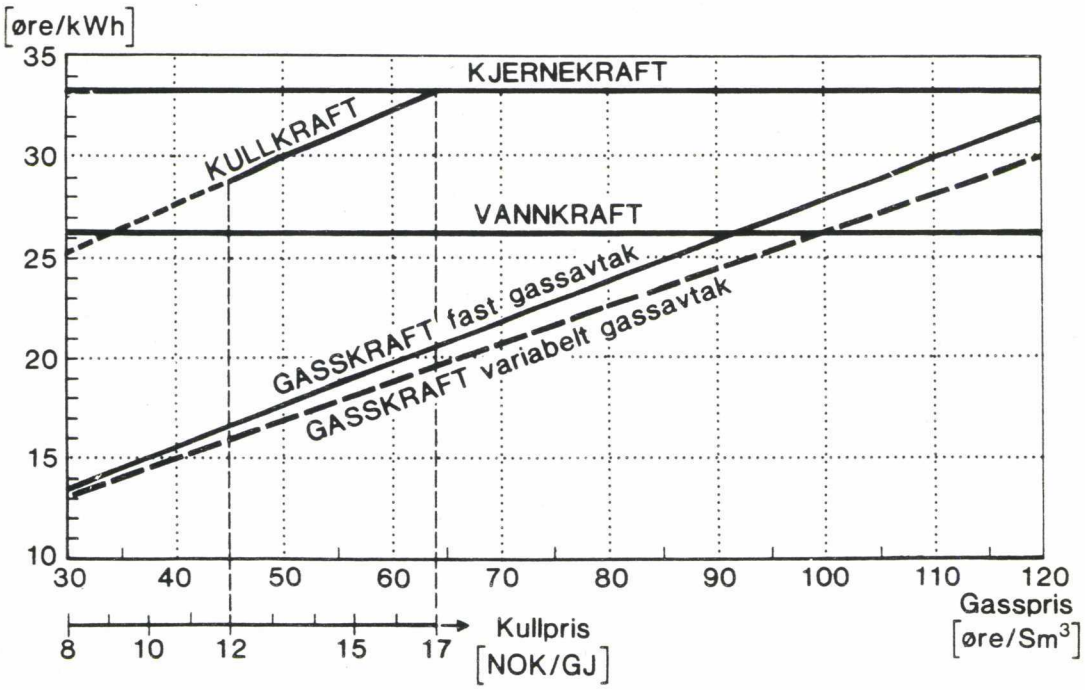
NVE
NORGES VASSDRAGS-
OG ENERGIVERK

PUBLIKASJON NR E 3 1989

KOSTNADER FOR KRAFTVERKSPROSJEKTER

Fastkraftkostnad (7% kalkulasjonsrente, ref. kraftstasjon)



Pengeverdi og prisnivå januar 1988

ENERGIDIREKTORATET

NVE
NORGES VASSDRAGS-
OG ENERGIVERK

TITTEL	NR 3. 89
KOSTNADER FOR KRAFTVERKSPROSJEKTER	DATO Mai 1989
FORFATTER(E) / SAKSBEHANDLER(E) May-Britt N. Aas H. Egeland May-Britt Nordkild Aas / Håkon Egeland	ISBN 82-410-0043-0 ISSN 0802-3034

ORIENTERING:

NVE-Energidirektoratet legger her fram en oppdatert versjon av rapport om kostnader for kraftverksprosjekter. Kostnadene er nå referert til januar 1988. Forrige kostnadsrapport utkom i juni 1986 med januar 1986 som referanse pengeverdi.

Rapporten gir spesifikke utbyggings- og driftskostnader for følgende kraftverkstyper:

- vannkraftverk
- gasskraftverk, kombinerte anlegg
- kullkraftverk
- kjernekraftverk
- gassturbinverk, topplast-/tørrårsverk

Dette er kraftverkstyper som kan bli aktuelle i det norske kraftsystem i de nærmeste årene eller kan ha interesse som referansegrunnlag for kraftsystemet.

Som forvaltningsetat og konsesjonsmyndighet på energiområdet er NVE intressert i at rapportens innhold og kostnadstall gjøres kjent blant kraftverksutbyggere, beslutningstakere på området og energimyndigheter. Rapporten gis derfor ut som publikasjon som er tilgjengelig ved henvendelse til NVE - Informasjonskontoret.

EMNEORD

Utbyggingskostnader
Driftskostnader
Fastkraftkostnader

ANSVARLIG UNDERSKRIFT

Asbjørn Vinjar
Energidirektør

Kontoradresse Middelthuns gate 29 Oslo
Postadresse Boks 5091 Maj 0301 OSLO 3
Telefon 02 46 98 00
Telex 79397 NVEO N
Telefax 02 69 61 51
Bankgiro 0629.05.75026
Postgiro 5 05 20 55

INNHOLDSFORTEGNELSE:

0. **SAMMENDRAG** 4

1. **INNLEDNING** 6

2. **ALMENT OM KOSTNADSTALL FOR KRAFTVERKPROSJEKTER** 6

2.1 Kostnadspostene 6
2.2 Forutsetninger og parametre 7

3. **VANNKRAFT** 8

3.1 Vannkraftpotensialet og utbyggingskostnader . . . 8
3.2 Kostnadsutviklingen vannkraft, jan. 86 - jan. 88 . 9

4. **VARMEKRAFT** 11

4.1 Allment om kostnadsgrunnlaget 11
4.2 Gassfyrt kombinert anlegg, uten tilleggsfyring . . 11
4.3. Kullfyrt kondenskraftverk 12
4.4 Kjernekraft 13
4.5 Gassturbinverk 14
4.6 Brukstid 14
4.7 Produksjonskostnad 15
4.8 Kostnadsutvikling varmekraft, jan. 86 - jan. 88 . 16

5. **FASTKRAFTKOSTNAD** 17

5.1 Grunnlagsdata 17
5.2 Langtids grensekostnad for vannkraft (LGK) 17
5.3 Fastkraftkostnad for varmekraft - grunnlastverk . 19
5.3.1 Beregningsalternativer 19
5.3.2 Beregningsresultater 19
5.4 Fastkraftkostnad for varmekraft - tørrårsverk . . 22
5.4.1 Beregningsalternativer 22
5.4.2 Beregningsresultater 22
5.5 Vurdering av fastkraftkostnadene 24

REFERANSER 26

VEDLEGG A. Fylkesvis fordeling av nyttbar vannkraft . . 27

VEDELGG B. Økonomiklasser gjenværende nyttbar vannkraft 28

VEDLEGG C. Antatt tilfeldigkraftmarked omkring år 2000. 29

VEDLEGG D. Fastkraftkostnad - grunnlastverk 30

VEDLEGG E. Fastkraftkostnad - tørrårsverk 31

0. SAMMENDRAG

Rapporten er en oppdatering av kostnadstall for vannkraft og varmekraft, pengeverdi jan. 88. Forrige kostnadsrapport utkom i juni 86, med jan. 86 som referanse pengeverdi.

Formålet med disse periodevise kostnadsrapporter er å gi en løpende oversikt over kostnadsutviklingen, og oppdatere konkurranseforholdet vannkraft/varmekraft.

Utbyggingskostnaden for et midlere norsk vannkraftverk anslås å ha steget med nominelt 22 % i perioden, det vesentligste i den siste del av perioden.

Langtids grensekostnad for vannkraft (LGK) har i perioden steget med ca. 9,6 % nominelt, om året 1988 og 7 % kalkulasjonsrente legges til grunn. Denne lavere stigning skyldes at:

- utvalget av prosjekter som inngår utenom de som er under utbygging, er noe endret siden 1986
- noen prosjekter har endret utforming og har relativt sett blitt rimeligere
- nye kostnadsoverslag har gitt lavere kostnadsstigning enn den forventede prisstigning fra 1986.

For varmekraft omfatter alternativene kullfyrte kondenskraftverk, gassfyrt kombinert anlegg, kjernekraftverk og lettoljefyrt/propanfyrt gassturbinverk. Sammenlignet med anleggskostnadene i forrige rapport har stigningen i perioden vært:

- 7% for et gassfyrt kombinert anlegg
- 24% for kullfyrt kondenskraftverk
- 29% for kjernekraftverk
- 22% for et gassturbinverk for effektsikring/tørrårssikring

Den lave kostnadsøkningen for det gassfyrte kombinerte anlegget skyldes at anlegget som er undersøkt nå er noe større, 700 MW mot 420 MW i 1986, byggetiden er noe kortere, 3 år nå mot 4 år i 1986, og ikke minst at kostnadsunderlaget er bedre.

Produksjonskostnaden, i øre/kWh, for varmekraft angis med brukstid og brenselspris som parametre. Fremtidig brenselspris bestemmer i stor grad den fremtidige produksjonskostnad for grunnlastdrevne verk. Fremtidig brenselspris er vanskelig å bedømme.

Fastkraftkostnader for varmekraft innpasset i vannkraftsystemet er beregnet med forskjellige antatte verdier for gjennomsnittlig brenselpris i kraftverkets levetid.

Beregningene er gjennomført for stadium 2000 med 5 og 7 % kalkulasjonsrente som hovedalternativ.

LGK for vannkraft og fastkraftkostnader for varmekraft kan sammenfattes som følger, referert kraftstasjonsvegg i øre/kWh:

			FASTKRAFTKOSTNAD, øre/kWh	
Kalkulasjonsrente			5%	7%
Vannkraft	LGK 1988		20,8	26,3
Gasskraft " " "	gasspris " " "	30 øre/Sm^3 60 " 90 " 120 "	12,5 18,7 24,8 30,9	13,5 19,8 25,9 31,9
Kullkraft "	kullpris "	12 NOK/GJ 17 "	26,3 30,8	28,8 33,2
Kjernekraft			28,1	33,3
Gassturbin (tørrårsverk) m/samkjøring " " uten "			31,5 19,5	32,2 20,4

Eventuelle effektkostnader i kraftsystemet og økte miljø- og ressurskostnader er <u>ikke inkludert</u> i disse tall. Rapporten omtaler også andre forutsetninger og reservasjoner som gjelder for disse tall. Tallene må leses med disse forhold for øyet.

Noen konklusjoner av gjennomførte driftssimuleringer er med disse forutsetninger og reservasjoner som følger:

- Kullkraft er ikke konkurransedyktig med vannkraft med den forventede kullprisen på 12-17 NOK/GJ. For at kullkraft skal bli konkurransedyktig kan kullprisen maksimalt utgjøre ca. 9 og 5,5 NOK/GJ ved 7 og 5% kalkulasjonsrente.
- Dersom gasskraft skal være økonomisk gunstigere enn vannkraft etter dagens langtids grensekostnad, kan gassprisen maksimalt utgjøre ca. 90 og 70 øre/Sm^3 ved 7 og 5 % kalkulasjonsrente.
- Dersom gassleveransen kan utkoples når det er systemmessig gunstig (dvs. når kortidsgrensekostnad i kraftsystemet er lavere enn de driftsavhengige kostnadene for gasskraftverket), vil man kunne betale 5 - 7 øre/Sm^3 mer for gassen enn om gassen leveres med fast uttak.
- Fastkraftkostnaden blir ca 0,6 øre/kWh lavere når fastkraftøkningen skjer i kraftkrevende industri (brukstid 8000 timer/år) istedenfor i alminnelig forsyning (brukstid 4500 timer/år).
- Fastkraftkostnaden for tørrårsverk er vesentlig lavere enn produksjonskostnaden pr. produsert enhet og varierer derfor relativt lite med brenselkostnaden. Kostnaden vil reduseres ved økt krav til leveringssikkerhet. Dersom kraftetterspørselen skal dekkes uavhengig av samkjøring med utlandet, vil det være samfunnsøkonomisk lønnsomt å innpasse gassturbindrevne tørrårsverk så fort som mulig.

