NVE-E publikasjon nr. 1/86
Juni 1986

KOSTNADER FOR KRAFTVERKSPROSJEKTER

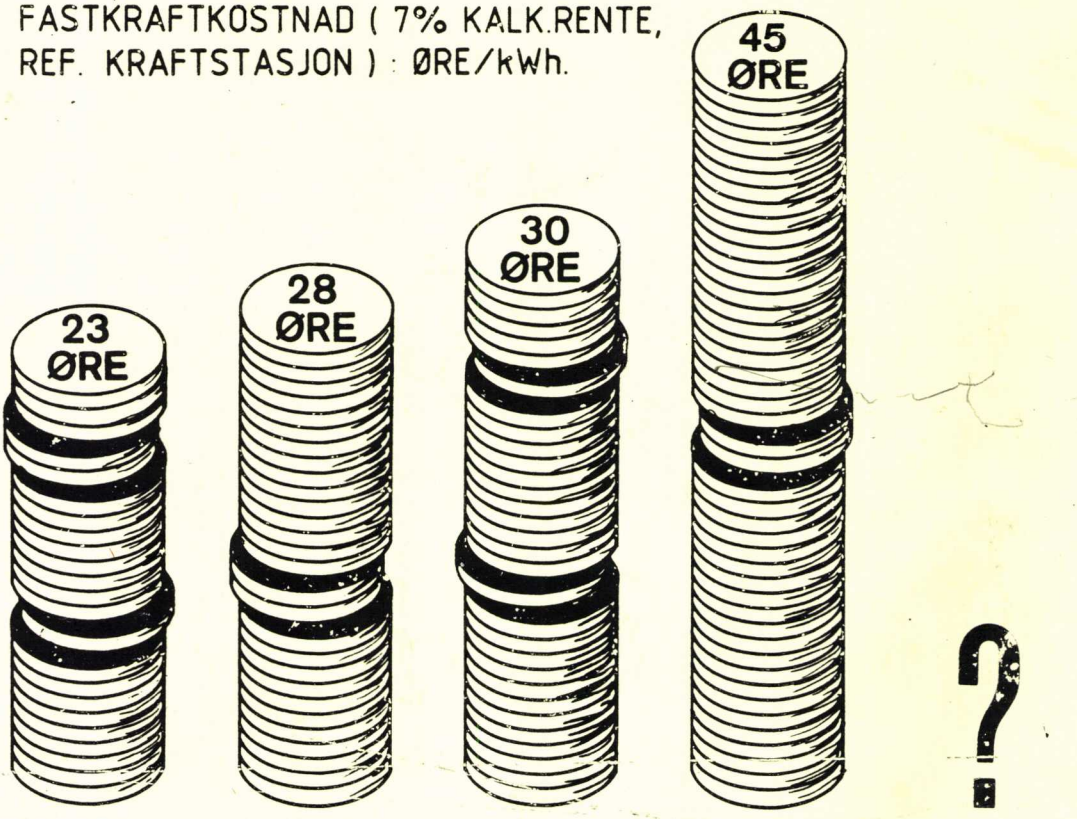
Pengeverdi og prisnivå januar 1986

Rapport fra et utvalg nedsatt

av NVE og Statkraft

SAMSPILL VANNKRAFT/VARMEKRAFT, STADIUM 1995

FASTKRAFTKOSTNAD (7% KALK.RENTE,
REF. KRAFTSTASJON) : ØRE/kWh.



30.6.86

KOSTNADER FOR KRAFTVERKSPROSJEKTER

Pengeverdi og prisnivå januar 1986

Rapport fra et utvalg nedsatt av
NVE og Statkraft

NVE-E publikasjon nr 1/86
Juni 1986

INNHOLD Side:

0. SAMMENDRAG 5

1. INNLEDNING 7

2. ALMENT OG KOSTNADSTALL FOR KRAFTVERKSPROSJEKTER 8

2.1 Kostnadspostene 8
2.2 Forutsetninger, parametre 8

3. VANNKRAFT 9

3.1 Vannkraftpotensialet, økonomiklasser 9
3.2 Kostnadsutviklingen for et midlere norsk vannkraftverk, januar 84 - januar -86 11
3.3 Langtids grensekostnad for vannkraft 12

