasjon på 28 000 MW og en midlere årsproduksjon på 118 TWh. Oppdatert til 2006 settes gjenanskaffelsesverdien til 229 milliarder kroner. Dette utgjør i underkant av 2 kr/kWh årlig produksjon.

Fordelingen av kostnadene på kraftverkenes hoveddeler varierer noe med forskjellige typer kraftverk. For å få en indikasjon på denne variasjonen er det foretatt en inndeling som følger:

- Høytrykksanlegg: fallhøyde > 300 m
- Lavtrykksanlegg: fallhøyde < 30 m, slukeevne > 30 m^3/s
- Små kraftverk: install. ytelse < 10 MW
- Andre kraftverk (som ikke faller inn under definisjonene ovenfor)

Kostnadsfordelingen blir da som vist i tabell 4-1

Tabell 4-1 **Fordeling av vannkraftkostnader** [%]

	Entreprenør-tjenester	Maskin-teknisk utstyr	Elektro-teknisk utstyr
Høytrykksanlegg	68	14	18
Elvekraftverk	42	32	26
Små kraftverk	59	24	17
Andre kraftverk	64	16	20
Vannkraftverk i gjennomsnitt	64	17	19

Tabell 4-2 **Vannkraftverk** (høytrykk: Fallhøyde > 300 m)

Kostnader		**Nedre**	**Øvre**
Investeringskostnader	**Enhet**		
Anleggskostnader	kr/kW_{el}	6 400	10 400
Maskintekniske installasjoner	kr/kW_{el}	1 300	1 300
Elektrotekniske installasjoner	kr/kW_{el}	1 300	1 300
Byggetid	år	3	4
Byggetidsrenter	kr/kW_{el}	910	1 789
Sum investeringskostnader	kr/kW_{el}	9 910	14 789
Kapitalkostnader	kr/kW_{el} /år	701	1 045
Driftskostnader	kr/kW_{el} /år	99	148
Sum faste årskostnader	kr/kW_{el} /år	800	1 193
Fullastimer	timer/år	4 500	4 500
Enhetskostnader	**øre/kWh_{el}**	**17,8**	**26,5**

Tabell 4-3 **Vannkraftverk** (lavtrykk: Fallhøyde < 30 m)

Kostnader		**Nedre**	**Øvre**
Investeringskostnader	**Enhet**		
Anleggskostnader	kr/kW_{el}	4 600	8 600
Maskintekniske installasjoner	kr/kW_{el}	2 500	2 500
Elektrotekniske installasjoner	kr/kW_{el}	1 900	1 900
Byggetid	år	2	3
Byggetidsrenter	kr/kW_{el}	595	1 314
Sum investeringskostnader	**kr/kW_{el}**	**9 595**	**14 314**
Kapitalkostnader	kr/kW_{el} /år	678	1 012
Driftskostnader	kr/kW_{el} /år	96	143
Sum faste årskostnader	**kr/kW_{el}/år**	**774**	**1 155**
Fullastimer	timer/år	4 500	4 500
Enhetskostnader	**øre/kWh_{el}**	**17,2**	**25,7**

4.2.6 **Utbyggingskostnader**

Tabell 4-2 til 4-5 viser eksempler på kostnader for ulike typer vannkraftverk. Kostnadstallene kan ses på som et uttrykk for gjennomsnittskostnader for aktuelle vannkraftutbygginger med en øvre grense på noe over 3 kr/kWh (investert beløp/årsproduksjon). Den gjennomsnittlige utbyggingskostnaden for vannkraftsystemet som helhet er lavere. Det understrekes at fordelingen av kostnadene kan variere mye som følge av installasjon, fallhøyde og kraftverkets slukeevne. Viktig for kostnadsnivået kan også være hvordan anlegget dimensjoneres med tanke på at produsert kraft skal få en høyere verdi, for eksempel ved å tilrettelegge for økt vinterproduksjon.

Tabell 4-4 **Mikro vannkraftverk** (Maksimal ytelse < 100 kW)

Kostnader		**Nedre**	**Øvre**
Investeringskostnader	**Enhet**		
Anleggskostnader	kr/kW$_{el}$	4 000	8 000
Maskin- og el-tekniske installasjoner	kr/kW$_{el}$	5 000	5 000
Byggetid	år	0,5	0,8
Byggetidsrenter	kr/kW$_{el}$	146	316
Sum investeringskostnader	**kr/kW$_{el}$**	**9 146**	**13 316**
Kapitalkostnader	kr/kW$_{el}$ /år	647	941
Driftskostnader	kr/kW$_{el}$ /år	91	133
Sum faste årskostnader	kr/kW$_{el}$ /år	738	1 075
Fullasttimer	timer/år	4 500	4 500
Enhetskostnader	**øre/kWh$_{el}$**	**16,4**	**23,9**

Tabell 4-5 **Andre vannkraftverk**

Kostnader		**Nedre**	**Øvre**
Investeringskostnader	**Enhet**		
Anleggskostnader	kr/kW$_{el}$	6 000	10 000
Maskintekniske installasjoner	kr/kW$_{el}$	1 500	1 500
Elektrotekniske installasjoner	kr/kW$_{el}$	1 500	1 500
Byggetid	år	3	4
Byggetidsrenter	kr/kW$_{el}$	910	1 789
Sum investeringskostnader	**kr/kW$_{el}$**	**9 910**	**14 789**
Kapitalkostnader	kr/kWel /år	701	1 045
Driftskostnader	kr/kWel /år	99	148
Sum faste årskostnader	**kr/kW$_{el}$/år**	**800**	**1 193**
Fullastimer	timer/år	4 500	4 500
Enhetskostnader	**øre/kWh$_{el}$**	**17,8**	**26,5**

4.3 Vindkraftverk

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 representerer luftmassenes bevegelsesenergi.

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

$$P\,[W] = 1/2 \times C_p \times A \times \varrho \times v^3$$

hvor

C_p = **Effektfaktoren** (turbinens virkningsgrad), dvs. forholdet mellom produsert energi og luftens bevegelsesenergi

A = Turbinens strømningstverrsnitt (bestrøket areal) [m²]

ϱ = Luftens tetthet (spesifikk vekt) (≈ 1,23 kg/m³)

v = Vindhastigheten [m/s]

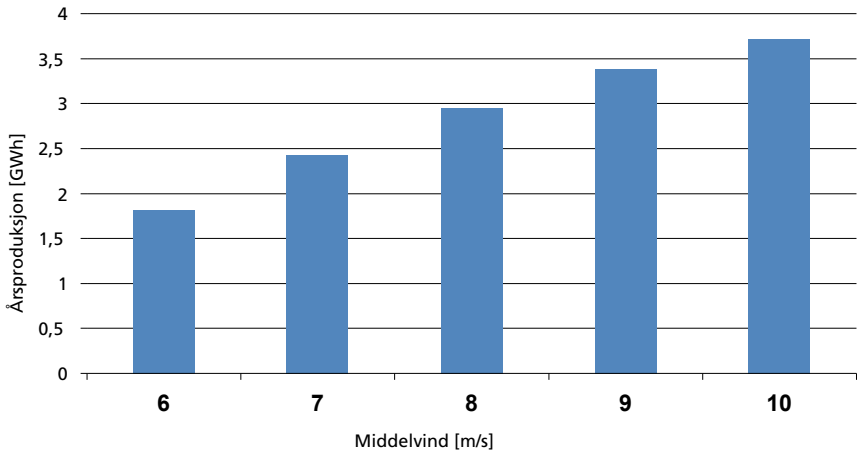
Effektfaktoren kan være forskjellig for forskjellige turbiner, og vil kunne variere med vindhastigheten. Den vil imidlertid ikke kunne overstige 16/27 ≈ 59 % (**Betz-kriteriet**). I praksis kan en god vindturbin ha en effektfaktor på rundt 43 % i det mest interessante vindområdet.

Årlig energiproduksjon kan beregnes ut fra følgende forenklede formel [2]:

$$E\,[kWh] = 3{,}2 \times V^3 \times A$$

der V [m/s] er gjennomsnittlig vindhastighet i navhøyde og en har forutsatt en optimal tilpassing mellom bestrøket areal (A) og effektinstallasjon.

Figur 4-2 **Energiproduksjon fra en frittstående 1 MW vindturbin**



Tabell 4-6 **Vindkraftverk**

Ytelse	MW	1
Investeringskostnader		
Innkjøpskostnader	kr/kW	7500
Anleggskostnader, div.	kr/kW	2000
Byggetidsrenter	kr/kW	309
Sum investeringskostnader	**kr/kW**	**9809**
Kapitalkostnader	kr/kW/år	890
Middelvind	m/s	8
Brutto produksjon	kWh/kW	2947
Div. tap i vindpark		10 %
Netto produksjon	kWh/kW	2652
Kapitalkostnader	øre/kWh	33,6
Driftskostnader	øre/kWh	6,0
Sum enhetskostnader	**øre/kWh**	**39,6**

I figur 4-2 er årlig energiproduksjon fra et 1 MW vindkraftverk anslått som funksjon av midlere vindhastighet over året. Produksjonsanslaget må betraktes som gjennomsnittstall. En rekke stedlige faktorer er også med å bestemme hva produksjonen blir i praksis:

- Fordelingen mellom høye og lave vindhastigheter

I områder med mye storm kan årsproduksjonen bli forholdsvis lav til tross for en høy middelvind. Et vindkraftverk stopper når vindhastigheten overstiger en maksimalverdi (25 m/s).

- Turbulens

Ved vanskelige terrengforhold kan det oppstå turbulent vind som reduserer virkningsgraden til turbinen.

- Ising

Under ugunstige klimatiske forhold (gjerne høyere enn 400 – 500 m. o. h.) kan det danne seg is på turbinbladene som ødelegger vingeprofilen og dermed reduserer virkningsgraden.

- Vaketap

I en vindpark vil turbinene skygge for hverandre. Turbinene i en vindpark produserer derfor mindre energi enn

enkeltstående turbiner.

- Luftens tetthet

Bevegelsesenergien til luften er proporsjonal med luftens egenvekt. Kald luft har høyere egenvekt enn varm og har dermed større bevegelsesenergi for samme vindhastighet.

- Utforming av vindturbinen.

Optimal utforming av vindturbinen er avhengig av lokale vindforhold.

4.3.1 Kostnader – landbaserte vindkraftverk

Produksjonskostnader for vindkraft omfatter både investerings- og driftskostnader. Innkjøpskostnadene for vindkraftverk fra fabrikk i størrelser over 1 MW har de siste årene steget markert og ligger nå på mellom 7 - 8 000 NOK per kW. I tillegg kommer frakt- og anleggskostnader som fundamentering, el- og veianlegg i parkområdet m.v. Lokale forhold som vanskelige grunnforhold og veiforbindelser samt avgifter til grunneierne kan i noen tilfeller føre til ekstra kostnader.

Drifts- og vedlikeholdskostnadene for et moderne vindkraftverk ligger normalt mellom 5 og 6 øre/kWh, økende til 10 øre/kWh mot slutten av anleggets levetid.