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

1. INNLEDNING

Rapporten er en oppdatering av tidligere rapporter om kostnader for ulike typer kraftverk, pengeverdi og prisnivå januar 1988. Den forrige rapport utkom i juni 1986, og inneholdt kostnadstall for januar 1986 [1].

Arbeidet med rapporten er utført av et arbeidsutvalg innen NVE og Statkraft. Sammensetning og bidrag fra utvalget er i hovedtrekk som følger:

- J. Slapgård NVE-V	=	Vannkraftpotensialet, økonomiklasser
- Ø. Myrset, Statkraft	=	Kostnadstall for et referanse vannkraftverk
- P.Chr. Løken, Statkraft	=	Kostnadstall, termisk kraft
- H. Egeland, NVE-E	=	Driftssimuleringer
- E. Solberg, NVE-E	=	Koordinering, sammenfatning
- H. Egeland, NVE-E	=	" "
- M-B.Nordkild Aas, NVE-E	=	" "

2. ALMENT OM KOSTNADSTALL FOR KRAFTVERKPROSJEKTER

2.1 Kostnadspostene

For vannkraftverk angis utbyggingskostnadene som gjennomsnittlig investering i øre/kWh midlere årsproduksjon. Produksjonskostnadene for midlere årsproduksjon er lik kapitalkostnadene tillagt 1% årlige driftskostnader.

Kostnadene pr. produsert enhet fastkraft (øre/kWh) angis ved langtids grensekostnad for vannkraftsystemet.

For varmekraft angis anleggskostnadene som NOK pr. kW installert effekt, ref. generator.

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

- faste årskostnader (NOK/kWÅr)
- driftsavhengige kostnader, ekskl. brensel (øre/kWh), med brukstid og brenselspris som parametre.

Fastkraftkostnadene for varmekraft innpasset i vannkraftsystemet er beregnet ved hjelp av driftssimuleringer (JARSIM).

2.2 Forutsetninger og parametre

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

Kostnadene er regnet i faste kroner, pengeverdi og prisnivå januar 1988.

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

Byggetiden for vannkraftverk er basert på antatt byggetid for det enkelte prosjekt.

For varmekraftverkene har vi antatt følgende byggetider:

- kjernekraftverk = 7 år
- kullfyrt kondenskraftverk = 5 "
- gassfyrt kombinert anlegg = 3 "
- gassturbinverk, 1x150 MW = 2 "

Kalkulasjonsrenten (realrente) er for driftssimuleringene alternativt satt til 5% og 7%.

Økonomisk levetid for vannkraftverk er satt til 40 år. For varmekraftverk er den satt til 25 år.

Investeringsavgiften er 10%, i henhold til gjeldende bestemmelser pr. 1.1.1988. Posten er redusert med de avgiftsfritak som gjelder for en byggherre. Reduksjonen blir noe større for vannkraft enn for varmekraft, på grunn av større andeler bygningsarbeider som er forutsatt utført av byggherren. Det er antatt ca. 0.8 av full avgift for vannkraft, ca. 0.85 for varmekraft.

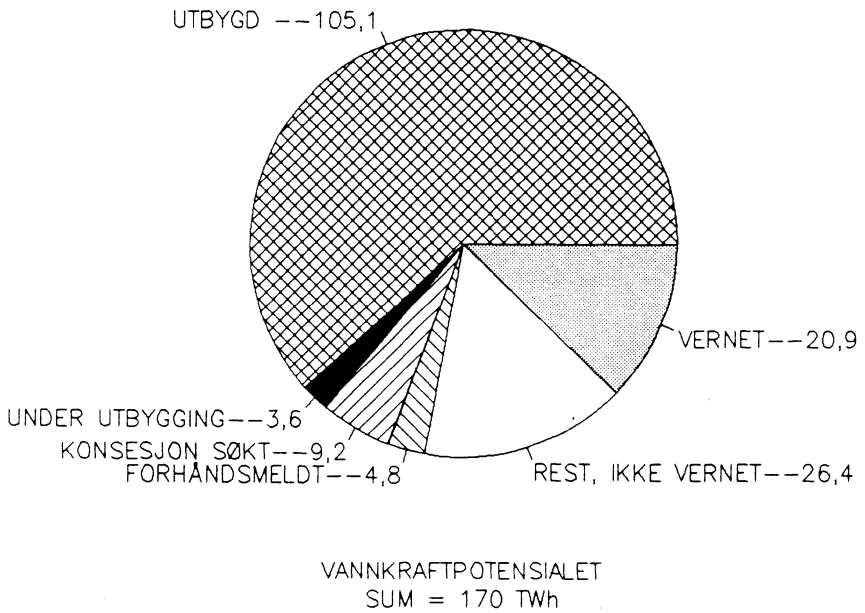
Miljøulemper utover det som kommer med i skjønn og erstatninger inngår ikke i kostnadstallene. Avsvovlingsanlegg for kullkraftverkene inngår.

3. VANNKRAFT

3.1 Vannkraftpotensialet og utbyggingskostnader for vannkraft

Anslagene over økonomisk nyttbar vannkraft er situasjons- og tidsbestemt. Faktorer som spiller inn er den tekniske utvikling, prisutviklingen for alternative genereringsformer, endringer i kalkulasjonsrenten, samt bedring i topografisk og hydrologisk grunnlagsmateriale m.v.

Nyttbar vannkraft er delt i stadiene: Utbygd, under bygging, konsesjon søkt, forhåndsmeldt, restpotensial og vernet. Figur 3.1.1 nedenfor viser nyttbar vannkraft pr. 01.01.1988 fordelt på disse stadiene. I vedlegg A, tabell A.1, er vist en fylkesvis fordeling av disse tallene, fra [2].



Figur 3.1.1 Nyttbar vannkraft pr. 01.01.1988.
Tallene angir midlere årsproduksjon i TWh.

Landets gjenværende vannkraftpotensiale er delt opp i 6 økonomiklasser. De beregningsmessige kriterier for økonomiklassene er:

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

Gjenværende vannkraft fordelt på økonomiklasser og fylker er vist i tabell A.2, vedlegg A. Figur B.1, vedlegg B, viser utbygnings-

kostnaden for midlere årsproduksjon som funksjon av vinterproduksjon for de 6 økonomiklassene. Figur B.2 på samme side illustrerer omfanget av nyttbar vannkraft fordelt på økonomiklasser, ved henholdsvis 5% og 7% kalkulasjonsrente.

Dersom en går ut fra en antatt fordeling av produksjonen på sommer/vinter på 33%/67% blir grensene for de forskjellige økonomiklasser som vist i tabell 3.1.1 nedenfor. Produksjonpotensialet som er angitt i tabellen, er lik gjenværende vannkraft minus vernede vassdrag og vassdrag under utbygging. Produksjonskostnaden for midlere årsproduksjon er beregnet som kapitalkostnad, fra [2], tillagt 1% årlig driftskostnader.

Tabell 3.1.1 Produksjonspotensiale og produksjonskostnad for forskjellige økonomiklasser.

Økonomi-klasse	Prod.potensiale GWh/År	Produksjonskostnad[1] for midlere årsproduksjon 5% Kalk.rente øre/kWh	7% Kalk.rente øre/kWh
1	5.162,1	- 11,2	- 14,4
2	10.501,6	11,2 - 15,0	14,4 - 19,3
3	9.122,7	15,0 - 18,8	19,3 - 24,2
4	9.458,7	18,8 - 22,7	24,2 - 29,2
5	3.572,2	22,7 - 26,5	29,2 - 34,1
6	2.602,4	26,5 -	34,1 -
Sum	40.420	1: utbygg.kostn + 1% driftskost	

Kostnadsgrunnlaget er både prosjekter utarbeidet for Samlet Plan, og prosjektene utenfor Samlet Plan. Referanse pengeverdi for dette materialet er januar 1982. Dette grunnlaget ble i 1986 revidert med prisnivå januar 1986. Oppjusteringen til pengeverdi januar 1988 er her forenklet gjort på basis av en anslått prisstigning for et referanse vannkraftverk på 27% [2].

3.2 Kostnadsutviklingen for et midlere norsk vannkraftverk, januar 1986 - januar 1988

Kostnadsutviklingen for et midlere norsk vannkraftverk i perioden er vurdert. Som referanse er det antatt et høytrykksanlegg med stor andel tunnelarbeider og normal maskininstallasjon, dvs. brukstid 4-5000 timer/år. Det antas en kostnadsfordeling for et slikt referanse verk som følger:

	Entreprenørarbeider	= 75%
+	Maskintekniske installasjoner	= 12%
+	Elektrotekniske installasjoner	= 13%
=	SUM	= 100%

Byggherrens ytelser inngår med en viss andel på hver post.

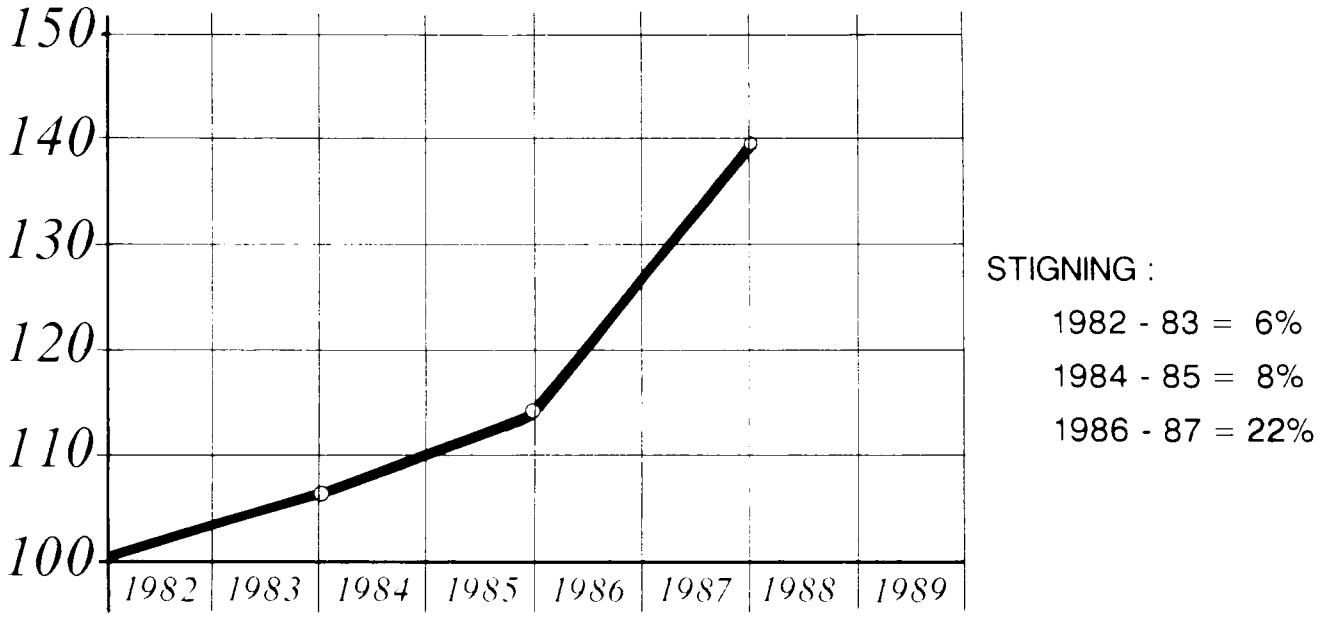
Entreprenørarbeidene regnes å ha steget 21% i perioden, det vesentligste i den siste del. Også for postene maskintekniske og elektrotekniske installasjoner vurderes prisstigningen i perioden til 21% [3].