4. VARMEKRAFT 13

4.1 Alment om kostnadsgrunnlaget 13

4.2 Kjernekraft 14
4.2.1 Anleggskostnader, faste årskostnader 14
4.2.2 Driftskostnader, inkl. brensel 14
4.2.3 Produksjonskostnad 15

4.3 Kullfyrt kondenskraftverk 15
4.3.1 Anleggskostnader, faste årskostnader 15
4.3.2 Driftskostnader, ekskl. brensel 16
4.3.3 Brenselskostnader 16
4.3.4 Produksjonskostnad 17

4.4 Gassfyrt kondenskraftverk 18
4.4.1 Anleggskostnader, faste årskostnader 18
4.4.2 Driftskostnader, ekskl. brensel 19
4.4.3 Brenselskostnader 19
4.4.4 Produksjonskostnad 19

4.5 Gassfyrt kombinert anlegg, uten tilleggsfyring 19
4.5.1 Anleggskostnader, faste årskostnader 20
4.5.2 Driftskostnader, ekskl. brensel 20
4.5.3 Brenselskostnader 20
4.5.4 Produksjonskostnad 20

4.6 Gassturbinverk 21
4.6.1 Anleggskostnad, faste årskostnader 21
4.6.2 Driftskostnader, ekskl. brensel 21
4.6.3 Brenselskostnad 21
4.6.4 Produksjonskostnad 21

4.7 Kostnadsutviklingen for varmekraft, januar -84 - januar -86 22

5. KRAFTOVERFØRING 23

5.1 Enhetskostnader for linjer 23
5.2 Overføringskostnader, hovednett 23
5.3 Kreditering av overføringskostnad 24

Side:

6. FASTKRAFTKOSTNADER 24

6.1 Driftssimuleringer 24
6.1.1 Tilgjengelighetsdata for drifts-simuleringer 25
6.1.2 Fastkraftkostnad for varmekraft, stadium 1995 kullpris = 16 kr/GJ, lettoljepris 40 kr/GJ 26

6.2 Kommentarer 27

6.3 Konklusjoner av driftssimuleringene 30

7. SAMMENFATTENDE KONKLUSJONER 30

8. REFERANSER 33

TABELLER:

Tabell 3.1-1: Nyttbar vannkraft pr. 1.1.86. Fylkesvis fordeling 34

" 3.1-2: Nyttbar vannkraft pr. 1.1.86. Produksjonsevne for endel planlagte anlegg 35

" 3.1-3: Nyttbar vannkraft pr. 1.1.86. Gjenværende vannkraft fordelt på økonomiklasser. Fylkesvis fordeling 36

" 4.2.1-1: Anleggskostnader for kjernekraftverk. Pengeverdi jan. 86. 5% og 7% kalk.rente 37

" 4.2.1-2: Faste årskostnader for kjernekraftverk. Pengeverdi jan. 86. 5% og 7% kalk.rente 37

" 4.3.1-1: Anleggskostnader for kullfyrt kondenskraftverk. Pengeverdi jan. 86. 5% og 7% kalkulasjonsrente. 38

" 4.3.1-2: Faste årskostnader for kullfyrt kondenskraftverk. Pengeverdi jan. 86. 5% og 7% kalk.rente 38

" 4.4.1-1: Anleggskostnader for gassfyrt kondenskraftverk. Pengeverdi jan. 86. 5% og 7% kalkulasjonsrente. 39

" 4.4.1-2: Faste årskostnader for gassfyrt kondenskraftverk. Pengeverdi jan. 86. 5% og 7% kalkulasjonsrente. 39

" 4.5.1-1: Anleggskostnader for gassfyrt kombiverk. Pengeverdi jan. 86. 5% og7% kalk.rente 40

" 4.5.1-2: Faste årskostnader for gassfyrt kombiverk. Pengeverdi jan. 86. 5% og 7% kalk.rente 40

" 4.6.1-1: Anleggskostnad for gassturbinverk. Pengeverdi jan. 86. 5% og 7% kalkulasonsrente 41