Tabell 4-6 viser kostnadstall for etablering av et typisk landbasert vindkraftverk i Norge i et område der midlere vindhastighet er 8 m/s. Tallene gjelder for installasjoner innenfor selve vindparkområdet. Tilknytningsvei (for fremføring av anleggsmaskiner) og nettavgrening til offentlig veinett og elnett kommer i tillegg. Denne

Figur 4-3 **Produksjonskostnader vindkraftverk**

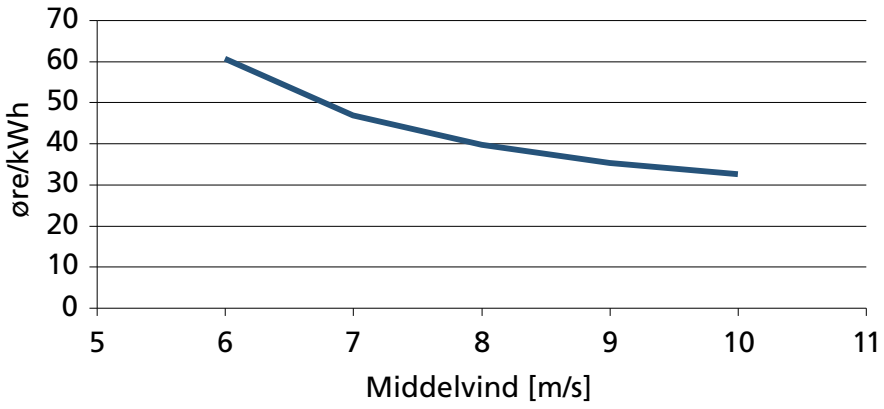
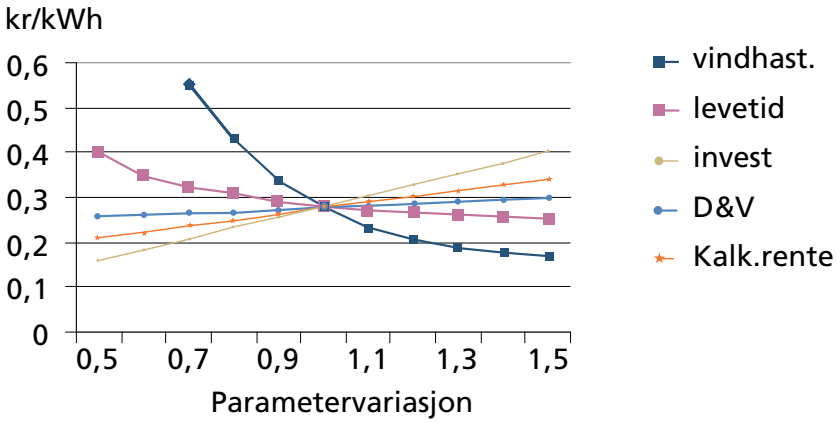


Fig 4-4 **Kostnadsfølsomhet for vindkraft**



tilleggskostnaden varierer mye og vil for enkelte anlegg bli betydelig (mer enn 10 %). Produksjonskostnadene er spesielt følsom for vindforholdene på stedet. Dette fremgår av figur 4-3 som viser hvordan kostnadene varierer med den midlere vindhastigheten. Også andre parametere er kritiske for vindkraftkostnadene. Figur 4-4 viser resultatet av en følsomhetsanalyse av produksjonskostnadene for vindkraft for ulike parametere.

Kostnadsanslagene i tabell 4-6 er satt opp under forutsetningen om at vindturbinen er plassert i en vindpark. En må da ta hensyn til tap som skyldes skyggevirkninger fra andre vindturbiner (4-6 %), tap i det interne elnettet frem til regionalnettets tilknytningspunkt (1-2 %) og tap som følger av planlagte og ikke planlagte vedlikeholdsoperasjoner (3-5 %). I tabellen er det samlede produksjonstapet antatt å være 10 %.

Produksjonskostnadene for ny vindkraft sank med 50-60% fra begynnelsen av 80-tallet. Denne reduksjonen fant sted som en konsekvens av en løpende teknologisk utvikling og økt masseproduksjon av vindturbiner. Denne trenden er nå brutt. I de siste årene har kostnadskurven flatet ut for deretter å stige kraftig i løpet av ett til to år. Kostnadsøkningen skyldes langt på vei stor etterspørsel i forhold til produksjonskapasitet og økte råvarepriser på bl.a. stål. Det er foreløpig usikkert om innkjøpskostnadene for vindturbiner om noen år vil falle tilbake til sitt gamle nivå.

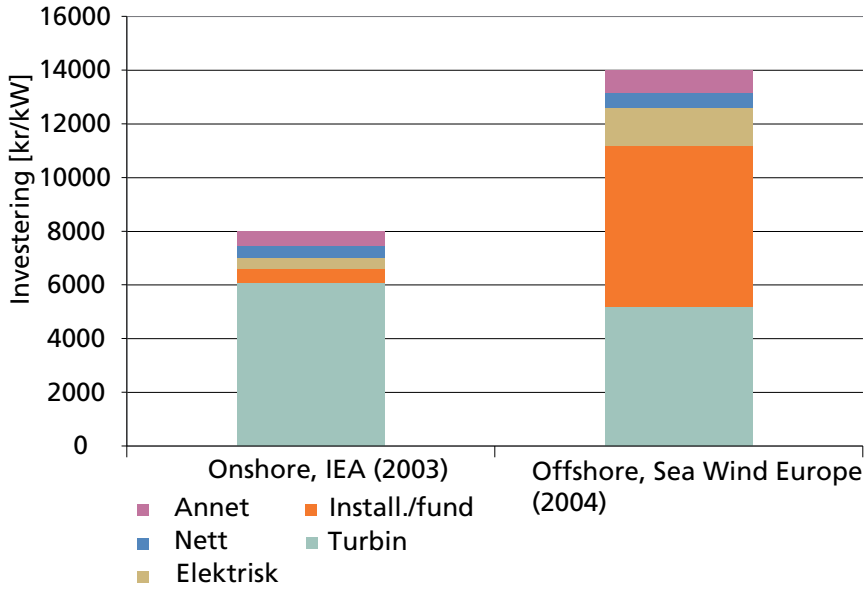
I Norge kan en isolert sett forvente at utbyggingskostnadene vil øke etter hvert som de beste plassene for vindturbiner blir utnyttet. En viktig årsak til kostnadsøkningen er at nettkapasiteten i kystnære strøk med stor avstand til sentralnettet gjennomgående er liten, hvorved nettforsterkninger blir nødvendige. Det er antydet at nettkostnadene i første omgang vil ligge mellom 2 og 6 øre/kWh.

4.3.2 Kostnader - offshore vindkraftverk

Det er så langt ikke bygd ut noen offshore vindkraftverk utenfor norskekysten. Vi mangler derfor nasjonale erfaringstall. Kostnadstall innhentet fra utenlandske installasjoner (Danmark, Sverige, Storbritannia, Nederland og Irland) viser at investeringskostnadene varierer mellom 10 000 og 19 000 kr/kW. Kostnadene har gått noe ned de siste årene. Ved utgangen av 2005 er det bygd 780 MW vindkraft offshore. Middelverdien av kostnadene for disse kraftverkene er ca. 14 000 kr/kW. Anleggene er bygd i vanndybder på mellom 5 og 20 m og med utgangspunkt i de oppgitte data ser det ikke ut til at dybdeforholdene, innenfor dette intervallet, har noen avgjørende betydning for investeringskostnadene.
De fleste store vindturbinprodusenter har egne turbiner til bruk i et offshore-miljø, men foreløpig er det gjort små endringer i forhold til de landbaserte. Dersom markedet blir større er det grunn til å lage mer spesialiserte turbiner for bruk offshore. Det er flere grunner til det:

- Det kreves bedre beskyttelse mot vannsprut og salt.

Figur 4-5 **Fordeling av vindkraftkostnader**



- Montering med lektere gir mulighet for større turbiner på sjøen enn på land.
- Høyere vindhastigheter gjør at det er økonomisk med større installert effekt per rotorareal.
- Lite problem med støy gjør at rotoren kan ha høyere turtall.
- Med høyere turtall kan slankere (mindre kordelengde) vinger benyttes. Slankere vinger kan gjøre karbonfiber og epoxy mer aktuelt enn dagens polyester og glassfiber. Høyere turtall gjør også at en kan redusere dimensjoner på aksler, gir og annet utstyr.

På grunn av lite marked er ikke alle disse mulighetene enda fullt utnyttet. Det ligger derfor en mulighet til kostnadsbesparelser dersom markedet blir større.

Den prosentvise fordelingen av kostnadene for offshore vindparker er vesentlig forskjellige fra anlegg på land. Dette fremgår av figur 4-5 som bygger på talloppgaver fra henholdsvis IEA (2003) og Sea Wind Europe (2004). (Merk at det absolutte kostnadsnivået i disse undersøkelsene er basert på gamle kostnadstall og er således for lave i forhold til dagens kostnadsnivå.) For offshore vindparker utgjør fundamenteringskostnadene 20-25 % (installasjon og fundamentering). Det elektriske anlegget blir også dyrere offshore, mens selve turbinen har lavere investeringskostnader. Det siste kan tolkes som et uttrykk for usikkerhet i datamaterialet, men kan også skyldes at en fremtidig spesialdesignet offshore vindturbin kan gjøres slankere og rimeligere.

I ref [3] er det oppgitt at kostnaden for fundamentering ved 8 m vanndyp er om lag 2 000 – 2 400 kr/kW og øker med 2 % per meter økende havdyp.

4.4 Varme- og kraftvarmeverk

4.4.1 Bioenergi

Den viktigste fornybare energikilde til bruk i varmeverk er bioenergi. Bioenergi er en fornybar ressurs så lenge uttaket er mindre enn tilveksten.

Bioenergi er energi som frigjøres ved forbrenning/ omforming av forskjellige typer biologisk materiale. Energiproduksjonen kan også foregå ved omdannelse av biomasse gjennom forgassing, pyrolyse, våtoksydasjon eller biologisk omforming.

I løpet av de siste årene har teknologier for kraftvarme-produksjon fra biobrensel blitt videreutviklet. Bioenergi til kraftvarmeproduksjon er et betydelig satsingsområde i Finland, Sverige, Danmark og i store deler av resten av Europa.

Bioenergi til oppvarming har tradisjonelt vært benyttet over hele verden. Bioenergi i tradisjonell form er fremdeles hovedenergikilden for mer enn 60 % av Jordens befolkning. De siste årene har det i Europa og Nord-Amerika blitt et stadig økende internasjonalt marked for foredlede biobrensler, spesielt i form av pellets og bioetanol. Det produseres pellets basert både på rene trefraksjoner, fra planteavfall, olivenkjerner, palmerester mv, samt ulike avfallsprodukter. Pellets benyttes både til varme og til kraftvarmeproduksjon. I enkelte land males også pellets opp og benyttes i sambrenning (co-firing) med kull i kullkraftverk. Det internasjonale markedet for slike produkter er fremdeles meget umodent, og er i stor grad styrt av ulike nasjonale støtte/insentiv-ordninger. Land som er mye involvert i handel med biobrensler er Nederland, Danmark, Finland, Sverige, Canada, Storbritannia. Brasil er storeksportør av bioetanol. Restprodukter fra importert rundtømmer blir også utnyttet som bioenergi.

I Norge har det vært vanlig å utnytte treavfall fra skogindustrien, tynningsvirke og sekundærvirke fra skogbruket som bioenergi. 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.

Bioenergibruken i Norge er begrenset til noen få sektorer med god tilgang på rimelig brensel. Med unntak av brenselsved er det liten 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. Avfallsflis vil kunne utnyttes til brenselkostnader på mellom 4 og 13 øre/kWh (beregnet ut fra brenselets brennverdi), men de praktiske erfaringer med slike flisfraksjoner er blandet. Dette skyldes et for stort innslag av forurensninger i biomassen som kan medføre hyppige driftsproblemer i forbrenningsanlegget. Brenselflis fra skogen tilbys nå for vesentlig høyere priser enn for få år

Tabell 4-7 **Priser på ulike biobrensler** (eks. mva, ref. nedre brennverdi)

	øre/kWh
Skogsflis, bulk:	15 – 23
Bark/sagflis:	10 – 18
Halm:	12 – 16
Ved, bjørk,bulk:	33 – 40
Ved, bjørk, 1 favn:	50 – 55
Gjenvunnet trevirke:	4 – 13
Briketter, bulk:	14 – 21
Briketter, pall	25 – 50
Pellets, bulk:	27 – 30
Pellets, storsekk:	30 – 37
Pellets, småsekk	35 – 45

Kilde: NE

Tabell 4-8 **Biokjel (for fuktig flis)**

Ytelse	MW	1	10
Investeringskostnader			
Anleggskostnader	kr/kW	6700	3400
Byggetidsrenter	kr/kW	184	93
Sum investeringskostnader	**kr/kW**	**6884**	**3494**
Kapitalkostnader	kr/kW/år	576	292
Faste driftskostnader	kr/kW/år	100	50
Sum faste årskostnader	**kr/kW/år**	**676**	**342**
Fullasttimer	timer/år	4000	4000
Faste kostnader	øre/kWh	16,9	8,6
Virkningsgrad		**85 %**	**85 %**
Spesifikt brenselforbruk (50 % fukt)	kg/kWh	0,504	0,504
Energipris [kr/kg]	kr/kg	0,443	0,443
Energikostnader	øre/kWh	22,4	22,4
Variable kostnader eks energi	øre/kWh	7,0	6,0
Sum enhetskostnader	**øre/kWh**	**46,3**	**36,9**

Kilde: NE

tilbake, og vil pr. medio 2007 kunne produseres til priser innen området 15-22 øre/ kWh_v, dog med store variasjoner blant annet avhengig av leveransevolum, kontraktenes varighet og hvor i landet leveransen ønskes.