Stigningen i byggherrens ytelser anslås til 0,5% av de samlede kostnader.

Den samlede nominelle prisstigning for et midlere vannkraftverk blir da:

$$\text{prisstigning} = 0{,}75 \times 21 + 0{,}25 \times 21 + 0{,}5 = 21{,}50 \approx 22\%$$

Figur 3.2.1 nedenfor viser kostnadsutviklingen for vannkraft i perioden 1982-1987, januar 1982 er lik 100, basis.



Figur 3.2.1 Kostnadsstigning vannkraftverk, fra [3]. Januar 1982 = 100.

4. VARMEKRAFT

4.1 Allment om kostnadsgrunnlaget

Undersøkelsen omfatter gassfyrt kombinert anlegg (1 x 700 MW_e), kullfyrt kondenskraftverk (1 x 600 MW_e), kjernekraft (1 x 1000 MW_e) og gassturbinverk (1 x 150 MW_e). Gassturbinverket er i utgangspunktet planlagt som tørrårssikring/effektsikring, mens de øvrige er tenkt som grunnlastverk. Andre anleggsstørrelser vil kunne gi andre spesifikke kostnader.

Vi har ikke inkludert eventuelle kostnader for:

- effektsupplement til de grunnlastdrevne varmekraftverkene
- bruk av ikke fornybare ressurser

Prisen på brenselet skal være en gjennomsnittlig pris for verkets økonomiske levetid.

Investeringskostnadene baserer seg på veiledende budsjettpriser på nøkkelferdige anlegg og er hentet fra ref. [4].
Personal- og vedlikeholdskostnader er basert på skjønnsmessige justeringer av tidligere overslag, [1].
Anslagene over termisk virkningsgrad er forsiktig regnet.

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

Det må understrekes at kostnadstall for varmekraft ikke er entydige, faste størrelser. Omstendigheter omkring det enkelte prosjekt kan medføre tildels betydelige variasjoner. Mange enkeltfaktorer kan påvirke kostnadsbildet.

Kostnadstallene for varmekraft i denne rapport må samlet sett betraktes mer som generelle og veiledende, enn definitive. For mer konkrete beslutninger må nøyere studier og analyser omkring de enkelte prosjekt legges til grunn.

4.2 Gassfyrt kombinert anlegg, uten tilleggsfyring

Verket er forutsatt å bestå av 3 gassturbiner med hver sin ufyrte avgasskjel og en felles dampturbin. Samlet installasjon er forutsatt å være ca. 700 MW_e. Kostnadsdata for anlegget er gitt i tabell 4.2.1.
Verket er utstyrt med såkalte lav-NO_x-brennere. Eventuell pålegg om katalytisk NO_x-rense-utrustning vil øke både investerings- og driftskostnadene.
Kostnadene til gass-forsynings-ledning er ikke inkludert.

BRENSELKOSTNAD FOR GASSKKRAFTVERK.
Brennselkostnaden pr kWh_e levert ved hovedtransformator for

gasskraft er gitt som:

$$Bk_G = \text{Spesifikt brenselforbr.} \times \frac{\text{Gasspris}}{\text{Nedre brennverdi}} \quad (\text{øre/kWh}_e)$$

Vi har ikke gjort noe forsøk på å tallfeste en gasspris, men har i avsnitt 5 valgt å bruke følgende fire alternative gasspriser: 30, 60, 90 og 120 øre/Sm^3.

Basert på gassanalysen i Statkrafts konsesjonssøknad om gasskraftverk på Kårstø har vi i [8] beregnet nedre brennverdi til å være 37,4 MJ/Sm^3. Vi vil anta at dette er en representativ nedre brennverdi for naturgass fra Nordsjøen.

Tabell 4.2.1 Gassfyrt kombiverk, 1 x ca. 700 MW_e.

		Kalkulasjonsrente, % pa	
		5	7
INVESTERINGSKOSTNAD			
Anleggskostnad,	NOK/kW	3650	3650
Investeringsavgift,	"	325	325
Byggetidsrenter,	"	270	380
Sum (avrundet),	NOK/kW	4300	4400
Kapitalkostnad,	NOK/kWÅr	305	380
DRIFTSKOSTNADER			
Faste	NOK/kWÅr	30	
Variable	øre/kWh	1,75	
TERMISK VIRKNINGSGRAD,	%	48	
= spesifikt brenselforbr.,	MJ/kWh	7,5	

4.3. Kullfyrt kondenskraftverk

Anlegget er forutsatt å yte ca. 600 MW_e, referert kraftstasjonsvegg. Anleggskostnadene omfatter i tillegg til det som er sagt om kostnadsgrunnlaget i pkt. 4.1, anlegg for kull- og askehåndtering og anlegg for avsvovling av røkgass, men ikke NO_x rensing. Kostnadsdata for anlegget er gitt i tabell 4.3.1.

BRENSELKOSTNAD FOR KULLKRAFT.
Kullprisen angis som regel i NOK/GJ. Brennselkostnaden pr kWh_e levert ved hovedtransformator for kraftverket er da gitt som:

$$Bk_K = \text{Spesifikt brenselforbr.} \times \text{Kullpris} \times 100/1000 \quad (\text{øre/kWh}_e)$$

Også for kull er det vanskelig å bedømme hvordan prisen kan utvikle seg i fremtiden. Vi har i avsn. 5 valgt å bruke en

kullpris på 17 NOK/GJ som hovedalternativ, og 12 NOK/GJ som bialternativ. Den laveste brenselsprisen tilsvarer omtrent prisen i dag, mens den høyeste brenselsprisen kan representere prisen på kull over et kullkraftverks levetid med høy realprisutvikling på kull. Krav om mindre miljøskadelig utslipp fra et kullkraftverk vil øke produksjonskostnaden.

Tabell 4.3.1 Kullfyrt kondenskraftverk, 1 x ca. 600 MW_e.

KULLFYRT KRAFTVERK, 1 x ca. 600 MW		Kalkulasjonsrente, % pa	
		5	7
INVESTERINGSKOSTNAD			
Anleggskostnad,	NOK/kW	7125	7125
Investeringsavgift,	"	675	675
Byggetidsrenter,	"	1040	1480
Sum (avrundet),	NOK/kW	8900	9300
Kapitalkostnad,	NOK/kWÅr	635	800
DRIFTSKOSTNADER			
Faste	NOK/kWÅr	195[1)]	
Variable	øre/kWh	3,3	
TERMISK VIRKNINGSGRAD,	%	39	
= spesifikt brenselforbr.,	MJ/kWh	9,2	
1): Inkludert fast brenselkostnad med 30 NOK/kWÅr			

4.4 Kjernekraft

Samlet installasjon for kjernekraftverket er ca. 1000 MW_e. Kostnadsdata er gitt i tabell 4.4.1.

Tabell 4.4.1 Kjernekraftverk, 1 x ca. 1000 MW_e.

		Kalkulasjonsrente, % pa	
		5	7
INVESTERINGSKOSTNAD			
Anleggskostnad,	NOK/kW	13000	13000
Investeringsavgift,	"	1090	1090
Byggetidsrenter,	"	2700	3930
Sum (avrundet),	NOK/kW	16800	18000
Kapitalkostnad,	NOK/kWÅr	1192	1545
DRIFTSKOSTNADER			
Faste	NOK/kWÅr	190	
Variable	øre/kWh	1,5	

BRENSELKOSTNAD.
For kjernekraft angis brenselkostnaden direkte. Vi har i avsn. 5 benyttet en brenselkostnad på 6,0 øre/kWh$_e$.

4.5 Gassturbinverk

Verket er forutsatt drevet som topplastverk/tørrårssikring, dvs. brukstid på opptil 1000-2000 h/år. Kostnadsdata for gassturbinverket er gitt i tabell 4.5.1.

Tabell 4.5.1 Gassturbinverk, 1 x ca. 150 MW$_e$.

		Kalkulasjonsrente, % pa	
		5	7
INVESTERINGSKOSTNAD			
Anleggskostnad,	NOK/kW	1785	1785
Investeringsavgift,	"	150	150
Byggetidsrenter,	"	95	135
Sum (avrundet),	NOK/kW	2030	2070
Kapitalkostnad,	NOK/kWÅr	145	180
DRIFTSKOSTNADER			
Faste	NOK/kWÅr	25	
Variable	øre/kWh	2,6	
TERMISK VIRKNINGSGRAD,	%	30	
= spesifikt brenselforbr.,	MJ/kWh	12,0	

BRENSELKOSTNAD.
Vi har antatt at propan/butan og lettolje er de mest aktuelle brennstoff for et gassturbinverk med relativ kort brukstid. I avsn. 5 har vi benyttet en brennstoffpris på 26 og 40 NOK/GJ. Den laveste prisen tilsvarer omtrent det man må betale for propan levert Østlandet i dag, mens den høyeste prisen er antatt gjeldende for lettolje ca. år 2000. Brenselkostnaden for gassturbinverket blir da:

Bk_T= Spesif. brenselforb.x Brennstoffpris x100/1000 (øre/kWh$_e$)

4.6 Brukstid

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

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

Ved å samkjøre et kraftsystem kan man samordne dekkingen av kraftetterspørselen. Brukstiden for de nødvendige kraftverkene blir dermed lengre enn det som ville vært tilfelle dersom hvert kraftverk/delsystem skulle dekke sin kraftetterspørsel.

Dersom kraftverket skal innpasses i det norske (vann)kraftsystemet vil optimal brukstiden også avhenge av:

- nedbørsmengden/kortidsgrensekostnad i eksisterende vannkraftsystem

For å finne optimal brukstid for varmekraft innpasset i kraftsystemet må vi utføre driftsimuleringer, ref. avsn. 5.