Side:

Tabell 4.6.1-2:	Faste årskostnader for gassturbinverk. 5% og 7% kalkulasjonsrente	41
" 4.7-1:	Sammenlikning mellom kostnadstall for varmekraft, jan, 84-86	42

FIGURER:

Fig. 3.1-1:	Økonomiklassifisering, gjenværende vannkraft	43
" 3.1-2:	Gjenværende nyttbar vannkraft fordelt på økonomiklasser, 5% og 7% kalkulasjonsrente	44
" 3.2-1:	Kostnadsstigning for vannkraft	45
" 3.3-1	Fordeling av fastkraftkostnad, vannkraft-prosjekter	46
" 6.1-1	Fastkraftkostnad for ufyrt kombinert anlegg, som funksjon av gasskostnad	47
" 6.1-2	Fastkraftkostnad for gassfyrt kondenskraft-verk, som funksjon av gasskostnad	48

0. SAMMENDRAG

Rapporten er en oppdatering av kostnadstall for vannkraft og varmekraft, pengeverdi jan. 86. Forrige kostnadsrapport utkom i november 84, med jan. 84 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 8% i perioden, basert på at entreprenørers tilbudspriser har steget lite. Arbeidsmarkedet for entreprenører har vært meget presset.

Langtids grensekostnad for vannkraft (LGK) har på den annen side steget med ca 13-14% nominelt, om året 1990 legges til grunn. Denne større stigning skyldes at dyrere, mer beskårne prosjekter er kommet sterkere inn. Videre skyldes det at utbyggere tydeligvis forutsetter en langsiktig kostnadsutvikling mer på linje med den almene prisutvikling, med mindre vekt på den lave kostnadsstigning de siste par år.

For varmekraft omfatter alternativene kullfyrte kondenskraftverk, gassfyrte kondenskraftverk, gassfyrt kombinert anlegg, kjernekraftverk og lettoljefyrt gassturbinverk. Sammenlikninger gjelder overfor tall presentert i forrige kostnadsrapport.

Anleggskostnadene for kullfyrt kondenskraftverk har steget med 12% i perioden.

Gassfyrte kondenskraftverk fremviser omtrent samme anleggskostnader som i forrige rapport, altså ingen stigning. Kostnadene var forrige gang rimeligvis satt for høyt. Kostnadsgrunnlaget er bedre for denne rapport.

Anleggskostnadene for kjernekraftverk har steget med 19%.

Anleggskostnadene for et referanse gassturbinverk er omtrent uendret.

Produksjonskostnaden (øre/kWh) for varmekraft angis med brukstid og brenselspris som parameter. Fremtidig brenselspris bestemmer i stor grad den fremtidige produksjonskostnad for slike verk. Fremtidig brenselspris er vanskelig å bedømme.

Fastkraftkostnader for varmekraft innpasset i vannkraftsystemet er imidlertid beregnet, med dagens brenselspriser brukt som eksempel.

Fastkraftkostnader for gassfyrt kraftverk er beregnet som funksjon av gasskostnad, idet gasskostnaden foreløpig er ukjent

Beregningene er gjennomført for stadium 1995 med 5, 6 og 7% kalkulasjonsrente.

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

Kalkulasjonsrente		5%	6%	7%
Vannkraft	LGK 1986	18,0	20,6	23,4
Kullkraft,	1x600 MW, 16 kr/GJ kullpris	28,2	29,0	30,4
Kjernekraft	1x1000 MW	23,6	25,6	27,9
Gassturbin	1x140 MW 31,5 kr/GJ	49,5	44,7	44,9
"	1x140 MW 40 kr/GJ lettoljepris	57,3	57,8	52,4

Rapporten omtaler endel 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:

- Med 7% kalkulasjonsrente, og kullpris på 16 kr/GJ, viser beregningene at enheter på 1x600 MW kullkraft og 1x1000 MW kjernekraft synes å kunne gi fastkrafttilskudd til en kostnad konkurransedyktig med en del av de dyrere vannkraftprosjekter som inngår i beregningsgrunnlaget for langtids grensekostnad.