Tabell 4-7 gir en oversikt over indikative priser på ulike biobrensler. Merk at prisene varierer mye etter markedsforholdene. Det er også store regionale og sesongmessige forskjeller.

4.4.2 Biokjel

Overslagene gitt i tabell 4-8 er gitt med forholdsvis stor grad av usikkerhet. Årsaken er at investeringskostnadene vil variere med gitte betingelser for hvert enkelt anlegg. For eksempel kan behovet for investeringer i brensellager og utstyr for brenselhåndtering variere sterkt. Kostnadene er angitt i kr per installert kW. En biokjel kan også oppgraderes til å produsere både kraft og varme. Dette krever økte investeringer i høytrykkskjel, mottrykksturbin og generator. Når man leverer både kraft og varme, blir totalvirkningsgraden høy. Elandelen blir imidlertid mindre enn ved et rent varmekraftverk og avhengig av temperaturen til levert varme (se kap. 3.2, figur 3-1 og 3-7). Det er vanlig å dimensjonere mottrykksturbinen slik at 20-25 % av innvunnet varme i kjelen omdannes til elektrisitet. Fordeling av totalkostnadene på el og varmeproduksjonen er gjort under følgende forutsetninger:
Verdien av produsert varme (K_{varme}) antas å være den samme som kostnadene ved å produsere den samme varmen i en ren varmekjel. Da blir merkost-

Tabell 4-9 **Biokjel med mottrykksturbin**

Kjelkapasistet	**MW**	**1**	**10**
Elandel (av produsert varme)		20 %	25 %
Investeringskostnader			
Anleggskostnader	kr/kW	16200	8900
Byggetidsrenter	kr/kW	445	245
Sum investeringskostnader	**kr/kW**	**16646**	**9145**
Kapitalkostnader	kr/kW/år	1393	765
Faste driftskostnader	kr/kW/år	100	50
Sum faste årskostnader	**kr/kW/år**	**1493**	**815**
Fullasttimer	timer/år	4000	4000
Faste kostnader	øre/kWh	37,3	20,4
Virkningsgrad		**80 %**	**80 %**
Spesifikt brenselforbruk (50 % fukt)	kg/kWh	0,536	0,536
Energipris [kr/kg]	kr/kg	0,443	0,443
Variable kostnader ekskl. energi	øre/kWh	8,000	7,000
Elproduksjon	GWh/år	0,800	10,000
Levert varme	GWh/år	3,200	30,000
Årlig energiproduksjon	GWh/år	4,000	40,000
Innfyrt brensel	tonn/år	2143	21432
Energikostnader	Mkr/år	0,950	9,500
Faste årskostnader	Mkr/år	1,493	8,152
Variable kostnader eks energi	Mkr/år	0,320	2,800
Årskostnad	**Mkr/år**	**2,763**	**20,452**
Kostnad for alternativ varmeprod	Mkr/år	1,480	11,073
Merkostnad for elprod.	Mkr/år	1,283	9,379
Sum enhetskostnader (elprod)	**øre/kWh$_{el}$**	**160,3**	**93,8**

Kilde: NE

Tabell 4-10 **Avfallskjel**

Kjelkapasitet	**MW**	**10**	**30**
Invest. kostnader Anleggskostnader	kr/kW	17500	14000
Invest. kostnader Byggetidsrenter	kr/kW	796	637
Sum investeringskostnader	**kr/kW**	**18296**	**14637**
Kapitalkostnader	kr/kW/år	1407	1125
Faste driftskostnader	kr/kW/år	400	400
Sum faste årskostnader	**kr/kW/år**	**1807**	**1525**
Fullasttimer, avfallsforbrenning	timer/år	8000	8000
Fullasttimer, levert varme	timer/år	4500	4500
Faste kostnader	Mkr/år	18,1	45,8
Virkningsgrad		**85 %**	**85 %**
Spesifikt brenselforbruk	kg/kWh	0,403	0,403
Energipris	kr/kg	-0,800	-0,800
Energikostnader	øre/kWh	-32,3	-32,3
Variable kostnader ekskl. energi	øre/kWh	29,0	26,0
Produsert varme	GWh/år	80,0	240,0
Levert varme	GWh/år	45,0	135,0
Energikostnad	Mkr/år	-25,8	-77,4
Netto totalkostnader	Mkr/år	15,5	30,7
Sum netto enhetskostnader	**øre/kWh**	**34,3**	**22,8**

Kilde: NE

nadene ved elproduksjonen (K_{el}):

$$K_{el} = K_{tot} - K_{varme}$$

$$\text{Enhetskostnad [øre/kWh]} = K_{el}/Prod_{el}$$

Av tabell 4-9 fremgår det at selv om energikostnadene er lave og el produseres med lite varmetap medfører høye kapitalkostnader at elproduksjonen likevel blir forholdsvis kostbar.

4.4.3 Kjel for avfallsforbrenning

Avfall er ikke en ren fornybar ressurs, men det er vanlig å anta at ca. 50 % av husholdningsavfallet har biologisk opprinnelse.

Kjel for avfallsforbrenning har høye investeringskostnader, men slike anlegg kan bli økonomisk attraktive pga. lave (negative) brenselkostnader. Renholdsverkene må betale for å deponere avfallet og dette kommer avfallsforbrenningsanleggene til gode.

Tabell 4-10 viser kostnadstall for anlegg som kun produserer varme. Følgende driftsmønster er lagt til grunn:

- Anlegget mottar og forbrenner avfall hele året (brukstid = 8 000 timer)
- Produsert varme leveres til husholdninger. Egne kjeler for topplast. Overskuddsvarme i perioder med liten last dumpes. Antatt brukstid = 4 500 timer.

Ved å oppgradere en avfallskjel til et **mottrykksanlegg**, vil en i tillegg kunne produsere elektrisitet. Når det er avsetning for restvarmen, produseres elektrisiteten med høy virkningsgrad (kun avgasstap).

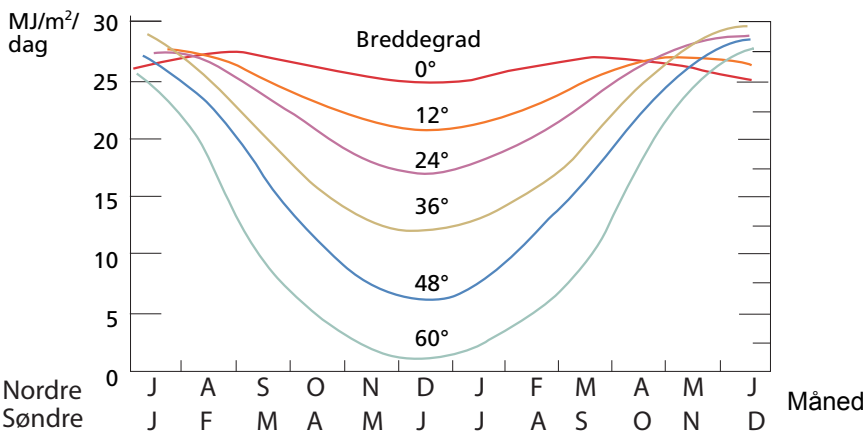
En slik oppgradering krever økte investeringer i høytrykkskjel, dampturbin og generator. Det er vanlig å dimensjonere mottrykksturbinen slik at ca. 25 % av innvunnet varme i kjelen omdannes til elektrisitet. Et eksempel på en bereg-

Tabell 4-11 **Avfallskjel med mottrykksturbin**

Kjelkapasitet	**MW**	**10**	**30**
Elandel (av produsert varme)		25 %	30 %
Investeringskostnader			
Anleggskostnader	kr/kW	23000	18500
Byggetidsrenter	kr/kW	1047	842
Sum investeringskostnader	**kr/kW**	**24047**	**19342**
Kapitalkostnader	kr/kW/år	1849	1487
Faste driftskostnader	kr/kW/år	400	400
Sum faste årskostnader	**kr/kW/år**	**2249**	**1887**
Brukstid, avfallsforbrenning	timer/år	8000	8000
Fullasttimer	timer/år	4500	4500
Faste kostnader	Mkr/år	22,486	56,608
Virkningsgrad		**80 %**	**80 %**
Spesifikt brenselforbruk	kg/kWh	0,429	0,429
Energipris	kr/kg	-0,800	-0,800
Energikostnader	øre/kWh	-34,3	-34,3
Variable kostnader eks energi	øre/kWh	33,0	30,0
Produsert varme	GWh/år	80,000	240,000
Elproduksjon	GWh/år	20,000	72,000
Levert varme	GWh/år	33,750	94,500
Årlig energikostnader	Mkr/år	-27,425	-82,276
Variable kostnader eks energi	Mkr/år	26,400	72,000
Årskostnad	Mkr/år	21,461	46,332
Kostnad for varmeprod.	Mkr/år	11,590	21,505
Merkostnad for elprod.	Mkr/år	9,871	24,827
Sum enhetskostnader (elproduksjon)	**øre/kWh$_{el}$**	**49,4**	**34,5**

Kilde: NE

Figur 4-6 **Solinnstråling mot en horisontal flate i løpet av et klarværsdøgn.** Angitt i MJ/m²/d, avhengig av årstid og breddegrad



ning av hva elproduksjonen med dette tiltaket koster er vist i tabell 4-11. De økonomiske aspektene ved dette tiltaket er i stor grad avhengige av lokale forutsetninger som f. eks. verdien av produsert varme. Merk for øvrig at produsert elektrisitet, i motsetning til varme, kan avsettes hele året. Ved å anta at de variable kostnadene er lavere enn markedsprisen på elkraft, vil det svare seg å produsere elektrisitet så lenge forbrenningsanlegget er i drift. Vi får da en brukstid for elproduksjon på 8 000 timer som er større enn for levert varme (normalt 4 500 timer).

Produksjonskostnadene for el (K_{el}) er i tabell 4-11 beregnet som merkostnad i forhold til ren varmeproduksjon, der varmekostnadene (K_{varme}) bestemmes ut fra hva enhetskostnadene ville vært i en ren varmekjel:

$$\mathbf{K_{el} = K_{tot} - K_{varme}}$$

4.5 Solenergi

A. Datagrunnlaget

Solinnstrålingen er gitt av den såkalte **solarkonstanten** ($S = 1367\ W/m^2$). Denne innstrålingen gjelder for en flate som står vinkelrett mot stråleretningen og befinner seg utenfor jordas atmosfære i jordas middelavstand fra sola.

Solinnstrålingen som når jordoverflaten vil avhenge av de atmosfæriske forhold, den stedlige breddegrad og årstiden. Figur 4-6 viser solinnstrålingen mot en horisontal flate i løpet av et klarværsdøgn, angitt i $MJ/m^2/d$ avhengig av årstid og breddegrad. Det fremgår av figuren at maksimal innstråling kan være omlag 25-30 $MJ/m^2/d$ for alle breddegrader i løpet av et skyfritt midtsommerdøgn (rundt 8 $kWh_v/m^2/d$). Det tilsvarer et døgnmiddel på ca 300 W/m^2, et dagmiddel på ca 600 W/m^2 og en maksimal innstråling på rundt 1 kW/m^2. Om vinteren derimot er innstrålingen vesentlig mindre på de høyere breddegrader og kan hos oss i desember utvise verdier på rundt 1-2 $MJ/m^2/d$ under et klarværsdøgn (0,3 $kW_h/m^2/d$). Den midlere innstrålingen vil på de fleste steder være rundt 50-70 % av innstrålingen under et klarværsdøgn. I sum varierer den årlige energiinnstrålingen mot Norges areal fra vel 1100 kWh/m^2 i sør til ca 700 kWh/m^2 i nord.

B. 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 om våren og høsten hvor varmebehovet faller sammen med gunstig 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 osv., som er spesielt gunstige for solvarmeutnyttelse.

4.5.1 Passiv solvarme

Så lenge mennesker har bygd 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 solvarme 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 varmestrålingen 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.