Tabell 4.6.1 som angir hvilke tilgjengeligheter som er brukt i avsn. 5, er basert på egne vurderinger og ref. 10. Tallene for tilgjengelighet er anslag over planlagt og ikke-planlagt driftsstans. Forskjellen i tilgjengelighet sommer og vinter fremkommer ved at planlagt vedlikehold legges til sommeren.

Tabell 4.6.1 Tilgjengelighetsdata brukt i driftsimuleringer.

Type	Installasjon	Tilgjengelighet		
	MW_e	Vinter %	Sommer %	Året h
Gasskraft	1 x 700	90	77	7400
Kullkraft	1 x 600	90	59	6700
Kjernekraft	1 x 1000	90	59	6700
Gassturbin	1 x 150	90	77	7400

4.7 Produksjonskostnad

Produksjonskostnaden, i øre/kWh_e, for de forskjellige varmekraftverkene kan beregnes som:

$$Pk = \frac{\text{Faste årskostn. x100}}{\text{Brukstid}} + \text{Variable driftskostn.} + \text{Brenselkostn.}$$

hvor: Faste årskostn. = Kapitalkostn. + Faste driftskostn.

Vi vil i avsn. 5 beregne fastkraftkostnaden ved innpassing av ulike typer varmekraft i det norske vannkraftsystemet ca. år 2000. Som et sammenligningsgrunnlag har vi i tabell 4.7.1 beregnet produksjonskostnaden for en valgt brukstid uten å ta hensyn til innpassingen i det norske kraftsystemet. Gassturbinverket er planlagt som tørrårssikring, og vi har valgt å beregne produksjonskostnaden for en gjennomsnittlig brukstid på 1000 timer pr. år.

Tabel 4.7.1 Produksjonskostnad for varmekraft. Tilpasning til eksist. kraftsystem er ikke tatt hensyn til.

Type:	GASSKRAFT				KULLKRAFT		KJERNEKRAFT	GASSTURBIN	
Antatt brukstid, h/a	7400				6700		6700	1000	
Brenselkostnad: øre/Sm^3	30	60	90	120					
" NOK/GJ					17	12		26	40
KALKULASJONSRENTE 7% Produksj.kost, øre/kWh	13,3	19,3	25,3	31,4	33,8	29,2	33,4	54,3	71,3
KALKULASJONSRENTE 5% Produksj.kost, øre/kWh	12,3	18,3	24,3	30,3	31,4	26,8	28,1	50,8	67,6

4.8 Kostnadsutvikling for varmekraft, januar 86 til januar 88

Tabell 4.8.1 viser den nominelle økningen i anleggskostnader fra forrige kostnadsrapport, januar 86, til denne rapporten, januar 88, ved 7% kalkulasjonsrente.

Den lave kostnadsøkningen for det gassfyrte kombinerte anlegget skyldes sannsynligvis at anlegget er noe større, 700 MW mot 420 MW i 86, byggetiden kortere, 3 år nå mot 4 år i 86, og ikke minst at kostnadsunderlaget er vesentlig bedre.

Tabell 4.8.1 Sammenligning av anleggskostnader for varmekraft.

Anleggskostnadene er gitt for 7% KALKULASJONSRENTE	Jan. 86	Jan. 88	Nominell økning
Gasskraft, kombi anl.[1], NOK/kW	4100	4400	7%
Kullkraft, 1 x 600 MW, NOK/kW	7500	9300	24%
Kjernekraft, 1x1000 MW, NOK/kW	13900	18000	29%
Gassturbinverk[2], NOK/kW	1700	2070	22%

1: Anleggstørrelse jan.86 var 420 MW, mens jan. 88 er 700 MW
2: Aggregatstørrelse jan.86 var 140 MW, mens jan. 88 er 150 MW

5. FASTKRAFTKOSTNAD

Fastkraftkostnadene for et nytt kraftprosjekt, vann-/varmekraft, kan avvike fra kostnadene pr. produsert enhet. Dette skyldes at fastkraftproduksjonen fra:

1: det eksisterende vannkraftsystemet kan endre seg ved å introdusere det nye verket. Varmekraftverket kan supplere vannkraftproduksjonen i nedbørsvake år, mens vannkraftverk med stor magasinkapasitet i forhold til tilsiget, kan overføre tilsiget fra ett år til neste år. I begge tilfeller kan vi få foredlet tilfeldig kraft til fastkraft.

2: prosjektet avviker fra den produksjonen en kan forvente ved en isolert vurdering av prosjektet. Ved at verket kan samkjøre med resten av kraftsystemet vil et varmekraftverk kunne a: dra nytte av reguleringsmulighetene i det eksisterende vannkraftsystemet og b: få kortere driftstid enn den teknisk mulige, fordi kortidsgrensekostnad i det eksisterende kraftsystemet er lavere enn de driftsavhengige kostnadene for verket. For et nytt vannkraftverk vil leveringssikkerheten for en gitt kraftmengde øke når kraftverket kan samkjøres med resten av kraftsystemet.

For å fastlegge fastkraftproduksjonen, og dermed fastkraftkostnaden, for et nytt kraftverk, må vi utføre driftssimuleringer av det norske kraftsystemet med og uten det nye kraftverket.

De beregnede fastkraftkostnader gjelder under forutsetning av at kraftsystemet hele tiden bygges ut og drives samfunnsøkonomisk optimalt i forhold til fastkraftetterspørselen,

Vi har benyttet en energimodell med en tidsoppløsning på en uke. Det er således ikke tatt hensyn til eventuelle effektsviktkostnader eller kostnader for å bygge ut supplerende effekt slik at effektbalansen i systemet ikke svekkes.

5.1 Grunnlagsdata

Driftssimuleringene er gjort med modellen JARSIM mot det norske kraftsystem slik vi antar det vil være omkring år 2000. Kraftsystemet forutsettes ideelt samkjørt, dvs. uten overføringsbegrensninger. Forventet markedet for tilfeldig kraft (inkl. import/eksport) omkring år 2000 er vist på figur C.1 og C.2 i vedlegg C.

Underlaget for å beregne fastkraftkostnaden for ny vannkraft, langtids grensekostnad, er beskrevet i [5]. For varmekraft er det brukt de data som er presentert i avsn. 4.

5.2 Langtids grensekostnad for vannkraft (LGK)

Langtids grensekostnad (LGK) uttrykker den samfunnsøkonomiske kostnad ved en marginal økning av kraftsystemets evne til å levere fastkraft.

LGK avhenger av antatt vekst i forbruket, dekningsplanen for denne veksten, kalkulasjonsrenten, og anleggets økonomiske levetid.

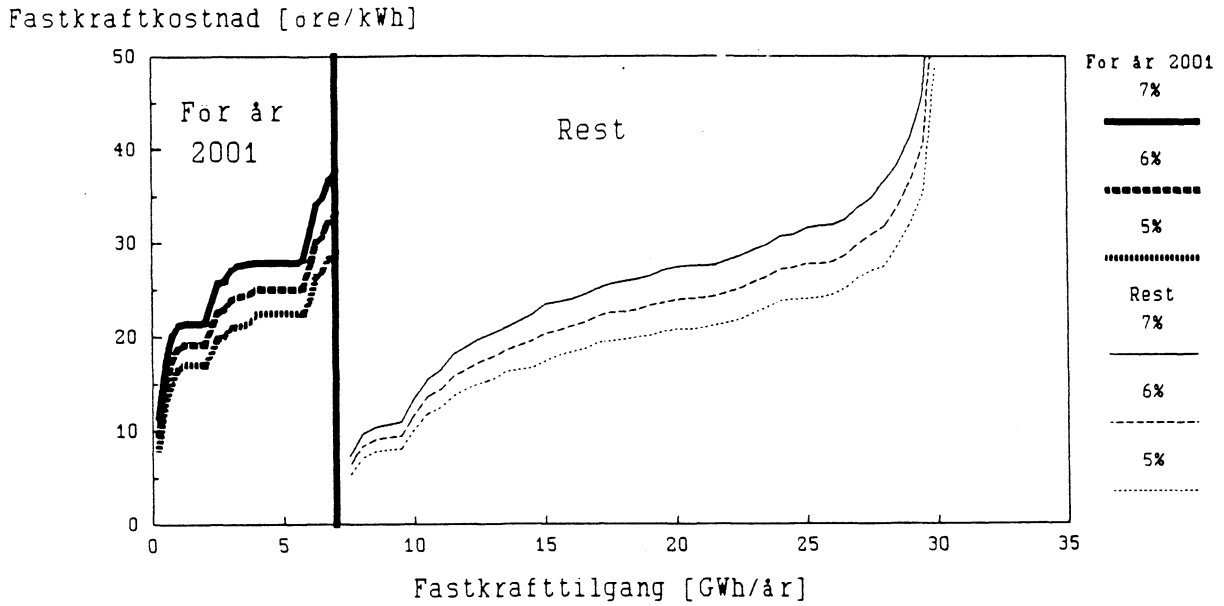
LGK representerer for et bestemt år i prinsippet en veiet middelverdi av de kostnadene for de prosjekter som settes igang dette året.

Noen eksempler på beregnede verdier for langtids grensekostnad for alminnelig forsyning i øre/kWh, økonomisk levetid 40 år, pengeverdi pr. 1.1. 88 og referert kraftstasjonsvegg, er som følger:

	LGK ref. kraftstasjon, øre/kWh			
Kalkulasjonsrente:	4%	5%	6%	7%
LGK for 1988	18,3	20,8	23,4	26,3

Forrige kostnadsrapport basert på pengeverdi 1.1.86, anga til sammenligning en langtids grensekostnad for år 1988 på 18,5 og 24 øre/kWh for 5% og 7% kalkulasjonsrente, [1]. Dette tilsvarer en prisstigning på 12,4 og 9,6%.

De prosjekter som er med i langtids grensekostnadsberegningen er realiserbare før år 2001. Fordelingen av fastkraftkostnaden for disse 90 prosjektene er vist i figur 5.2.1, fra [5]. Tilsammen er det ytterliggere 360 vannkraftprosjekter som inngår i rest-gruppen.



Figur 3.3.1 Fordeling av fastkraftkostnad for vannkraft. Prosjektene er delt inn i realiserbare før år 2000 (7,3 TWh) og rest (23 TWh), fra [5].

5.3 Fastkraftkostnad for varmekraft - grunnlastverk

5.3.1 Beregningsalternativer

Fastkraftkostnaden for de ulike varmekrafttypene er beregnet for 5 og 7% kalkulasjonsrente. Vi har tatt utgangspunkt i følgende basisforutsetninger:

A. Basisforutsetning. Vi forutsetter et fastkraftforbruk i kraftkrevende industri på 31,2 TWh/år. Variasjonen i fastkraftbelastningen for systemet er gjort ved å variere fastkraftuttaket for alminnelig forsyning. Kullprisen er på 17 NOK/GJ, tungoljepris på 30 og en lettoljepris på 40 NOK/GJ. Tilfeldigkraftmarkedet reflekterer disse prisene. Gassen forutsettes leveret med et spesifisert fast årlig uttak, og gasskostnaden betraktes dermed som en fast årlig kostnad uavhengig av driftstiden. De driftsavhengige kostnadene blir dermed lave og brukstiden lang.