Av varmekraftalternativene vil 1 x 1000 MW kjernekraft kunne ha gitt det billigste tilskudd.

- Et begrenset innslag av gassturbiner synes selv med lav oljepris ikke å kunne konkurrere med annen kraftdekning. Dette avviker fra resultatet i 1984-rapporten, og skyldes en mer optimistisk vurdering av importmulighetene fra Sverige enn forrige gang. Videre er Nord-Norge tatt med i vurderingen.

- Med 5% kalkulasjonsrente synes ikke varmekraft konkurransedyktig før tilnærmet all vannkraft er bygget ut, selv med dagens brenselspriser.

- Ved lav gasskostnad vil dyr vannkraft falle ut.

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

1. INNLEDNING

Denne rapport er en oppdatering av tidligere rapporter om kostnader for ulike typer kraftverk. Den forrige rapport utkom i november 1984, og inneholdt kostnadstall for januar 1984 (1). Denne rapport er for januar 1986 pengeverdi og prisnivå.

Arbeidet med rapporten er utført av et felles arbeidsutvalg innen NVE og Statkraft. Sammensetning og ansvarsfordeling innen dette utvalg er i hovedtrekk som følger:

- B. Aspen NVE-V = Vannkraftpotensiale, økonomiklasser
- Ø. Myrset, Statkraft = Kostnadsutviklingen for et referanse vannkraftverk
- P. Chr. Løken, Statkraft = Kostnadstall, termisk kraft
- S. Modalsli, NVE-E = Driftssimuleringer
- E. Solberg, NVE-E = Koordinering, sammenfatning
- T. Asvall, NVE-E = " "

Kostnader for kraftoverføring er innhentet fra NVE-ESN.

2. ALMENT OM KOSTNADSTALL FOR KRAFTVERKSPROSJEKTER

2.1 Kostnadspostene

For vannkraftverk angis anleggskostnadene som gjennomsnittlig investering i øre/kWh midlere årsproduksjon.

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

For varmekraft angis anleggskostnadene som kr/kW installert effekt.

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

- faste årskostnader (kr/kWår)
- driftsavhengige kostn., ekskl. brensel (øre/kWh),

med brukstid og brenselspris som parametre.

Fastkraftkostnadene for varmekraft innpasset i vannkraftsystemet er beregnet ved hjelp av driftsimuleringer (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 1986.

Byggetidsrenten er beregnet frem til den dag de enkelte kraftverk settes i drift.

For vannkraftverkene er det beregnet renter tilsvarende den samlede investering over halve byggetiden.

For varmekraftverkene er det forutsatt jevn utbetaling over følgende antatte byggetider:

- kjernekraftverk = 7 år
- kullfyrt kondenskraftverk = 5 "
- gassfyrt kondenskraftverk = 4,5 "
- gassfyrt kombinert anlegg = 4 "
- gassturbinverk, 1x140 MW = 2 "

Kalkulasjonsrenten (realrente) er for driftssimuleringene alternativt satt til 5%, 6% og 7%.

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

Investeringsavgiften er 10%, i henhold til gjeldende bestemmelser. Posten er redusert med de avgiftsfritak som gjelder for en byggherre. Reduksjonen blir noe større for vannkraft enn 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 inngår ikke i kostnadstallene. Avsvovlinganlegg for kullkraftverkene inngår.

3. VANNKRAFT

3.1 Vannkraftpotensialet, økonomiklasser

Anslagene over økonomisk nyttbar vannkraft er situasjons- og tidsbetont. 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.

Tabell 3.1-1 s.34 viser nyttbar vannkraft fordelt på stadiene for de enkelte fylker. I tabell 3.1-2 s. 35 er produksjonsevnen for en del planlagte anlegg angitt. Tabell 3.1-3 s.36 viser fordelingen av nyttbar vannkraft på økonomiklasser for de enkelte fylker.

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

Dersom en går ut fra en antatt fordeling av produksjonen sommer/vinter på 1/3-2/3, fig. 3.1-1, s. 43 blir grensene for de forskjellige økonomiklasser som vist nedenfor. Produksjonspotensialet, eksklusive midlertidig og varig vernede vassdrag og vassdrag under utbygging, fremgår også. Kalkulasjonsrenten er 7%. Basis er midlere årsproduksjon, ikke fastkraftproduksjon.