4.5.2 Aktiv solvarme

Utviklingen innen aktiv

solvarme går i retning av å installere såkalte kombinerte anlegg, dvs. anlegg som benyttes til oppvarming av både arealer og tappevann.
Et aktivt solvarmeanlegg består av solfanger, varmelager og et varmefordelingssystem, hvor varmefordelingssystemet er et vannbårent gulvvarmesystem og hvor varmelageret erstatter tradisjonelle varmekilder som dobbeltmantlet bereder, elkassett eller lignende. Ved god planlegging kan dermed mye av en solvarmeinstallasjon erstatte andre installasjoner. Likeledes har moderne teknologi og materialbruk muliggjort at solfangerne, som monteres i tak eller fasade, nå kan erstatte tradisjonelle taktekkings- og fasademateriale.

Solinnstrålingen absorberes i solfangeren og overføres til varmelageret ved bruk av vann. Derfra distribueres den videre for oppvarming av rom eller til forvarming av tappevann. Som holdepunkt for dimensjonering vil en i Norge forsøke å dekke 30-50 % av energibehovet over året ved hjelp av sol. Da forbruket av energi ikke alltid er sammenfallende med tilgangen på energi fra sola, kreves det et varmelager tilsvarende et døgns forbruk av varmt vann eller 1 000 liter per 100-120 m² oppvarmet flate for å ta vare på energien. Størrelsen av solfangerarealet vil være ca. 10-15 m² ved 1 000 l varmelager. Et typisk kombinert anlegg etter norske forhold vil dermed være ca. 20-30 m² solfangere og et varmelager/energisentral på 2 000-3 000 liter. Ved større installasjoner bør det gjøres særlige beregninger. Utbyttet av et solfangeranlegg er avhengig av hvordan energien benyttes. Effektivt utbytte etter norske forhold vil variere mellom 300- 500 kWh/m²/år. Maksimalt utbytte om sommeren kan komme helt opp i ca 700 W/m². Solvarme er spesielt godt egnet til oppvarming av vann til gulvvarmeanlegg, svømmebasseng m.v. da systemet er mest effek-tivt ved lave temperaturer, dvs. i området 25-45 °C. Et gulvvarmesystem arbeider ofte ved ca 30 °C, mens et svømme-basseng kan ha enda lavere temperatur. Mye av tappevannet som brukes i det daglige er også under 40 °C, noe som gjør at solenergi kan gi et vesentlig bidrag til denne type installasjoner.

Tabell 4-12 **Invest.kostnader for komplette solvarmeanlegg**

	Solfangerareal [kr/m²]	Energikostnad [øre/kWh]
Tappevannsanlegg, ca 5 m²	3 000 – 6 000	65 – 125
Kombinert anlegg, ca 25 m²	1 500 – 2 000	45 – 60
Tappevannsanlegg, 50-300 m²	1 500 – 2 000	40 – 50
Svømmebasseng	1 000 – 1 500	35 – 50

Kilde: NE

Prisene for solfangere som integreres i tak eller fasader ligger i dag på ca kr 1 000 per m². Fra denne prisen kan trekkes kostnadene til tradisjonelle tak- eller fasademateriale. Det finnes også solfangere som installeres oppå takstein el. Her er prisene per m² kr 2 500-4 000 avhengig av teknologi.

Planlegges et solvarmeanlegg i forbindelse med nybygg, vil merinvesteringen for solanlegget kunne begrenses til solfangerarealet pluss pumper og styringssystem. I så fall får en et meget gunstig energiregnskap. Tabell 4-12 viser kostnader ved typiske solanlegg under denne forutsetning (6,5 % rente, 15 års nedskrivning).

4.5.3 Solceller

I solceller omformes solenergien direkte til elektrisk energi. Energiproduksjonen følger naturligvis solinnstrålingen, og en har derfor også her vanligvis behov for energilagring. For små systemer kan konvensjonelle bly/syre-batterier 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.

De solcellepanelene 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 ca. 30 kr (4 Euro)/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 produsert kWh. Det er i første rekke i avsidesliggende områder, langt fra det elektriske nettet, at solcellene har fått et marked.

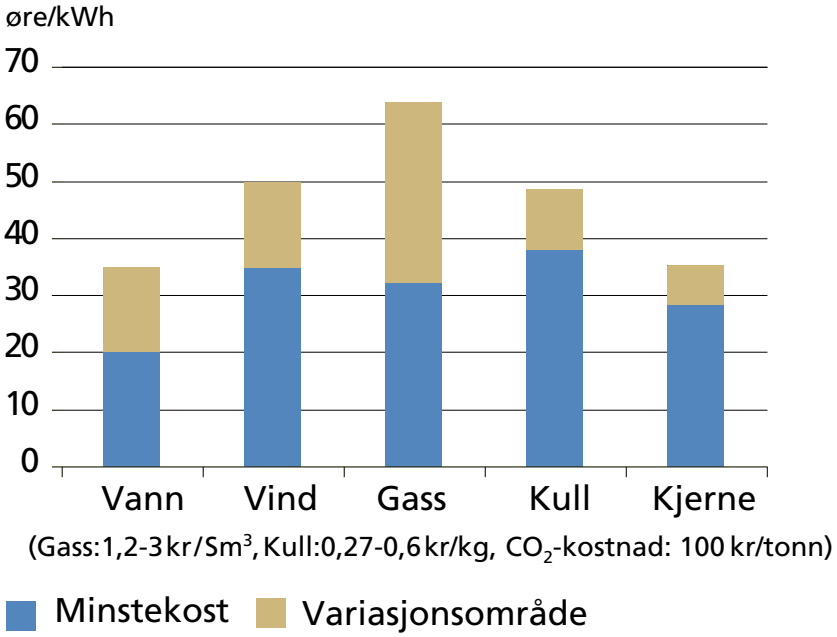
Prisreduksjoner ventes på lengre sikt. Målsettingen for 2010 er 12 kr(1,5 Euro)/W_p [2].

5. Det sentrale kraftproduksjonssystemet

5.1 Innledning

Et landsomfattende kraftsystem består av ulike kraftproduserende enheter (kraftverk). Disse settes sammen og driftes ut fra tekniske og økonomiske kriterier. Til sammen skal de til enhver tid dekke energietterspørselen. Produksjonskostnadene vil variere mye og er bl.a. avhengig av valgt kraftgenereringsform, se figur 5-1. Det er også store variasjoner i kostnadene innenfor samme kraftgenereringsform. Her spiller lokale forhold en betydelig rolle, dessuten er det knyttet en usikkerhet til fremtidige brenselkostnader. Usikkerheten i kostnadsanslagene fremgår av figur 5-1.

Figur 5-1 **Enhetskostnader – ulike kraftgenereringsformer**



Da elforbruket varierer over året og døgnet, kan ikke alle kraftverk gå med full ytelse hele tiden. For noen kraftverk, for eksempel vindkraftverk og vannkraftverk uten magasiner, vil produksjonen i tillegg være avhengig av naturgitte forhold som tilgang på vann og vind. Forholdet mellom årlig produksjon og maksimal ytelse kaller vi for **brukstiden** eller antall **fullasttimer**. Brukstiden uttrykker m.a.o. hvor mange timer et kraftverk måtte ha gått med full ytelse for å levere oppnådd årsproduksjon. Brukstiden kan maksimalt bli 8760 timer, som er antall timer i året. Årsproduksjonen fra et kraftverk kan også uttrykkes med en **kapasitetsfaktor** som er forholdet mellom oppnådd årsproduksjon og den produksjonen kraftverket ville ha oppnådd med konstant full ytelse hele året (brukstid 8760 timer tilsvarer en kapasitetsfaktor på 100 %).

Et kraftsystem bestående av for eksempel vannkraft, varmekraft og vindkraft må samordne de enkelte enhetene i systemet slik at de til enhver tid dekker kraftetterspørselen. Brukstiden for de enkelte kraftverk kan da bli bestemt ut fra driftsavhengige kostnader og andre økonomiske forhold knyttet til kraftsystemet som helhet, og vil bli annerledes enn det som ville ha vært tilfelle dersom hvert kraftverk skulle dekke kraftetterspørselen alene.

Når et kraftverk skal innpasses i det norske (vann)kraftsystemet, vil optimal brukstid avhenge av:

- nedbørsmengde/kraftpris i det eksisterende kraftsystem
- tilgjengelighet
- variable driftskostnader, inkl. brenselkostnader

Optimal brukstid kan beregnes ved hjelp av driftssimuleringer. For vannkraft-/vindkraftverk blir brukstiden bestemt av de årlige vanntilsig/vindforhold, mens optimal brukstid for varmekraftverk blir bestemt av differansen mellom kraftpris og variable driftskostnader. Hvis denne er positiv, vil brukstiden begrenses av kraftverkets tilgjengelighet, dvs. det vil gå kontinuerlig, med unntak av nød-

vendig driftsstans som følge av planlagt og ikke planlagt vedlikehold. Tabell 5-1 angir hvilke tilgjengelighetsdata som er lagt til grunn for ulike typer varmekraftverk. **Tilgjengelighet** er her definert som det antall timer som et kraftverk i gjennomsnitt er tilgjengelig for drift, dvs. antall timer i året fratrukket driftsstans pga. feil eller planlagt vedlikehold. Kraftverkets **regularitet** er sannsynligheten for at det skal fungere som forutsatt i løpet av et visst tidsintervall ved gitte drifts- og miljøforhold [4].

Tabell 5-1 **Tilgjengelighet - varmekraftverk**

Anleggstype	Størrelse [MW]	Regularitet [%]	Vedlikehold [uker/år]	Tilgjengelighet [timer/år]
Gassturbinverk	10-100	98	4	7 900
Gassfyrt kombiverk	100-400	98	4	7 900
Industriell gassturbin	1-100	95	3	7 800
Industrielt mottrykksanlegg	1-10	95	2	8 000
Gassmotor med avgasskjel	1-10	95	2	8 000
Kullkraft	100-600	98	5	7 800
Kjernekraft	1000	98	5	7 800

Kilde: NE

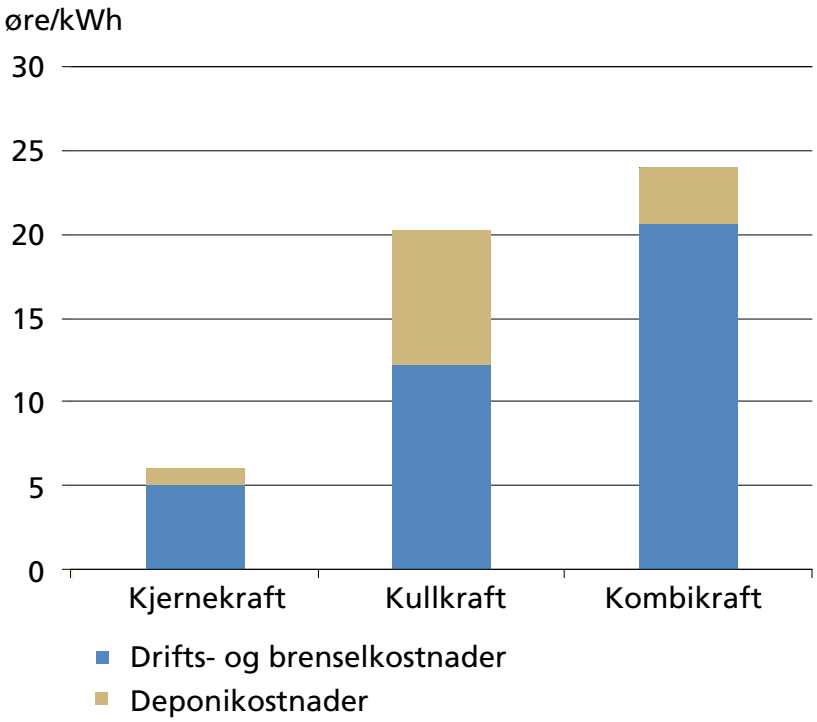
5.2 Grunnlastproduksjon

Kraftverkenes økonomiske og tekniske karakteristikker er avgjørende for om kraftverket blir bygd og hvordan det skal kjøres, bl.a. hvor lang brukstid det legges opp til. En skiller i denne forbindelse mellom grunnlast og regulerkraft. Et **grunnlastverk** kan karakteriseres på følgende måte:

- Det må ha en høy leveringssikkerhet og være bygd for helkontinuerlig drift
- De driftsavhengige kostnadene må være lave

Kullfyrte kondenskraftverk, kombikraftverk og kjernekraftverk er eksempler på kraftverk som kan kjøres som grunnlastverk og som går på full last i lange perioder og ikke nedreguleres i vesentlig grad. Varmekraftanleggene vil ha normal revisjonsstans om sommeren og gjerne en lengre revisjonsstans med års mellomrom. Når kraftprisene er lave, vil kraftverk med høyest variabel (driftsavhengig) kostnad bli stengt først.