I de øvrige alternativene har vi beholdt basisforutsetningene i A, men har endret følgende faktorer enkeltvis:

B. variabelt gassavtak. Vi forutsetter at det er mulig med et variabelt uttak av gass. Gasskostnadene inkluderes i de driftsavhengige kostnadene som derved blir høyere enn i A.

C. inkluderer 20 TWh i basissystemet. I dette alternativet er fastkraftkostnaden for gasskraft og kullkraft beregnet under forutsetning av at det allerede er ca. 20 TWh av denne genereringsformen i basissystemet før den nye enheten innpasses.

D. varierer forbruket i kraftkrevende industri. Vi forutsetter i dette alternativet at forbruket i alminnelig forsyning er konstant og at det er forbruket i kraftkrevende industri som varierer med fastkraftbelastningen for systemet.

E. uten import og eksport. Fastkraftkostnaden er beregnet under forutsetning av at vi ikke har noen mulighet for å utveksle kraft med våre naboland.

F. kraftmarkedet reflekterer en kullpris på 12 NOK/GJ. I dette beregningsalternativet har vi forutsatt en kullpris på 12 NOK/GJ. Vi har videre forutsatt at prisdifferansen mellom kull og olje er uendret og at tilfeldigkraftmarkedet reflekterer disse prisene.

5.3.2 Beregningsresultater

Hovedresultatene fra simuleringene er vist i tabell 5.3.1. De fleste beregningsresultatene er gjengitt i vedlegg D. For en

nærmere redgjørelse for fremgangsmåte og detaljer omkring beregningene vises det til ref. 9.

Tabell 5.3.1 Hovedresultatene for grunnlastverk.

Type:	GASSKRAFT				KULLKRAFT		KJERNEKRAFT
Gasskostnad: øre/Sm^3 Kullpris: NOK/GJ	30	60	90	120	12	17	
KALKULASJONSRENTE 7% Fastkraftkost.,øre/kWh	13,5	19,8	25,9	31,9	28,8	33,2	33,3
KALKULASJONSRENTE 5% Fastkraftkost.,øre/kWh	12,5	18,7	24,8	30,9	26,3	30,8	28,1

Figur 5.3.1 og 5.3.2 viser fastkraftkostnaden for vannkraft, kullkraft og kjernekraft for hhv. 5 og 7% kalkulasjonsrente. Fastkraftkostnaden for gasskraft er vist som funksjon av gasskostnaden for fast og variabelt gassavtak.

For at kullkraft skal være konkurransedyktig med ny vannkraft kan kullprisen maksimalt utgjøre ca. 5,5 og 9 NOK/GJ ved 5 og 7% kalkulasjonsrente. Dette er vesentlig lavere enn forventet fremtidig kullpris.

Generelle kommentarer til resultatene:

1. De beregnede fastkraftkostnadene fra driftssimuleringene avviker lite fra produksjonskostnaden som er vist i tabell 4.7.1.
2. Simuleringene viser at ved økonomisk optimal tilpasning mellom produksjonskapasiteten og fastkraftforpliktelsene drives verkene som grunnlastverk med nær maksimal brukstid, ref. vedlegg D.

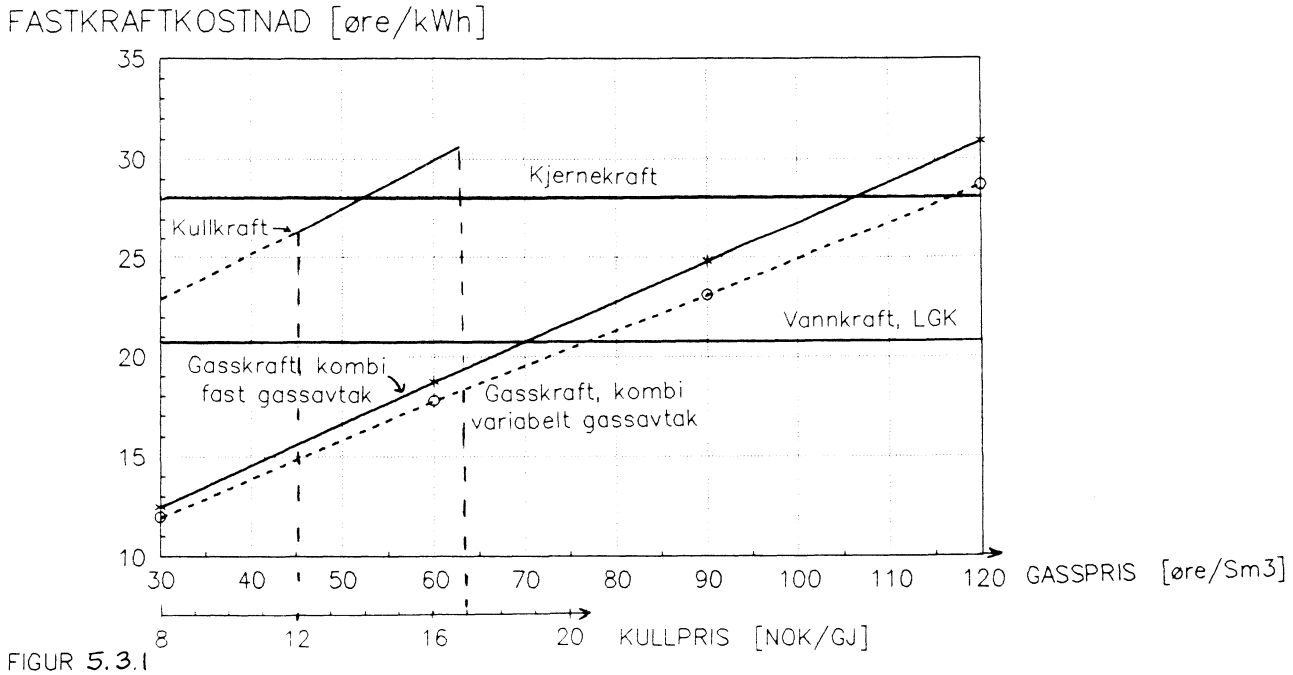
Kommentarer til beregningsalternativene:

A. Gasskraftverket har for basisalternativet en utnyttelse på ca. 97% av tilgjengeligheten, dvs. ca 7170 timer. Fastkraftproduksjonen er litt høyere enn middelproduksjonen, mens leveringssikkerheten viser en svak bedring ved innpassing av gasskraft, vedlegg D.

B. Med variabelt gassavtak vil utnyttelsen synke og fastkraftandelen øke ettersom gasskostnaden stiger. Ved 60 og 90 øre/Sm^3 er systemgevinsten ved variabelt gassuttak ca. 0,9 og 1,4 øre/kWh_e, sammenlignet med fast gassavtak. Det betyr at man kan betale ca. 5-7 øre/Sm^3 mere for gassen ved variabelt gassavtak.

C. Ved økte mengder gasskraft i basissystemet blir fastkraftkostnaden så godt som uendret, mens utnyttelsen og fastkraftøkningen blir litt lavere, vedlegg D.

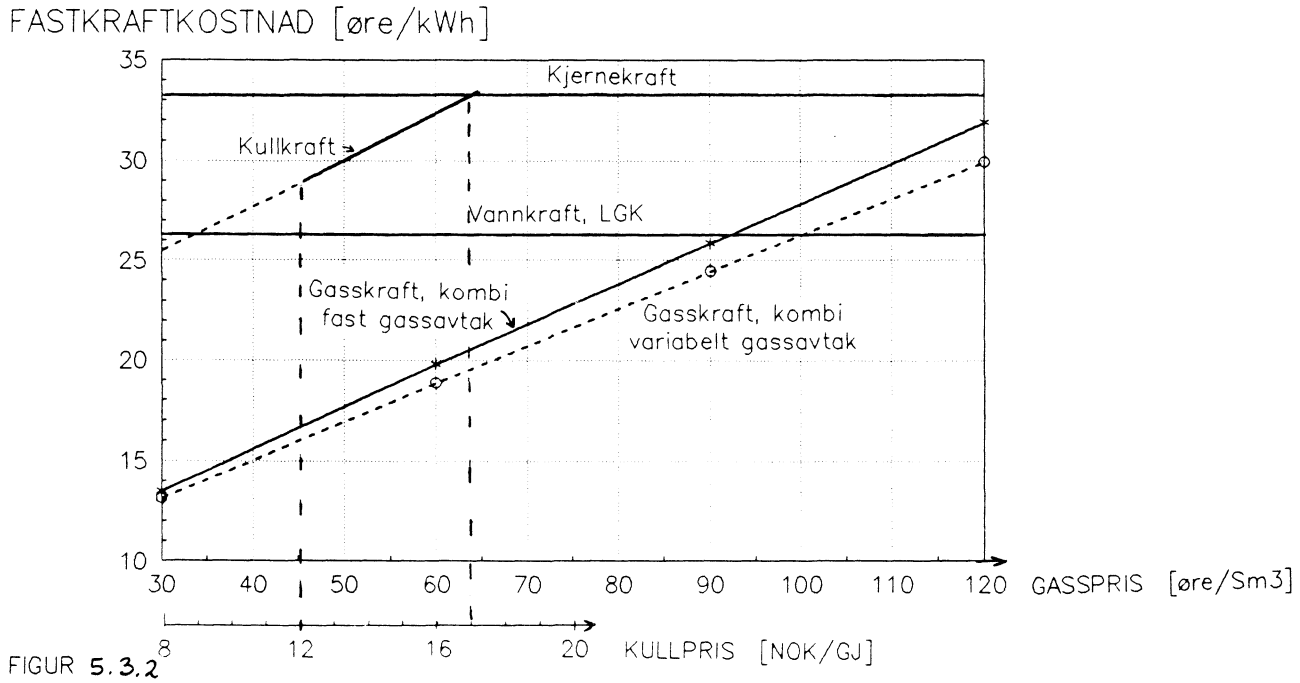
FASTKRAFTKOSTNAD FOR VARMEKRAFT
INNPASSET I DET NORSKE KRAFTSYSTEM
PENGEVERDI 1.1.88. KALKULASJONSRENTE 5%



FIGUR 5.3.1
NVE – ESK 02.89
HEg:varmekr2

VANNKRAFTSYSTEMET ER CA. STADIUM ÅR 2000

FASTKRAFTKOSTNAD FOR VARMEKRAFT
INNPASSET I DET NORSKE KRAFTSYSTEM
PENGEVERDI 1.1.88. KALKULASJONSRENTE 7%



FIGUR 5.3.2
NVE – ESK 02.89
HEg:varmekr1

VANNKRAFTSYSTEMET ER CA. STADIUM ÅR 2000

D. Dersom gasskraftverket skal dekke fastkraftøkning i kraftkrevende industri blir fastkraftkostnaden ca. 0,6 øre/kWh$_e$ lavere enn når forbruket øker i alminnelig forsyning, vedlegg D.