Økonomi-klasse	Utbyggingskostnad øre/(kWh/år)	Prod.potensiale Gwh/år
1	- 150	1558,2
2	150 - 200	13055,2
3	200 - 250	10118,3
4	250 - 300	9006,2
5	300 - 350	3543,9
6	350 -	1967,6
Sum prod.potensiale		39249,4 GWh/år

Kostnadsgrunnlaget er både prosjekter utarbeidet for Samlet Plan, og prosjektene utenfor Samlet Plan. Referanse pengeverdi for dette materialet er januar 1982. Oppjusteringen til pengeverdi januar 1986 er her forenklet gjort på basis av en anslått prisstigning for et referanse vannkraftverk på 28,8%.

Fig. 3.1-2, s.44 illustrerer omfanget av nyttbar vannkraft fordelt på økonomiklasser, ved henholdsvis 5% og 7% kalkulasjonsrente.

3.2 Kostnadsutviklingen for et midlere norsk vannkraftverk, januar 1984 - januar 1986

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 med å ha steget 6% i perioden, det vesentlige i den siste del.

For postene maskintekniske og elektrotekniske installasjoner vurderes prisstigningen i perioden til 13%.

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

Den samlede nominelle prisstinging for et midlere vannkaftverk blir da:

$K = 0,75 \times 6 + 0,25 \times 13 + 0,5 = 8,25,$
avrundet til 8%.

Fig. 3.2-1 s.45 viser en oppdatert kostnadsutviklingskurve for vannkraft for årene 1970-1985, med ovennevnte 8% for årene 1984-85 inntegnet.
Januar 1982: basis = 100.

3.3 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 til enhver tid av antatt vekst i forbruket, dekningsplaner for denne veksten, kalkulasjonsrenten, og anleggenes økonomiske levetid.

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

Noen eksempler på beregnede verdier for langtids grensekostnad for alminnelig forsyning pr. 1.1.86 ved kraftstasjonsvegg er som følger, i øre/kWh:

Kalkulasjonsrente	5%	6%	7%
År 1986	18	20.6	23.4
År 1990	18.3	20.9	23.8

Forrige kostnadsrapport basert på pengeverdi 1.1.84 anga til sammenlikning langtids grensekostnad for år 1990 til 16 og 21 øre/kWh for hhv. 5% og 7% kalkulasjonsrente. Dette tilsvarer en stigning på 14 %, hhv. 13%.

Fig. 3.3-1, s.46 viser fordelingen av fastkraftkostnaden m.h.t. fastkrafttilgangen for de prosjekt som er med i langtids grensekostnad.

4. VARMEKRAFT

4.1 Allment om kostnadsgrunnlaget

Undersøkelsen omfatter kjernekraftverk, kullfyrte kondenskraftverk, gassfyrte kondenskraftverk, gassfyrt kombinert anlegg uten tilleggsfyring og gassturbinverk.

Kostnadstallene baserer seg på veiledende budsjettpriser på nøkkelferdige anlegg.

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.

Nøkkelferdige varmekraftanlegg anses som regel å være en dyrere kontraktsform for en byggherre, men mindre krevende, enn bygging av kraftverk basert på oppdelte kontrakter. Det er således mulig at kraftverkene kan bygges noe billigere enn angitt her.

Utover forskjeller i kontraktsformer kan kostnadstall variere betraktelig fra land til land, og mellom forskjellige kraftselskap innen de enkelte land, for tilsynelatende likeartede anlegg. Dette kan skyldes forskjeller i lokale forhold ved det enkelte byggested, markedsmessige forhold, forskjeller i erfaringsbakgrunn, forskjeller i regnskapsførsel, forskjeller i tidspunkter anleggene er bestilt og bygget på, etc.

Innen Skandinavia synes eksempelvis enkelte kraftselskap i Danmark å ligge lavest, hva angår byggekostnader for konvensjonelle varmekraftverk.