Figur 5-2 **Variable kostnader – varmekraft**
(Kull:40$/tonn, Gass:1,5kr/m³), CO_2-kost:100kr/tonn



Fordelingen av variable kostnader er vist i figur 5-2. De variable kostnadene omfatter både drifts-, brensel- og deponikostnader. Med deponikostnader menes CO_2-kvotekostnader for kullkraft- og kombikraftverk og kostnader for forvaring av kjernefysisk avfall for kjernekraftverk.

Med de energipriser og kvotepriser som er lagt til grunn i denne figuren er det kombikraftverket som har de høyeste driftsavhengige kostnadene. Det er viktig å være oppmerksom på at brenselprisene kan variere mye avhengig av hva slags avtaler kraftprodusenten har inngått med sine leverandører. I figuren fremstår kjernekraft med lavest driftskostnad. Vann- og vindkraftverk har også lave driftsavhengige kostnader, men produksjonen i disse enhetene bestemmes av tilgang på vann/vind snarere enn kraftpriser. I Norge blir vannkraftverk med magasinering kjørt som grunnlastverk. I tillegg brukes de som regulerkraftverk og har derfor en kortere brukstid

enn for eksempel et gassfyrt kombikraftverk.

Vindkraftverk og vannkraftverk uten magasinering er eksempler på kraftverk som ikke kan brukes som grunnlastkraftverk da kraftbidraget fra disse kraftverkene er for upålitelig.

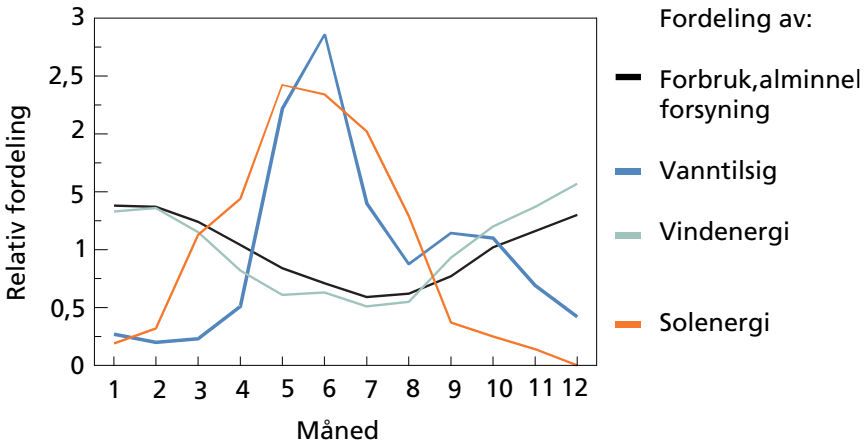
Kraftverk som inngår i et overordnet kraftsystem og som av økonomiske grunner kjøres med en lang brukstid, vil fremstå (se kap. 3 og 4) som kostnadseffektive og få lave enhetspriser. Dette følger dels av at systemkostnadene (se kap. 5.3) er holdt utenom.

5.3 Regulerkraft

Et landsomfattende kraft-produksjonssystem, bestående av ulike typer kraftproduserende enheter (kraftverk), må til enhver tid samordne kraftproduksjonen slik at det skjer en momentantilpassing mellom produksjon og forbruk. Et særtrekk ved kraftproduksjon basert på fornybar energi (vindkraft, uregulert vannkraft) er at den er såkalt intermittent, dvs. at produksjonen styres av tidsavhengige forhold i naturen og ikke av forbruket. Da tilgangen på uregulert vannkraft og vindkraft ikke alltid faller sammen med forbruksvariasjonene over døgnet og året, må det etableres en supplerende kraftproduksjon som besørger den nødvendige balansen mellom produksjon og forbruk. Denne kraftproduksjonen kan vi kalle regulerkraft.

For å dekke energietterspørselen i perioder med redusert leveringsevne må det m.a.o. gjøres tilleggsinvesteringer, for

Figur 5-3 **Bidrag fra fornybar energi over året**



eksempel i form av energilagring, som innebærer en merkostnad for denne type fornybare energikilder. Slike kostnader betegnes gjerne som innpassingskostnader eller **systemkostnader** og er ikke inkludert i tabellene for de enkelte kraftgenereringsformer (kap. 3 og 4).

Systemkostnadene skal dekke tiltak for å håndtere belastningsvariasjonene over døgnet og året. De ulike kraftverk bidrar på ulike måter og i ulik grad til å sørge for at det til enhver tid er samsvar mellom produksjon og forbruk. Viktige egenskaper i denne forbindelse er kraftverkets

- **energiprofil**, som uttrykker kraftverkets evne til å følge etterspørselsprofilen over året. Vannkraftverk med god magasinering har en gunstig energiprofil. Det samme har vindkraftverk, da det i gjennomsnitt blåser mer om vinteren enn om sommeren, mens et kraftverk uten magasinering har en dårlig energiprofil med liten vinterproduksjon. Et kombigasskraftverk, utformet som grunnlastverk og som kjøres med konstant produksjon over hele året, har en middels gunstig energiprofil.
- **effekttilskudd**, som representerer kraftverkets evne til å levere maksimal produksjon under topplast. Det er i første rekke kraftverk med kort brukstid (for eksempel vannkraftverk) som i denne forbindelsen bidrar.
- **lastfølgeegenskaper.** Kraftforsyningen er avhengig av en momentantilpassing mellom produksjon og etterspørsel. For å få til nødvendige effektendringer når forbruket øker eller avtar, må det gjøres store reguleringer over korte tidsrom. Vannkraftverk og til dels gassturbinverk har i denne forbindelse vanligvis gode egenskaper, mens vindkraftverk mangler denne evnen. Ordinære varmekraftverk kan kjøres med dette for øye og på den måten tildeles denne egenskapen, men dette er en svært kostbar driftsform.

Figur 5-3 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.

5.3.1 **Systemkostnader**

Økt innslag av uregulerbar kraft i det norske elforsyningssystemet kan utløse et behov for å iverksette særskilte tiltak for å øke reguleringsevnen slik at produksjonen til enhver tid er tilpasset forbruket. I Norge vil den enkleste og rimeligste måten å gjøre det på være å øke reguleringsevnen i vannkraftsystemet.

Produksjon av regulerkraft vil alltid ha en kostnad, både økonomisk og miljømessig. For noen vannkraftverk vil hurtige endringer i vannføringen være problematiske (for eksempel erosjon), mens andre, eksempelvis magasinverk med utløp i havet eller i et annet magasin, vil tåle dette bedre. Anleggets plassering i nettet er også av stor betydning.

Aktuelle tiltak for å øke reguleringsevnen i systemet er som følger:

1. Økt regulerkraft ved ombygging av eksisterende anlegg

Dette kan være aktuelt å gjennomføre i forbindelse med vedlikehold og opprusting.

2. Nye kraftverk til erstatning for eksisterende

For anlegg som står overfor betydelige vedlikeholdsoppgaver og der anlegget i utgangspunktet er underdimensjonert i forhold til ressursen i vassdraget kan det være riktig å erstatte eksisterende kraftverk med et nytt.

3. Effektutbygging

I noen tilfeller kan det være aktuelt å gjennomføre utvidelser av eksisterende kraftverk med hovedformål å øke effekttilgjengeligheten og dermed reguleringsevnen i systemet. I slike tilfeller kan det bli aktuelt å bygge parallell-tunneler og nye aggregater.

Tabell 5-2 **Effektkostnad - vannkraftverk**

Tilleggskostnader ved red. av brukstid		Gjennomsnitt
Investeringskostnader	Enhet	
Anleggskostnader	kr/kW_{el}	500
Maskintekniske installasjoner	kr/kW_{el}	500
Elektrotekniske installasjoner	kr/kW_{el}	700
Byggetid	år	3,0
Byggetidsrenter	kr/kW_{el}	872
Sum investeringskostnader	**kr/kW_{el}**	**2 572**
Kapitalkostnader	kr/kW_{el} /år	182
Driftskostnader	kr/kW_{el} /år	26
Sum faste årskostnader	**kr/kW_{el} /år**	**208**

Kostnadene for å installere ny regulerbar effekt varierer sterkt avhengig av lokale forutsetninger ved det enkelte anlegg. Utvidelser av prosjekter som realiseres av andre årsaker er gjennomgående rimeligst. Da kan en typisk merkostnad ved en effektutvidelse være 0 – 1000 kr/kW.

I tabell 5-2 er det vist hva det koster å øke effektinstallasjonen i et nytt vannkraftverk ut over det som kan anses som normalt. Det er regnet med et høytrykksverk og kostnadstallene viser hva det koster å redusere brukstiden fra 5 000 timer til 2 000 timer. Kostnadstallene er å anse som gjennomsnittlige. Variasjonene kan være betydelige.

5.3.2 **Marginal kraftproduksjon med varmekraft**

Karakteristisk for et produksjonssystem med et dominerende innslag av varmekraft er at det er effektdimensjonert, dvs. at systemet først og fremst dimensjoneres for den høyeste lasten gjennom året. Har man sikret oppdekkingen av maksimalt effektuttak har en også sikret nødvendig energiproduksjon gjennom året (i motsetning til for eksempel et vannkraftsystem som i det vesentlige er energidimensjonert). Dette medfører at varmekraftverkene har en ledig produksjonskapasitet gjennom store deler av året. For flere av de kraftproduserende enhetene blir brukstiden da mindre enn det som er lagt til grunn i tabellene i kap. 3.

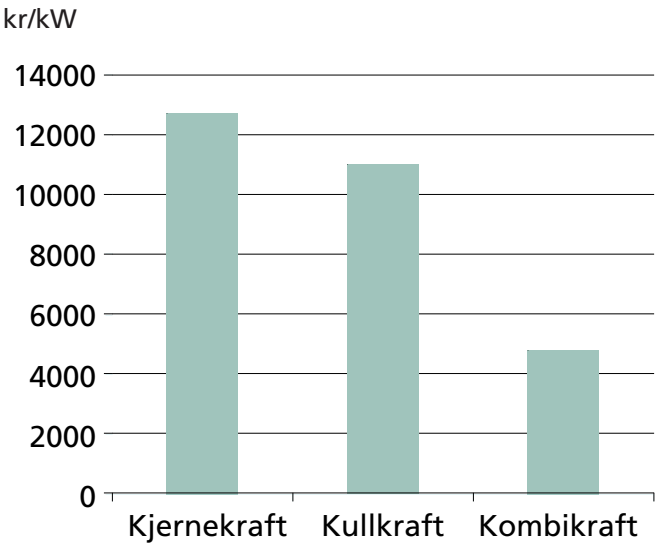
For å få en økonomisk løsning på dette problemet skilles det mellom grunnlastproduksjon (kap. 5.2) og topplastproduksjon. Mens grunnlastproduksjonen forbeholdes kraftverk med lave driftsavhengige kostnader er kravene til topplastproduksjon eller marginal kraftproduksjon at

- effekten er tilgjengelig når behovet oppstår, dvs. at kraftverket har en kort oppstarttid.
- faste, driftsuavhengige kostnader er lave (de driftsavhengige kostnadene er mindre kritiske siden brukstiden er kort).

Økonomiske hensyn tilsier at produksjon av topplast (produksjon med kort brukstid) for-

beholdes de kraftproduserende enheter som har de laveste faste (driftsuavhengige) kostnadene. Av figur 5-4 fremgår det at hvis topplasten skal produseres i et varmekraftverk, er det kombikraftverk som peker seg ut som det mest økonomiske. I praksis er driften av kraftverkene mer komplisert enn bare å ta kortsiktige økonomiske hensyn. Bl.a. må en også ta i betraktning at kombikraftverk normalt er konstruert for kontinuerlig drift og således lite egnet for kortvarig topplastproduksjon.

Figur 5-4 **Varmekraftverk - faste kostnader**



6. Energidistribusjon

Med energidistribusjon menes ledningsbunden transport av energi fra produsent til forbruker.