E. Uten samkjøring med utlandet blir fastkraftkostnaden tilnærmet uendret, mens utnyttelsen synker litt og fastkraftandelen øker noe. Viktigere er at leveringssikkerheten blir vesentlig lavere, ca. 0,3%poeng, og de årlige driftskostnader blir ca. 450 mill NOK/år høyere, [9].

F. Ved en kullpris på 12 NOK/GJ og et kraftmarked som reflekterer denne kullprisen blir gasskraftkostnaden tilnærmet uendret mens kullkraft reduseres med ca. 4,5 øre/kWh$_e$ til 28,8.

5.4 Fastkraftkostnad for varmekraft - tørrårsverk

5.4.1 Beregningsalternativer

Vi har beregnet kostnadene for et gassturbinverk drevet som tørrårsverk, dvs. supplement til vannkraftsystemet i år med lite tilsig. I tillegg til tørrårssikringen kan også gassturbinverket bidra med effektsikring, dvs. bidra med effektdekning i høylastsituasjoner. Dette er det ikke tatt hensyn til i våre beregninger.

Vi har igjen beholdt basisforutsetningene, A - ref. 5.3.1, mens vi har endret følgende faktorer enkeltvis:

E. uten import og eksport. Fastkraftkostnaden er beregnet under forutsetning av at vi ikke har noen mulighet for å utveksle kraft med våre naboland.

G. som A, men har inkludert 10 TWh i gasskraft i basissystemet. I dette alternativet er fastkraftkostnaden beregnet under forutsetning av at det allerede er ca. 10 TWh grunnlastdreven gasskraft i basissystemet før den nye enheten innpasses.

H. inkludert 10 TWh i basissystemet og ingen kraftutveksling med utlandet, kombinasjon av E og G.

5.4.2 Beregningsresultater

Hovedresultatet for det gassturbindrevne topplastverket er vist i tabell 5.4.1. En fullstendig oversikt over beregningsresultatene er gitt i vedlegg E, fra ref. 9.

Beregningen for gassturbinverket har foregått på en prinsipiell annen måte enn for grunnlastverkene. Vi har beregnet fastkraftkostnaden, og de andre størrelsene, under forutsetning av at leveringssikkerheten holdes konstant. Denne forutsetningen har

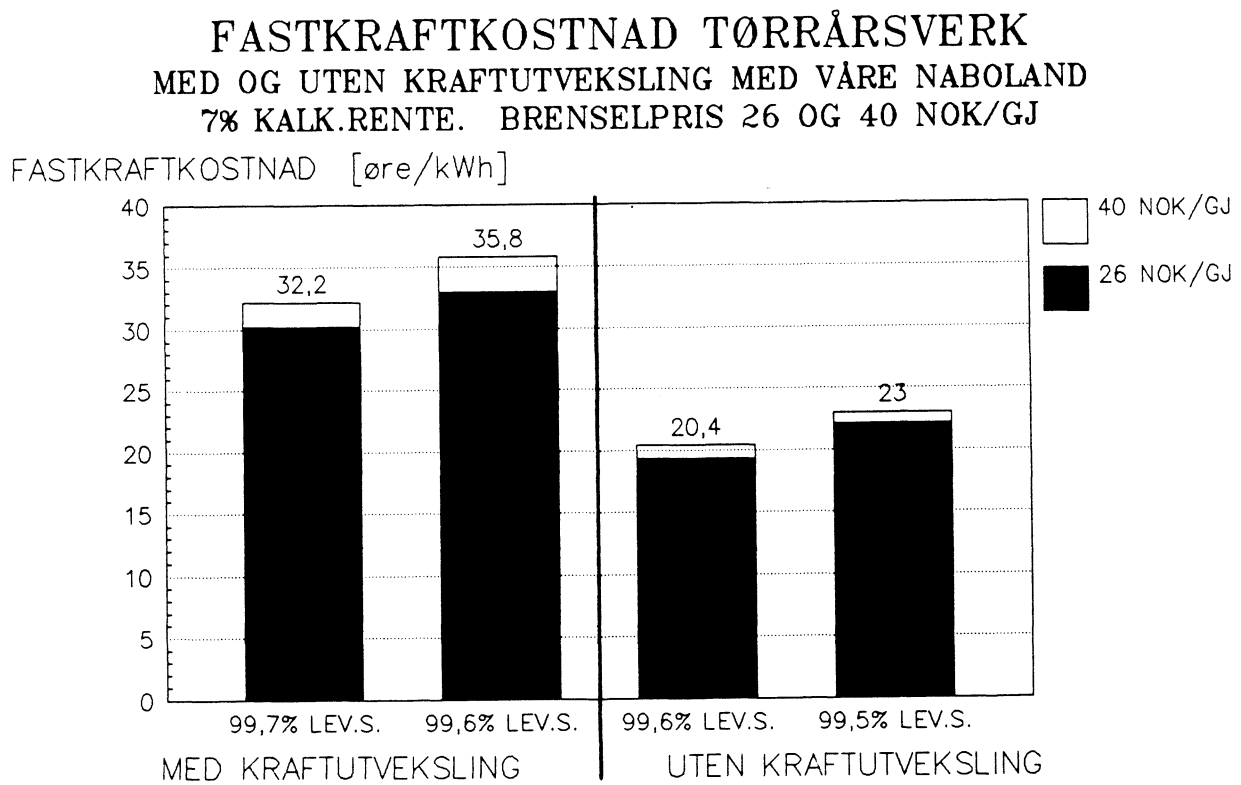
medført at kortidsgrensekostnad, KGK, har økt med ca. 4-6 øre/kWh ved innpassingen av topplastverket.

Tabell 5.4.1 Fastkraftkostnad gassturbindrevet tørrårsverk.

		5% KALKULASJONSRENTE		7% KALKULASJONSRENTE	
	KRAV TIL LEV.SIK.HET %	BRENSELPRIS 26 NOK/GJ	BRENSELPRIS 40 NOK/GJ	BRENSELPRIS 26 NOK/GJ	BRENSELPRIS 40 NOK/GJ
MED KRAFTUTVEKSLING MED VÅRE NABOLAND:					
FASTKRAFTKOSTNAD, øre/kWh	99,7	29,7	31,5	30,2	32,2
" "	99,6	32,6	35,1	33,0	35,8
UTEN KRAFTUTVEKSLING MED VÅRE NABOLAND:					
FASTKRAFTKOSTNAD, øre/kWh	99,6	18,5	19,5	19,3	20,4
" "	99,5	21,3	22,0	22,1	23,0

Generelle kommentarer til beregningsresultatene:

1. Fastkraftkostnaden for topplastverket blir vesentlig lavere enn produksjonskostnaden. Grunnen til dette er at topplastverket gir en vesentlig reduksjon i rasjoneringskostnadene i de tørreste årene samt at vi foredler mye tilfeldigkraft til fastkraft.
2. Fastkraftkostnaden og brukstiden reduseres ved økende krav til leveringssikkerhet. Ved å kreve en leveringssikkerhet på f.eks. 99,7% istedenfor 99,6%, vil fastkraftkostnaden reduseres med ca. 3 øre/kWh.



FIGUR 5.4.1
NVE - ESK 05.89
(HEg:toppl_k2)

LEVERINGSSIKERHET 99,7 & 99,6% MED KRAFTUTVEKSL.
OG 99,6% & 99,5% UTEN KRAFTUTVEKSL.
INGEN GASSKRAFT INKL. I BASIS-SYSTEMET

3. Fastkraftkostnaden varierer relativt lite med brenselkostnaden. Brukstiden blir imidlertid vesentlig lavere ved den høyeste brenselkostnaden på grunn av at denne brenselkostnaden er dyrere enn det høyeste importtrinnet på 600-800 MW_e, mens den laveste brenselkostnaden på 26 NOK/GJ er lavere enn dette trinnet, vedlegg C.

Kommentarer til beregningsalternativene:

G. Fastkraftkostnaden for et tørrårsverk vil øke ved økende mengde grunnlastdrevne varmekraft i basissystemet. Ved å innpasse tørrårsverk i et kraftsystem som allerede har 10 TWh grunnlastdreven gasskraft vil fastkraftkostnaden øke med ca. 0,5 øre/kWh sammenlignet med et system uten grunnlastdrevne gasskraftverk.

H. Fastkraftkostnaden reduseres kraftig dersom man ikke tar hensyn til samkjøringen med utlandet. Dersom man skal kunne dekke kraftetterspørselen uavhengig av samkjøring med utlandet, vil det være samfunnsøkonomisk lønnsomt å innpasse gassturbindrevne tørrårsverk så fort som mulig.

5.5 Vurdering av fastkraftkostnadene

Grunnlastverk.

Kullkraft er ikke økonomisk konkurransedyktig med vannkraft med de forventede kullprisene på 12-17 NOK/GJ. For at kullkraft skal bli konkurransedyktig kan kullprisen maksimalt utgjøre ca. 9 og 5,5 NOK/GJ ved 7 og 5% kalkulasjonsrente.

Dersom gasskraft skal være økonomisk gunstigere enn vannkraft etter dagens langtidsgrensekostnad, kan gasskostnaden maksimalt utgjøre ca. 90 og 70 øre/Sm^3 ved hhv. 7 og 5% kalkulasjonsrente. Det er i denne sammenligning hverken tatt hensyn til eventuelle forskjeller i effektkostnader i kraftsystemet eller forskjeller i miljø- og ressurskostnader.

Dersom gassleveransen kan utkoples når det er systemmessig gunstig (dvs. når kortidsgrensekostnad i kraftsystemet er lavere enn de driftsavhengige kostnadene for gasskraftverket), vil man kunne betale 5 - 7 øre/Sm^3 mer for gassen enn om gassen leveres med fast uttak.

Fastkraftkostnaden blir ca 0,6 øre/kWh lavere når fastkraftøkningen skjer i kraftkrevende industri (brukstid 8000 timer/år) istedenfor i alminnelig forsyning (brukstid 4500 timer/år).

Uten samkjøring med utlandet blir fastkraftkostnaden tilnærmet uendret, mens leveringssikkerheten blir vesentlig lavere og de årlige driftskostnadene vesentlig høyere.

Tørrårsverk.
Fastkraftkostnaden for gassturbiner som utnyttes som tørrårssikring er vesentlig lavere enn produksjonskostnaden pr. produsert enhet på grunn av rasjoneringsgevinst og foredling av tilfeldigkraft til fastkraft. Fastkraftkostnaden varierer derfor relativt lite med brenselkostnaden, men fastkraftkostnaden og brukstiden reduseres ved økte krav til leveringssikkerhet.

Dersom man ikke tar hensyn til samkjøring med utlandet, vil fastkraftkostnaden reduseres betydelig og ligge under gjeldende langtidsgrensekostnad.