Det skilles her mellom **fjerndistribusjon** og **nærdistribusjon**. Fjerndistribusjon for el og gass vil omfatte transport over avstander på 100-500 km med overførte effekter på 1 000-10 000 MW. Fjerndistribusjon av varme omfatter avstander på 1-20 km med overførte effekter på 10-100 MW.

For nærdistribusjon spiller effekttettheten, regnet i effektforbruk per arealenhet, stor betydning. For forskjellige områder kan følgende effekttetthet antas.

- Villaområde
  5-20 MW/km^2
- Rekkehusområde
  15-25 MW/km^2
- Blokkbebyggelse
  25-30 MW/km^2
- Bysenter
  100-150 MW/km^2

Et energidistribusjonsanlegg må dimensjoneres for en forventet maksimal last (effekt) i løpet av et år. I beregning av enhetskostnadene (øre/kWh overført energi) må en ta hensyn til både sesong- og døgnvariasjoner.

Sesongvariasjoner av lasten oppstår som følge av at behovet til oppvarming og ventilasjon varierer ved ulike utetemperaturer. Dette behovet representerer ofte den største delen av lasten i høylastperioder, og er i stor grad uavhengig av kundegruppe.

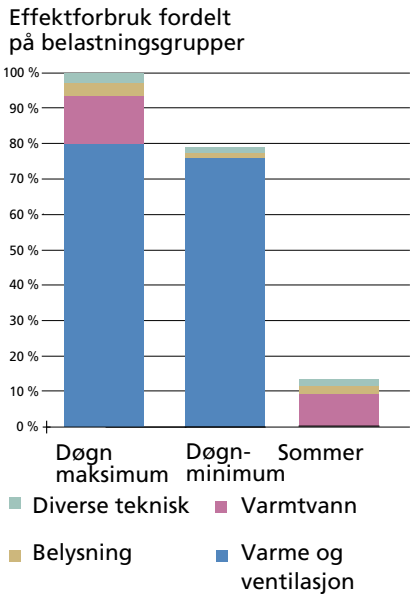
I tillegg til utetemperaturen vil andre klimatiske forhold som vind og solinnstråling påvirke energi- og effektbehovet.

For de fleste kundegrupper representerer den sesongvariable delen av effektbehovet en variasjon på ca. 50 - 60 W/m^2. For enkelte kundegrupper som kontorbygg og varehandel vil imidlertid kjølebehov samt bruk av klimakjøling og kjøledisker medføre et relativt høy last 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 maksimumsforbruket like etter arbeidsstart (kl. 0800-1200).

Generelt representerer den døgnvariable delen en variasjon på ca. 10-15 W/m^2 for husholdning, og ca. 20-30 W/m^2 for næringsbygg.

En stor del av det døgnvariable

Figur 6-1 **Belastningsmønster for sluttbrukerkategorien "husholdninger"**



behov er også avhengig av utetemperatur, for eksempel ventilasjon for næringsbygg som stoppes utenom arbeidstid.
I figurene 6-1 og 6-2 er et typisk belastningsmønster for henholdsvis bolig og næringsbygg vist grafisk. Følgende lastsituasjoner er lagt til grunn:

Døgnmaksimum
Maksimal last for kundegruppen i makslastperioden om vinteren (årsmaksimum)

Døgnminimum
Laveste døgnlast for kundegruppen i den samme makslastperioden (om natten)

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

6.1 Eldistribusjon

Elektrisk kraft produseres i kraftstasjoner og leveres inn på **overføringsnettet** 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 6-3 viser en skjematisk fremstilling av det norske kraftsystemet fra produksjon til forbruker. Mange 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 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 overføringsnettet kan anslås som vist i tabell 6-1. Kostnadene inkluderer material-, grøfte- og entreprenørkostnader. Det er ikke inkludert kostnader til grunnerstatninger, 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 %. 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 6-2 viser i hvilke effektområder optimal overføringskapasitet ligger for ulike ledningsnett og spenningsnivåer.

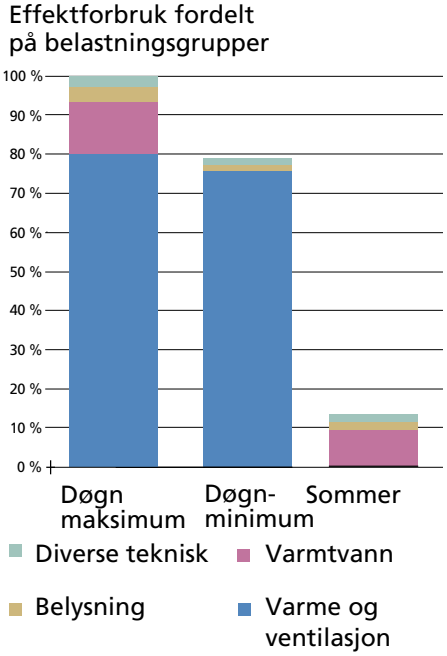
Kostnadene i tabell 6-3 gjenspeiler priser på **transformatorer**. Monteringskostnader, apparatanlegg osv. kommer i tillegg.

De økonomiske levetider for 3 typer overføringsanlegg kan forutsettes som vist i tabell 6-4.

6.2 Varmedistribusjon

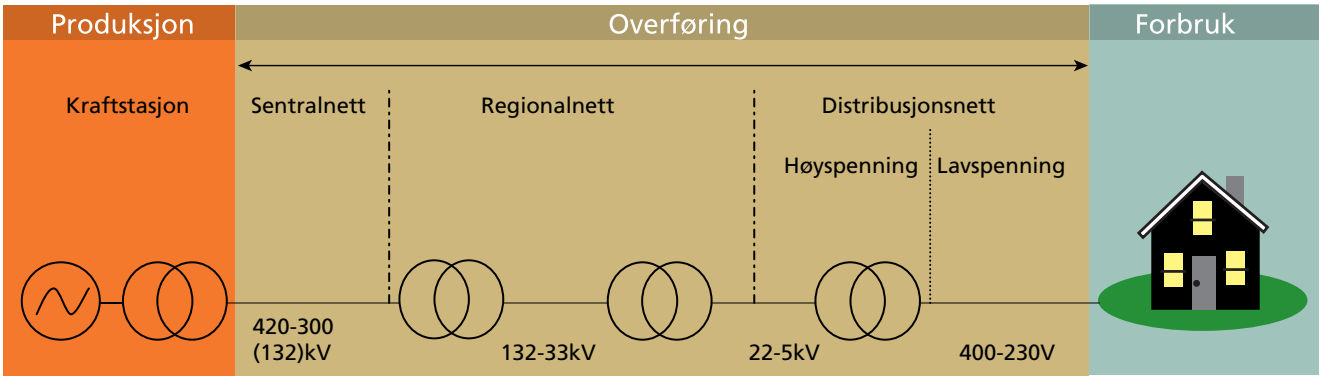
Kostnader for varmedistribusjon i rør avhenger av flere faktorer, blant annet varmetetthet (kWh/km²/år), rørnettets utforming, grunnforhold og belegg

Figur 6-2 **Belastningsmønster for sluttbrukerkategorien "næringsbygg"**



(asfalt eller jord), nærhet til by/tettsted og eksisterende bygninger samt øvrige tekniske anlegg. I etableringsfasen vil **fjernvarmenettet** ofte bli dimensjonert for også å kunne dekke fremtidig effektbehov. Man får dermed en større kostnad for distribusjonsnettet i startfasen av en utbygging.
Basert på erfaringer fra fjernvarmeutbygging i Sverige og Norge er enhetskostnader [kr/m] for utbygging av et distribusjonsanlegg for varme vist i figur 6-4. Kostnadsanslagene gjelder ferdig lagt rørnett med tur og returledninger i samme grøft, men ikke kostnad for

Figur 6-3 **Skjematisk fremstilling av det norske kraftsystemet fra produksjon til forbruker**



Tabell 6-1 **Typiske anslag for investeringskostnader i overføringsnett**

Spenning	Kabelanlegg (lagt langs asfaltert vei) [mill. kr/km]		Luftledning (normale forhold) [mill. kr/km]		Overført effekt [MVA]	Kostnadsforhold kabel/luftled.
22 kV	TXSE 3×240 Al	0,44	FeAl 50 (tremaster)	0,33	ca. 4	ca. 1,3
66 kV	TSLE 1×400 Al	2,48	FeAl 150 (tremaster)	0,95	ca. 30	ca. 2,5
132 kV	TSLE 1×630 Al	3,61	FeAl 240 (tremaster)	0,92	ca. 150	ca. 4,0
132 kV	TSLE 1×1200 Al	3,97	FeAl 329 (stålmaster)	1,49	ca. 200	ca. 2,5
300 kV, 1 kabelsett	TSLE 1200 Al	8,70	2×FeAl 380 (stålmaster)	3,40	ca. 500	ca. 2,0
300 kV, 2 kabelsett	2×TSLE 1600 Al	14,90	3×FeAl 380 (stålmaster):	3,40	ca. 800	ca. 4,5
420 kV, 2 kabelsett	2×TSLE 1600 Al	17,30	3×FeAl 380 (stålmaster):	3,40	ca. 1200	ca. 5,0
420 kV, 3 kabelsett	3×TSLE 1600 Al	24,45	3×FeAl 481 (stålmaster):	3,60	ca. 2000	ca. 7,0

Tabell 6-3 **Transformatorkostnader, ekskl. felt, montasje, rente i byggetiden**

Ytelse [MVA]	Omsetningsforhold [kV/kV]			
	66/11-22 [kkr]	132/11-22 [kkr]	132/66 [kkr]	300/132 [kkr]
5	900			
10	1200	1800		
15	1500	2100		
20	1800	2400		
25	2100	2700		
30	2400	3000		
35	2700	3300		
40	3000	3600		
50	3600	4200	4700	
60	4200	4800	4850	
70	4800	5400	5000	
80	5400	6200	5100	
150				9300
200				12500
250				15500

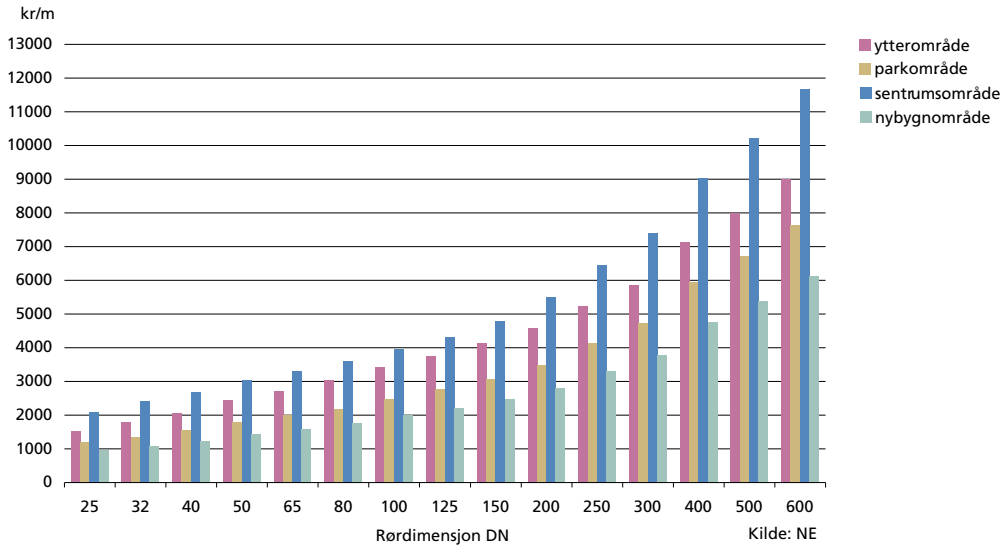
Tabell 6-2 **Spenningsnivå og typiske intervall for overføringskapasitet**

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

Tabell 6-4 **Levetider for overføringsanlegg**

Type anlegg	Økonomisk levetid [år]
Transformator-stasjon	30
Overføringslinjer	30
Kabelanlegg	25

Figur 6-4 **Priser komplett fjernvarmetrasé**



installasjoner (undersentraler mv.) i bygget hos de ulike varmemottakerne. Lokale forhold har stor betydning for kostnadene. For å illustrere kostnadsvariasjonene er det lagt inn tall for fire karakteristiske forsyningsområder: ytterområder, parkområder, sentrale områder og typiske nybyggingsområder. Det er dyrest å bygge ut i sentrale byområder, men dette oppveies normalt av et høyere energiforbruk per grunnareal.
Kostnadene for installasjoner (kundesentraler m.v.) i bygget til de ulike varmemottakerne kommer i tillegg. Disse er vist på figur 6-5.

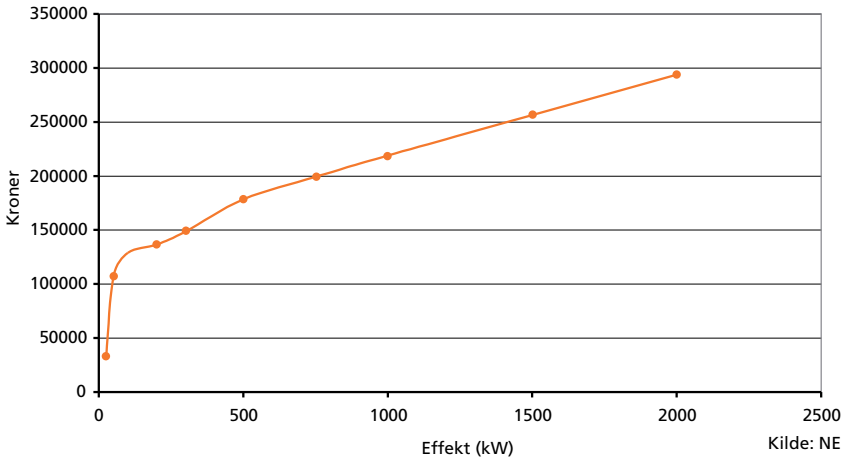
Som vi ser fra figur 6-4 er kostnadene for fjernvarmeanlegg sterkt varierende. Eksempler på hva konkrete fjernvarmeprosjekter i Norge har kostet er vist i tabell 6-5

Tabell 6-5 **Eksempler på kostnader ved varmedistribusjon**

Eksempel på anlegg i drift	Energi-leveranse [GWh/år]	Kostnader (invest/ årsoms) [kr/kWh]	Transport-pris [øre/kWh]
1	50	0,7	7
2	75	1	9,5
3	90	1,1	14
4	60	1,5	11
5	160	2,0	19
6	80	2,9	27

Kilde: NE

Figur 6-5 **Kostnad for komplett kundesentral uten stikkledning**



Kilde: NE

6.2.1 Varmelager

De fleste varmeverk blir dimensjonert for topplast slik at de til enhver tid kan levere den varme som blir etterspurt. Alternativt kan en installere et varmelager. En står da friere til å produsere varme uavhengig av den spontane etterspørselen etter varme. Dette gjøres mye i Danmark der fjernvarmeforsyning kombineres med kraftvarmeproduksjon. Kraftvarmeproduksjonsenheten kan da kjøres på full last under høylastperioder, mens kraftprisen er høy. Overskuddsvarmen avsettes i varmelageret. Under lavlastperioder, med lave kraftpriser, stenges produksjonsenheten, samtidig som etterspurt varme tas fra varmelageret. Som varmelager brukes en akkumuleringstank fylt med vann. Tanken er utformet som en stor termos med lite varmetap. Tabell 6-6 gir investeringskostnader for etablering av lagertank. Hvor mye energi som kan lagres i 1 m^3 vann, er avhengig av differansen mellom høyeste og laveste temperatur i tanken. For å heve 1 m^3 vann en grad kreves 4,2 MJ= 1,17 kWh. Oppgitte enhetspriser, angitt i kr/kWh, er basert på en maksimal temperaturdifferanse i lageret på 35 °C.

6.3 Gassdistribusjon

Vi har to hovednivåer for transport av naturgass;

- Transmisjon: Storskala gass transport fra produksjons steder til større mottaksanlegg.
- Distribusjon: Småskala gasstransport fra mottaksanlegg til lokal bruker.

Transmisjon av gass foregår over større avstander i hovedsak ved hjelp av høytrykksrør eller skip, mens distribusjon av gass foregår lokalt, hovedsakelig ved hjelp av lavtrykksrør eller tankbil.

Transport av naturgass er kapitalintensivt og har begrenset fleksibilitet. Legger man rør er det ønskelig å utnytte mest mulig av kapasiteten. Tilsvarende for LNG/CNG vil man søke å utnytte kapasiteten i produksjonsanlegget mest mulig, men her er fleksibiliteten større enn for røralternativet. For alle transportalternativene foregår det en teknologisk utvikling som bringer kostnadene nedover.

6.3.1 **Transmisjon**

Bruk av rørledning er den sikreste og mest effektive måten å transportere naturgass på. Den norske eksporten av naturgass til Europa skjer i rørledninger med opp til 190 bar trykk, og gassen kan da transporteres over store avstander med svært lite energitap. Det nærmeste man kommer et transmisjonsrør på "Fastlands-Norge", er høytrykksrøret fra Kårstø til Risavika på Jæren, som forsyner et lokalt distribusjonsnett rundt Stavanger.

Dersom naturgassen skal transporteres i skip kan det gjøres i komprimert form (**CNG – Compressed Natural Gas)** med høyt trykk (opp til 300 bar) eller i flytende og sterkt nedkjølt form (**LNG – Liquified Natural Gas**). Både LNG- og CNG-kjeden består av et produksjonsanlegg, distribusjonskanaler (skip eller tankvogner), mottaksanlegg og lokal distribusjon (tankvogner eller lavtrykksrør). CNG er sjelden funnet å være en aktuell løsning for transport over noe større avstander. Dette skyldes både høye kostnader ved komprimering av gass, og ikke minst kostnadene ved logistikken. LNG har imidlertid vist seg å være en god løsning der det ikke er hensiktsmessig å bygge rørledninger og de senere årene er det bygd en rekke LNG produksjonsanlegg i Europa. I Norge har man i dag LNG produksjonsanlegg på Tjeldbergodden(12 ktonn/år), Kollsnes(40 ktonn/år - under utvidelse) og Karmøy(20 ktonn/år). I tillegg har man et CNG produksjonsanlegg på Kollsnes. Videre transport fra disse anleggene skjer med skip eller tankbil. På Melkøya vil det i 2007 stå klart et LNG-produksjonsanlegg med en kapasitet på 4,1 Mtonn/år.

Tabell 6-6 **Akkumuleringstank**

Størrelse [m³]	Kapasitet* [kWh]	Pris [Mkr]	Pris* [kr/kWh]
500	20 319	1,40	68,90
1000	40 639	2,25	55,37
2000	81 278	3,90	47,98

*Varmekapasitet/enhetspris basert på en temperaturdifferanse på 35 °C. Varmetap ikke inkludert Kilde: NE

Tabell 6-7 **Fraktkostnader**

Avstander	Kostnad [øre/kWh]
LNG-skip (store tankskip Norge-USA)	10 - 15
HP-rør eksport (Europipe)	10 - 15
HP-rør nasjonalt (Trondheimsfjorden)	10
Kystgass (uten mottaksanlegg)	25 - 35

Tabell 6-7 viser eksempelvise transmisjonskostnader over definerte avstander.

6.3.2 **Distribusjon**

Lokal distribusjon av naturgass kan gjøres på flere måter. I og med at det norske markedet domineres av lokale aktører, gjenspeiles distribusjonsmetoden av valgt løsning hos lokal leverandør. De dominerende distribusjonssystemene er;

- Lavtrykks rørledningsnett, dvs. lavere enn 10 bar (overtrykk)
- LNG i tankbil (alt. skip) til mottaksanlegg hos sluttbruker
- CNG i tankbil til mottaksanlegg hos sluttbruker

Regionene rundt Stavanger og Haugesund domineres av lavtrykks rørledningsnett. I Bergensregionen finnes løsninger med både LNG og CNG, mens resten av landet hovedsakelig har løsninger basert på LNG. I områder der det finnes lavtrykks rørledningsnett er det vanskelig å konkurrere for løsninger med CNG og LNG, hovedsakelig pga de høye produksjonskostnadene for sistnevnte. CNG benyttes i noen grad i stasjonære anlegg, men er mest vanlig i mobile anlegg (mindre volum), for eksempel gassbusser.

Tabell 6-8 **Gassdistribusjonskostnader***

Rørdimensjon (SDR 11) [mm]	Kapasitet [Sm³/h]	Effekt [MW]	Lett terreng [kr/m]	Vanskelig terreng [kr/m]	Bygater [kr/m]
63	600	5	1100-1350	1350-1600	1600-1900
110	2 400	20	1250-1450	1600-1800	1900-2100
160	5 400	45	1350-1800	1700-2000	2200-2500
200	9 000	75	1600-2000	1900-2250	2600-2800
280	14 500	120	2000-2250	2350-2600	3000-3250

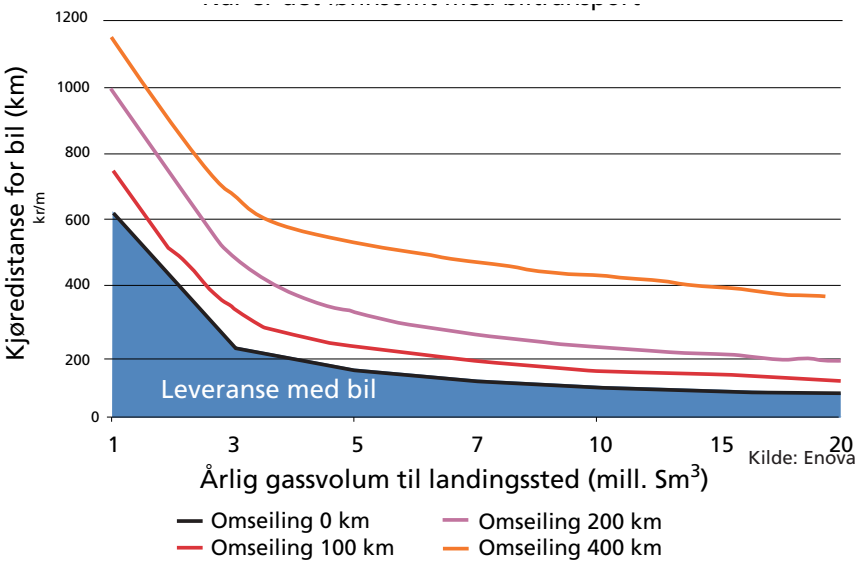
Kilde: NE

* Tabell er basert på min 80 cm overdekning, norsk gassnorm og SDR11(PE80) rør

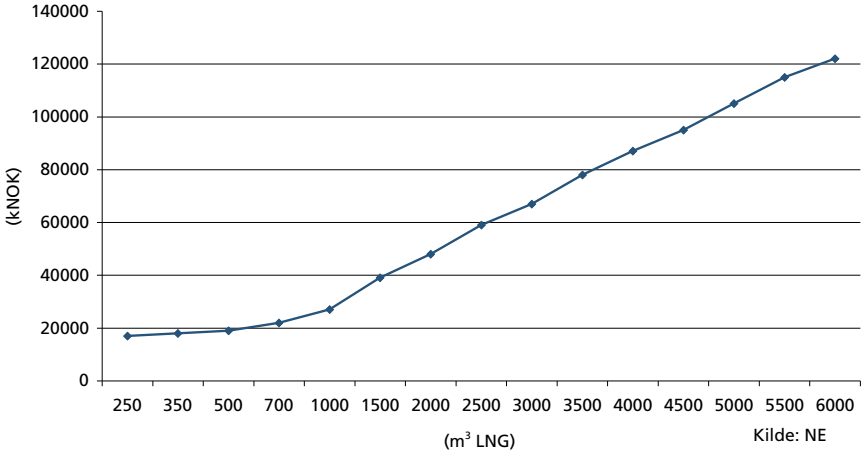
Tabell 6-8 viser kostnadene ved å etablere et lavtrykks rørledningsnett. Det er her regnet med plastledning i PE-kvalitet, som er beregnet for høyere trykk enn hva som i dag er godkjent som lavtrykk. Materialet har høyere tetthet enn de rørmaterialene som har vært vanlig til nå, og som også skal kunne brukes for hydrogenanriket naturgass. For grøfter er det regnet med et begrenset behov for sprengning. Kostnadstallene inkluderer, foruten det fysiske arbeidet med legging, også prosjektering, byggeledelse og kontroll/dokumentasjon. Angitte overføringskapasiteter er oppgitt under forutsetning av 3,8 bar overtrykk og ingen tap i ledningen. Det er ikke tatt hensyn til eventuelle grunnervervelser eller kompensasjon til grunneiere for kryssing av eiendom. I tillegg til de oppgitte kostnadene må man ta med måle/reguleringsskap (MR-skap) til hver enkelt kunde. Disse er avhengig av effektbehovet, og vil variere mellom 5-6 000 kroner for en bolig og opp til 100-200 000 kroner for en større industrielle bruker. For et typisk yrkesbygg eller større skole vil et MR-skap kunne beløpe seg til kr 50-60 000.