REFERANSER

1. NVE-E publikasjon nr. 1/86: Kostnader for kraftverkprosjekter, prisnivå januar 86.

2. NVE, VU-notat nr19/88: Vannkraftpotensial, økonomi klasser, 01.01.88.

3. Statkraft, P-notat, 21.04.88: Kostnadsutviklingen ved utbygging av vasskraftverk i årene 1986-87.

4. Statkraft, D-NOTAT nr. 71/88: Kostnadstall for termiske kraftverkstyper, januar 1988.

5. NVE, ES 20/88: Langtidsgrense kostnad for fastkraft. Indifferentkostnad for fastkraft.

6. Tron Horn A/S: Overføringskostnader for store elkraftmengder. 1632-HSW/ms, desember 1988

7. Norsk Energi: Transport av naturgass til Østlandet. Kostnader, teknikk og miljø. Delrapport vedr. transportkostnader 08-14642-01, 13. Oktober 1988.

8. NVE, ESK 30/88. Systeminnpassing av gasskraftverkkonsesjonssøknad Karmøy og Kårstø. 26.09.1988.

9. NVE, ESK 7/88 Del I. Fastkraftkostnad for varmekraft innpasset i det norske kraftsystem. 11.05.1989.

10. Beregninger og datasett for NORDEL år 2000. Interne arbeidsdokumenter for produksjonsgruppen i NORDEL's planleggingsutvalg. Desember 1988.

VEDLEGG A. Fylkesvis fordeling av nyttbar vannkraft pr. 01.01.1988. Midlere årsproduksjon i GWh, fra [2].

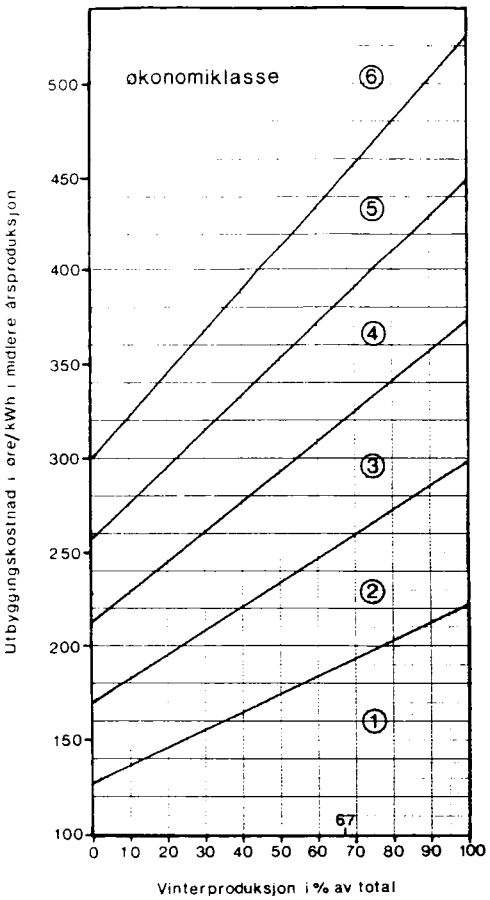
Tabell A.1 Nyttbar vannkraft fordelt på utbyggingsstadiene.

	UTBYGD	UNDER UTBYGG.	KONS. SØKT	FORH. MELDT	REST	VERNET	TOTALT
Østfold	4.139,5	0,0	0,0	0,0	24,6	20,0	4.184,1
Akershus	899,0	3,0	0,0	0,0	10,4	74,1	986,5
Oslo	19,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	19,5
Hedmark	2.283,1	11,4	240,6	30,8	957,7	2.397,2	5.920,8
Oppland	4.750,4	607,9	854,1	362,0	3.060,3	1.782,4	11.417,1
Buskerud	8.796,2	36,0	112,1	28,2	1.669,5	832,8	11.474,8
Vestfold	16,3	0,0	32,0	0,0	166,0	0,0	214,3
Telemark	11.725,8	46,0	265,8	55,0	1.513,6	417,6	14.023,8
Aust-Agder	3.971,4	0,0	1.242,2	0,0	797,6	124,2	6.135,4
Vest-Agder	8.018,7	37,6	157,6	14,1	1.053,3	730,7	10.012,0
Rogaland	9.461,9	0,0	239,0	708,6	2.689,0	229,0	13.327,5
Hordaland	13.442,8	119,0	497,0	463,0	2.257,1	5.201,0	21.979,9
Sogn og Fjord.	10.196,5	1.211,0	2.555,1	612,6	2.863,3	2.445,0	19.883,5
Møre og Romsdal	5.380,5	0,0	965,6	136,2	1.299,5	1.560,3	9.342,1
Sør-Trøndelag	3.822,8	207,0	196,4	336,0	581,2	1.218,4	6.361,8
Nord-Trøndelag	2.298,1	76,0	370,0	810,0	1.227,7	940,1	5.721,9
Nordland	12.090,9	1.255,0	1.383,0	1.103,2	5.363,7	293,6	21.489,4
Troms	2.420,8	0,0	25,0	184,3	412,1	1.838,6	4.880,8
Finnmark	1.373,4	0,0	84,3	0,0	409,3	842,0	2.709,0
Hele landet	105.107,6	3.609,9	9.219,8	4.844,0	26.355,9	20.947,0	170.084,2

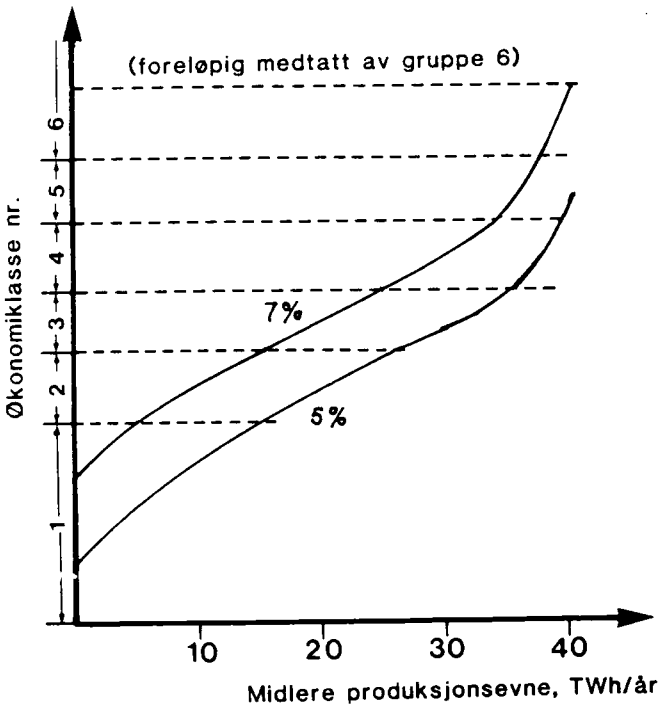
Tabell A.2 Fylkesvisfordeling av gjenværende vannkraft fordelt på økonomiklasser.

	UTBYGD	IKKE UTBYGD							TOTALT
		ØKONOMIKLASSE							
		1	2	3	4	5	6	SUM	
Østfold	4.139,5	0,0	20,0	5,6	0,0	19,0	0,0	44,6	4.184,1
Akershus	899,0	0,0	0,0	0,0	17,7	69,8	0,0	87,5	986,5
Oslo	19,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	19,5
Hedmark	2.283,1	32,3	908,9	1.865,9	536,5	180,8	113,3	3.637,7	5.920,8
Oppland	4.750,4	2.867,0	534,7	976,0	1.597,8	622,6	68,6	6.666,7	11.417,1
Buskerud	8.796,2	6,0	513,0	1.152,0	427,3	110,2	470,1	2.678,6	11.474,8
Vestfold	16,3	131,0	0,0	0,0	0,0	67,0	0,0	198,0	214,3
Telemark	11.725,8	1.063,5	349,1	503,8	119,9	261,7	0,0	2.298,0	14.023,8
Aust-Agder	3.971,4	54,2	1.082,6	481,2	438,0	92,6	15,4	2.164,0	6.135,4
Vest-Agder	8.018,7	114,0	244,1	1.149,9	249,3	120,5	115,5	1.993,3	10.012,0
Rogaland	9.461,9	552,0	1.387,3	1.023,3	788,0	101,8	13,2	3.865,6	13.327,5
Hordaland	13.442,8	1.564,9	3.915,8	2.120,5	502,4	350,5	83,0	8.537,1	21.979,9
Sogn og Fjord.	10.196,5	1.938,9	2.454,1	2.405,3	1.362,6	1.365,3	160,8	9.687,0	19.883,5
Møre og Romsdal	5.380,5	30,8	1.143,7	1.178,3	1.114,2	480,7	13,9	3.961,6	9.342,1
Sør-Trøndelag	3.822,8	194,0	171,7	834,4	986,5	116,4	236,0	2.539,0	6.361,8
Nord-Trøndelag	2.298,1	715,2	385,0	1.590,2	449,4	255,4	28,6	3.423,8	5.721,9
Nordland	12.090,9	487,7	1.453,9	2.855,8	3.194,6	453,0	953,5	9.398,5	21.489,4
Troms	2.420,8	0,0	0,0	1.165,6	818,4	270,0	206,0	2.460,0	4.880,8
Finnmark	1.373,4	210,0	0,0	26,9	511,1	264,1	323,5	1.335,6	2.709,0
Hele landet	105.107,6	9.961,5	14.563,9	19.334,7	13.113,7	5.201,4	2.801,4	64.976,6	170.084,2
Konsesjon gitt		45,4	192,6	2.423,0	294,9	654,0	0,0	3.609,9	
Konsesjon søkt		855,6	4.113,6	1.140,2	1.384,9	1.006,0	719,5	9.219,8	
Forhåndsmeldt		209,9	1.533,2	1.638,2	1.003,6	224,5	234,6	4.844,0	
Rest		4.096,6	4.854,8	6.344,3	7.070,2	2.341,7	1.648,3	26.355,9	
Vernet		4.754,0	3.869,7	7.789,0	3.360,1	975,2	199,0	20.947,0	

VEDELGG B. Økonomiklassifisering av gjenværende nyttbar vannkraft, pr. 01.01.1988, fra [2].



Figur B.1 Økonomi-klassifisering.