Langs kysten av Norge er det til dels store avstander mellom de potensielle kundene for bruk av naturgass. Det vil derfor ikke være naturlig å koble seg til et lavtrykks rørledningsnett for en stor andel av disse. Den beste løsningen vil da være LNG fraktet med bil eller skip, hvor man bygger et lokalt mottaksanlegg som betjener den spesifikke kunden, alternativt flere kunder i området. Figur 6-6 gir et bilde av hvordan konkurranseforholdet mellom

Figur 6-6 **LNG-transport med bil vs. tankbil**
Når er det lønnsomt med biltransport



Figur 6-7 **Investeringskostnad, mottaksanlegg modulære trykktanker**

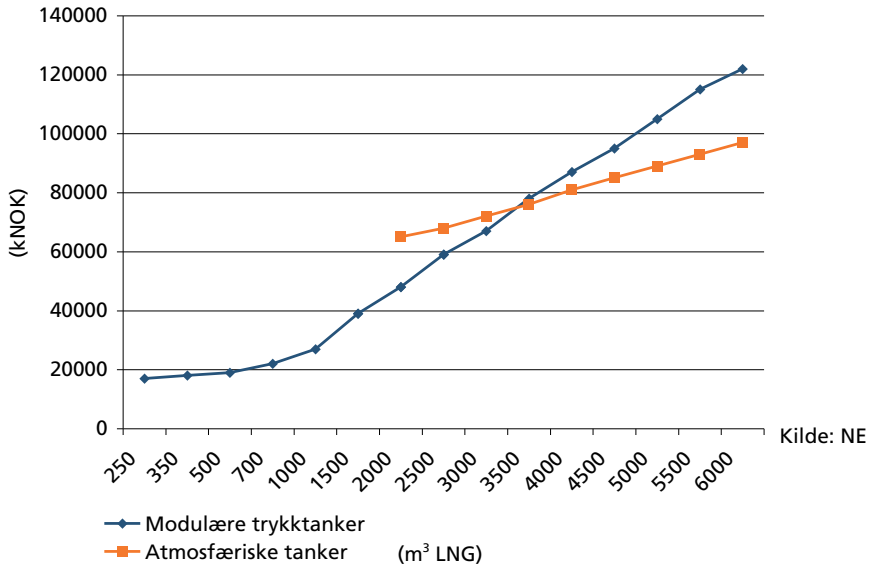


LNG fraktet med skip og bil avhenger av avstand og volum. Figuren viser at korte avstander og små volum gir en preferanse til bil. Er transportveien betydelig lengre for skip (lang omseiling) vil lønnsomheten for bil øke.

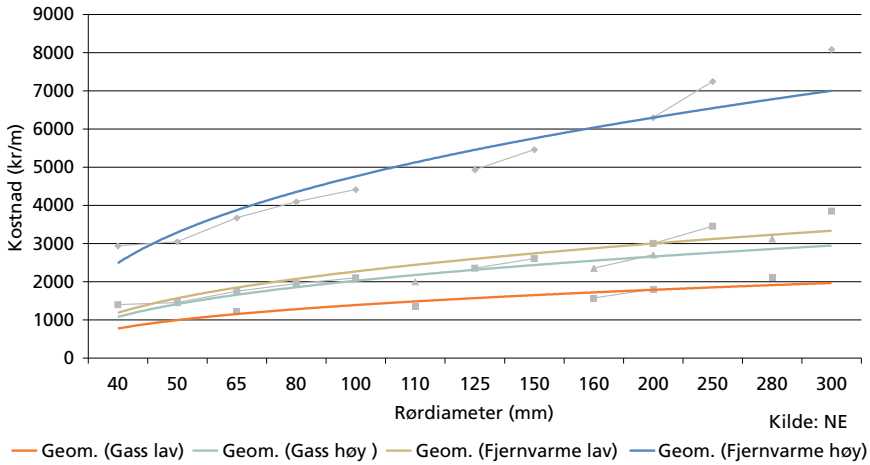
Lokalt vil man da ha et mottaksanlegg med regassifisering og distribusjon via et lavtrykks rørledningsnett.
Mottaksanlegg vil grovt sett bestå av lagertank og fordamper. I figur 6-7 er investeringskostnad for mottaksanlegg som funksjon av størrelse vist. Investeringskostnaden inkluderer prosjektering og installasjon av fundament, tank, tankarrangement, lossesystem og kaiarrangement. Årlige driftskostnader er typisk 5 % av investeringskostnaden.
For større tankanlegg benytter en gjerne atmosfæriske trykktanker (> 4000m³), og en prissammenligning av disse to typer tanker avhengig av størrelse er vist i figur 6-8.

Figur 6-9 viser en sammenligning av distribusjonskostnader mellom gass og fjernvarme. Gass (høy) og fjernvarme (høy) indikerer kostnader for legging av rør i byområde, mens gass (lav) og fjernvarme (lav) indikerer jomfruelig terreng. Som man ser er gass billigere å distribuere enn fjernvarme, og

Figur 6-8 **Valg av tankteknologi**



Figur 6-9 **Kostnad fjernvarme- vs. gassdistribusjon**



forskjellen blir større når man tar i betraktning energitetthet og anvendelse.

Det er etablert en Norsk Gassnorm som skal bidra til at myndighetenes krav til sikkerhet ivaretas. Normen er utviklet av naturgass- og utstyrsleverandører i Norge, mens Norsk Gassenter sørger for videre oppfølging. Den tar for seg utforming, installasjon, kontroll og drift/vedlikehold av gassanlegg og reflekterer myndighetskrav, anerkjente tekniske løsninger, prosedyrer og praksis. Mer informasjon og selve normen finnes på www.gassnormen.no.

Referanser

[1] Trond A. Jensen: Samfunnsøkonomisk analyse av energiprosjekter. NVE-rapport 1/2003 (Se også rundskriv fra Finansdepartementet av 23.9.05 (R109/2005)).

[2] ”The future for Renewable Energy 2”, Eurec Agency, 2002

[3] Nielsen, Per: Offshore Wind Energy Projects, Feasibility study guidelines, SEAWIND, AltenernProject 4.1030/Z/01-103/2001. Versjon 3.0 Juni 2003

[4] Nordels driftsutskott: Tilgängelighetsbegrepp för värmekraft. September 1977

[5] ENOVA-rapport: Framtidsbilde for norsk naturgassdistribusjon 2015-2025, august 2005

Vedlegg 1: Energienheter

Den internasjonale standardiseringensorganisasjonen ISO har vedtatt å bruke SI-enhetene som standard målsystem for bl.a. energi. Ved kgl. res. av 10. juni 1977 (Justervesenet, bestemmelse nr 48/77) er det slått fast at SI-enhetene skal benyttes i Norge.

SI-enheten for energi er joule (J), og for effekt er SI-enheten watt (W). Sammenhengen mellom disse er:

1 J = Nm (newtonmeter)
1 W = 1 J/s (joule/sekund)

Norsk standard angir all energi i joule, uansett energiform. Gamle enheter som kalori (cal), British thermal unit (Btu), tonn oljeekvivalenter (toe), tonn kullekvivalenter (tce) osv. skal derfor avvikles. De enkelte energivarene kan derimot fremdeles angis med sine spesielle handelsenheter, for eksempel tonn olje, hektoliter koks og kilowattime elektrisk energi. Ved sammenstilling av flere energivarer (for eksempel olje og elektrisitet) er det i henhold til Norsk Standard alltid joule som skal benyttes. Da det ennå er svært uvanlig å bruke joule som målenhet på elektrisk energi, har en i denne rapporten valgt kWh som felles målenhet på alle energivarer.

Tabellen nedenfor viser de mest aktuelle omregningsfaktorene:

	MJ	kWh	kcal	toe	tce	Btu	hkh
1 MJ	1	0,2778	239	2,346E-05	3,412E-05	947	0,3777
1 kWh	3,6	1	860	8,446E-05	1,228E-04	3 412	1,3596
1 kcal	4,187E-03	1,163E-03	1	9,823E-08	1,429E-07	3,968	1,581E-03
1 toe*	42 622	11 839	10 179 994	1	1,45428490	40 403 551	16 097
1 tce*	29 308	8 141	7 000 000	0,6876	1	27 780 401	11 069
1Btu	1,06E-03	2,93E-04	0,252	2,48E-08	3,60E-08	1	3,98E-04
1 hkh	2,6478	0,7355	632,4	6,212E-05	9,035E-05	2 514	1

For å få enheter som er lettere å arbeide med, kan enhetene kombineres med prefikser. Et utvalg er gitt i nedenstående tabell:

Navn	Symbol	Potens	Faktor
exa	E	10^{18}	1 000 000 000 000 000 000
peta	P	10^{15}	1 000 000 000 000 000
tera	T	10^{12}	1 000 000 000 000
giga	G	10^{9}	1 000 000 000
mega	M	10^{6}	1 000 000
kilo	k	10^{3}	1 000

Stikkordregister

A

Avfallsforbrenning 37
Avgasskjel 14,22
Avgifter 11
Avkastningskrav 8

B

Betz-kriteriet 32
Biokjel 36
Bioenergi 34
Brennverdier 10
Brenselceller 22
Brenselpriser 10
Brukstid 40
Byggetider 7
Byggetidsrente 7

C

Carnotvirkningsgrad 13
CHP 20
CNG 49
CO_2-avgift 12
CO_2-utslipp 26

D

Dieselkraftverk 17

E

Effekttilskudd 42
Effektfaktor, varmepumpe 23
Effektfaktor, vindkraft 32
Elavgift 11
Eldistribusjon 46
Elkjel 22
Elvekraftverk 28
Energipriser 10
Elvirkningsgrad 13
Energiavgifter 11
Energiekvivalent 28
Energiprofil 42
Energiinnhold 10

F

Fjerndistribusjon 45
Fjernvarme 46
Forbruksavgift 11
Fullasttimer 40

G

Gassdistribusjon 48
Gassfyrt kombikraftverk 14
Gasskjel 22
Gassmotor 21
Gasspriser 10
Gassturbinverk 17
Gassturbin med avgasskjel 21
Grunnlastverk 41

H

Høytrykksanlegg 29

K

Kalkulasjonsrente 7,8
Kapasitetsfaktor 40
Kjernekraftverk 18
Kogenanlegg 21
Kogenerering 20
Kombikraftverk 14
Kraftvarmeverk 13,20
Kullforgassing 17
Kullfyrt kraftverk 16
Kullpriser 8

L

Lastfølgeegenskaper 42
Lavtrykksanlegg 29
LNG 49

M

Magasinkraftverk 28
Miljøavgifter 11
Miljøutslipp 26,ff
Mottrykksanlegg 37

N

N-1 kriteriet 25
Nedre brennverdi 10
Nettpris 11
Nox-utslipp 27
Nærdistribusjon 45

O

Offshore vindkraftverk 34
Oljekabler 46
Oljekjel 22
Oljepriser 10
Overføringsnett 46

P

Pex-kabler 46
Platt's prisindeks 9
Pumpekraftverk 29

R

Regularitet 41
Regulerkraft 42

S

Solarkonstanten 38
Solceller 39
Solenergi 38
Solfanger 38
Solvarme, aktiv 38
Solvarme, passiv 38
Svovelavgift 12
Systemkostnad 42,43

T

Tilgjengelighet, kraftverk 41
Topplastverk 17
Transformator 46

V

Vannkraftverk 28
Varighetskurve, varmebehov 25
Varmedistribusjon 46
Varmekraftverk 13
Varmelager 48
Varmepumpe 23
Varmesentral 13,24
Varmeverk 13,22
Vindkraftverk 22

Ø

Økonomisk levetid 11
Øvre brennverdi 10

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

Utgitt i Håndbokserien i 2007

Nr. 1 Kostnader ved produksjon av kraft og varme (53 s.)