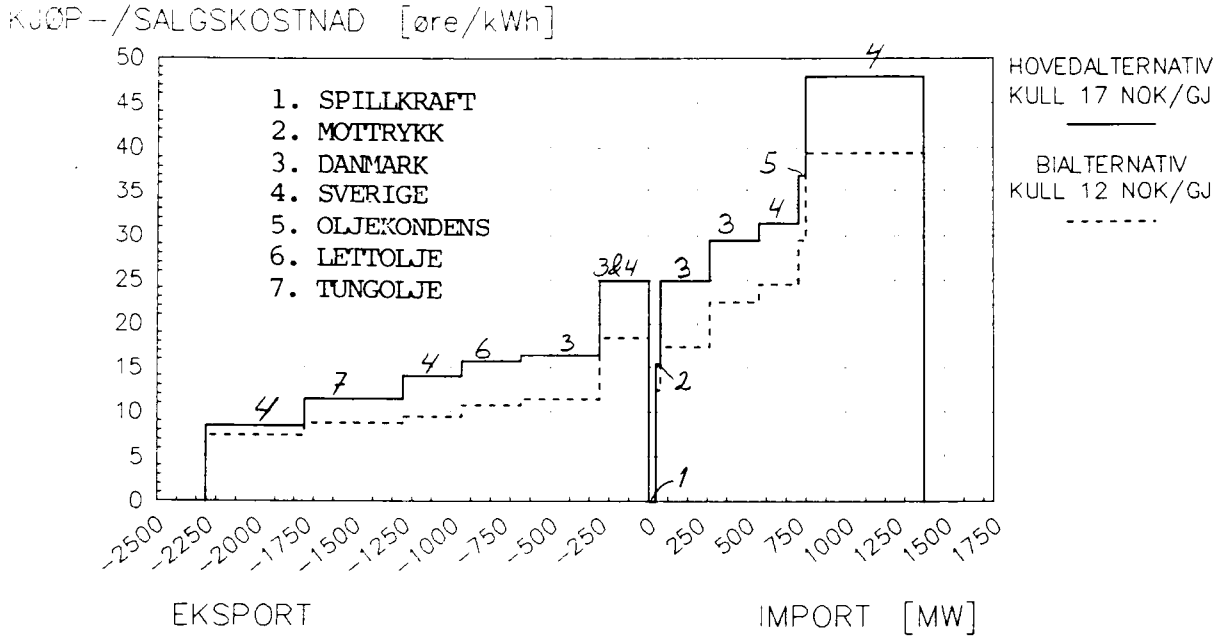


Figur B.2 Gjenværende nyttbar vannkraft fordelt på økonomiklasse ved 5 og 7% kalkulasjons-rente.

IMPORT OG EKSPORT AV KRAFT

STADIUM CA. ÅR 2000 - VINTER SESONGEN

HOVED- OG BIALTERNATIV



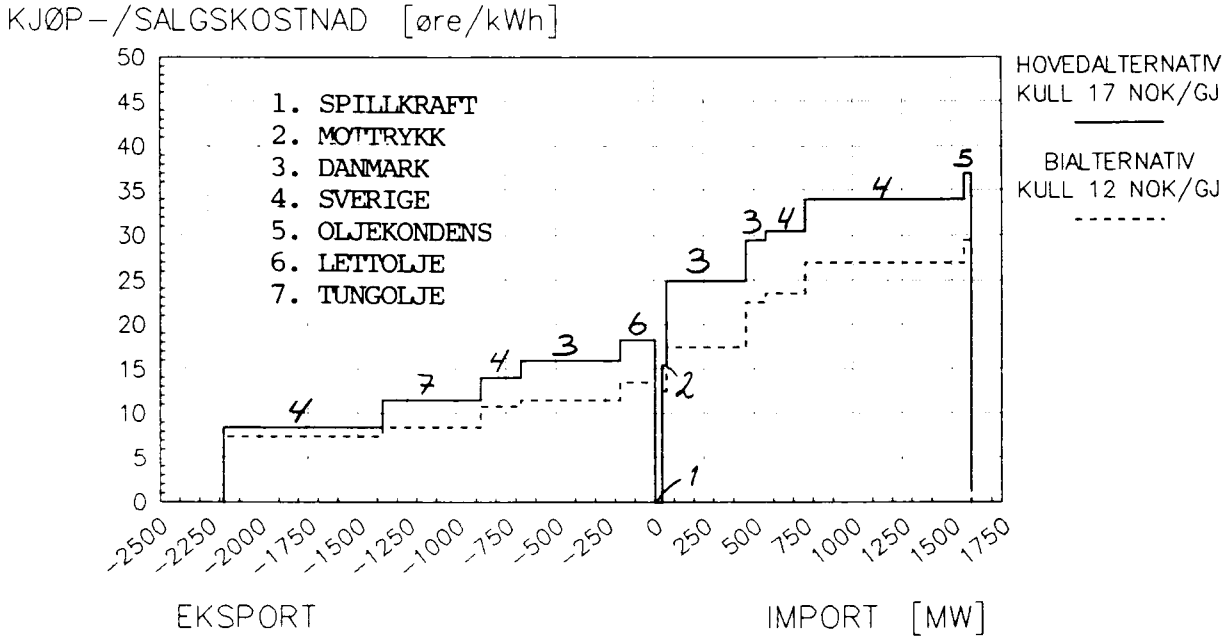
FIGUR C.1
NVE, ESK 02.89
(HEg:pref_kur)

I HOVED- (BI-) ALTERNATIVET REFLEKTERER KRAFT-MARKEDET FØLGENDE PRISER I NOK/GJ: KULL 17 (12) TUNGOLJE 30 (25) OG LETTOLJE 40 (35) NOK/GJ

IMPORT OG EKSPORT AV KRAFT

STADIUM CA. ÅR 2000 - SOMMER SESONGEN

HOVED- OG BIALTERNATIV



FIGUR C.2
NVE, ESK 02.89
(HEg:pref_kus)

I HOVED- (BI-) ALTERNATIVET REFLEKTERER KRAFT-MARKEDET FØLGENDE PRISER I NOK/GJ: KULL 17 (12) TUNGOLJE 30 (25) OG LETTOLJE 40 (35) NOK/GJ

VEDLEGG D. Fastkraftkostnad for grunnlastdrevne varmekraftverk ved innpassing i kraftsystemet, [9].

	7% KALKULASJONSRENTE					5% KALK.RENTE[1]
	Fastkraft-kostnad øre/kWh	Utnyttelse i % av tilgjengelig %	Fastkraft / Middelprod. %	Leverings.-sik.het før %	Endring i lev.sik.h. pga. enheten %poeng	Fastkraft-kostnad øre/kWh
A. BASISREFERANSE:						
Gasskraft, 30 øre/Sm^3	13,5	97,1	101,0	99,91	-	12,5
60 "	19,8	97,0	101,2	99,81	0,01	18,7
90 "	25,9	96,7	102,9	99,72	0,01	24,8
120 "	31,9	96,4	102,2	99,60	0,02	30,9
Kullkraft	33,2	94,0	105,2	99,57	0,02	30,8
Kjernekraft	33,3	97,4	103,4	99,57	0,02	28,1[2]
B. VARIAB. GASSAVTAK						
Gasskraft, 30 øre/Sm^3	13,1	90,9	102,7	99,92	-	12,0
60 "	18,9	82,9	108,8	99,83	0,01	17,8
90 "	24,5	70,6	116,3	99,74	0,03	23,1
120 "	29,9	63,2	114,1	99,65	0,07	28,7
C.20 TWh INKL. I BASIS						
Gasskraft, 30 øre/Sm^3	13,5	96,9	100,3	99,92	-	12,2
60 "	19,8	96,8	99,7	99,82	0,01	18,7
90 "	26,0	96,7	99,2	99,73	0,01	25,0
120 "	32,2	96,6	100,3	99,62	0,01	31,1
Kullkraft	33,8	96,3	104,2	99,63	0,01	31,3
D. ØKNING KUN I KKI						
Gasskraft, 30 øre/Sm^3	13,3	97,0	103,8	99,91	-	12,2
60 "	19,2	97,3	103,8	99,82	-	18,2
90 "	25,3	97,3	102,4	99,73	0,01	24,3
120 "	31,3	97,3	104,4	99,61	0,01	30,3
E. UTEN IMPORT/EKSPORT						
Gasskraft, 30 øre/Sm^3	13,7	93,8	105,2	99,65	-	12,7
60 "	19,7	94,9	105,0	99,51	0,01	18,7
90 "	25,5	95,4	104,9	99,38	0,02	24,5
120 "	31,4	95,7	104,9	99,26	-	30,4
F. 12 NOK/GJ						
Gasskraft, 30 øre/Sm^3	13,5	97,3	101,3	99,87	-	12,5
60 "	19,7	96,8	99,0	99,74	0,01	18,7
90 "	25,7	96,5	102,8	99,63	0,02	24,7
120 "	31,7	96,3	102,8	99,48	0,01	30,7
Kullkraft	28,8	94,9	103,9	99,55	0,03	26,3

1: Da fastkraftkostnaden for 5% kalkulasjonsrente viser relativ liten forskjell fra 7% kalk.rente, unntatt kjernekraft, vil de andre størrelsene bli så godt som identisk med de for 7% og de er derfor ikke vist.

2: øvrige data kjernekraft ved 5% 97,5 102,1 99,68 0,01

VEDLEGG E. Fastkraftkostnad for gassturbindrevne tørrårsverk innpasset i kraftsystemet ca. år 2000.

	7% KALKULASJONSRENTE					5% KALK.RENTE
	Fastkraft-kostnad øre/kWh	Brukstid h	Fastkraft / Middelprod. %	Kortids-grensekostn. før øre/kWh	Endring i KGK pga. enheten øre/kWh	Fastkraft-kostnad øre/kWh
A. BASISREFERANSE:						
LEV.SIK.HET = 99,70%:						
Gassturbin, 26 NOK/GJ	30,2	1984	367,1	26,8	5,3	29,7
40 "	32,2	386	1324,0	26,8	4,8	31,5
LEV.SIK.HET = 99,60%						
Gassturbin, 26 NOK/GJ	33,0	3338	225,6	32,4	4,2	32,6
40 "	35,8	597	895,2	32,4	5,2	35,1
E. UTEN IMPORT/EKSPORT						
LEV.SIK.HET = 99,60%						
Gassturbin, 26 NOK/GJ	19,3	550	834,2	15,5	5,1	18,5
40 "	20,4	332	1213,8	15,5	5,0	19,5
LEV.SIK.HET = 99,50%						
Gassturbin, 26 NOK/GJ	22,1	1150	409,5	20,5	5,4	21,3
40 "	23,0	502	741,2	20,5	5,9	22,0
MED 10 TWh GASSKRAFT I BASISSYSTEMET:						
G. GASSKRAFT INKL.						
LEV.SIK.HET = 99,70%:						
Gassturbin, 26 NOK/GJ	30,9	2094	350,3	27,4	5,2	30,4
40 "	32,5	453	1200,1	27,4	5,0	31,9
LEV.SIK.HET = 99,60%						
Gassturbin, 26 NOK/GJ	33,6	3582	211,3	33,2	4,1	33,1
40 "	36,3	844	656,2	33,2	5,3	35,7
H. UTEN IMPORT/EKSPORT + INKL. GASSKRAFT						
LEV.SIK.HET = 99,60%						
Gassturbin, 26 NOK/GJ	19,4	697	707,5	16,4	5,7	18,7
40 "	20,7	291	1340,6	16,4	4,9	19,8
LEV.SIK.HET = 99,50%						
Gassturbin, 26 NOK/GJ	22,8	1441	338,5	21,7	6,0	22,1
40 "	23,3	526	643,6	21,7	5,6	22,3