Det må derfor 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 Kjernekraft

4.2.1 Anleggskostnader, faste årskostnader, kjernekraft

Som nevnt omfatter kostnadene for kjernekraftverk veiledende budsjettpriser for nøkkelferdige anlegg med anslåtte tilleggskostnader for en norsk byggherre.

Disse tilleggskostnader omfatter i hovedsak prosjekterings- og konsulentutgifter på byggherresiden, byggestedskostnader, veianlegg, kjølevannstunneler/kanaler, kaianlegg og elektriske høyspenningsanlegg.

Anleggskostnader og faste årskostnader fremstår som følger:

Installasjon	MW	1 x 1000		
Kalkulasjonsrente	%	5	6	7
Anleggskostnader	kr/kW	13.000	13.400	13.900
Faste årskostnader	kr/kWår	1.120	1.250	1.400

Tallene for 5% og 7% rente er vist noe mer oppdelt i tabell 4.2.1-1 og tabell 4.2.1-2 s.37.

4.2.2 Driftskostnader, inklusive brensel, kjernekraft

Variable vedlikeholds- og personalkostnader er anslått til 1,4 øre/kWh.

Variabel brenselskostnad er anslått til 5.1 øre/kWh. Det er forutsatt at brensel mellomlagres og sluttdeponeres, ikke opparbeides.

Samlet driftskostnad inklusive brensel blir da 1,4 + 5,1 = 6,5 øre/kWh.

4.2.3 Produksjonskostnad, kjernekraft

Brukes fast årskostnad for 1 x 1000 MW og 7% kalkulasjonsrente som eksempel blir kostnaden pr produsert enhet, øre/kWh:

$$Pkj. = \frac{1400}{T} \times 100 + 6,5,$$

der T = brukstid, t/år.

For beregning av fastkraftkostnaden for kjernekraft i vannkraftsystemet henvises til avsn. 6.

4.3 Kullfyrt kondenskraftverk

4.3.1 Anleggskostnader og faste årskostnader, kullkraft

Anleggskostnadene omfatter igjen veiledende budsjettpriser for en nøkkelferdig hovedleveranse, og de anslåtte tilleggskostnader som faller på en norsk byggherre utover dette.

Disse tilleggskostnader omfatter som tidligere prosjekterings- og konsulentutgifter på byggherresiden, byggestedskostnader, veianlegg, kjølevannstunneler/-kanaler, kaianlegg, elektriske høyspenningsanlegg utenom hovedleveransen. I tillegg kommer anlegg for kull- og askehåndtering og anlegg for avsvovling av røkgass, samt investeringsavgift og byggetidsrenter.

Flere typer avsvovlingsanlegg markedsføres, hvor kostnadskarakteristikken varierer betydelig. Dette gjelder både størrelsen av de samlede kostnader, og fordelingen mellom faste og produksjonsavhengige kostnader. Kostnadene vil også være avhengig av de utslippskrav som gjøres gjeldende.

I det følgende er det tatt utgangspunkt i avsvovlinganlegg basert på den våt-tørre metoden.

Anleggskostnader og faste årskostnader for kullfyrte kondenskraftverk fremstår som følger, for henholdsvis 5%, 6% og 7% kalkulasjonsrente:

Installasjon	MW	1x300			1x600		
Kalkulasjonsrente	%	5	6	7	5	6	7
Anleggskostnad	Kr/kW	8.900	9.070	9.300	7.100	7.260	7.500
Faste årskostnader	kr/kWår	850	930	1.020	680	740	810

Tallene for 5% og 7% rente er vist noe mer oppdelt i tabell 4.3.1-1 og tabell 4.3.1-2 s. 38.

4.3.2 Driftskostnader, eksklusive brensel, kullkraft

Oppgaver over utgifter for drift og vedlikehold varierer de enkelte kraftselskap imellom. Det samme gjelder fordelingen av disse kostnader på faste og variable andeler.

Tallene her representerer et skjønnsmessig gjennomsnitt av slike opplysninger.

På dette grunnlag anslås variable drifts- og vedlikeholdskostnader til 2,8 øre/kWh, for begge aggregatstørrelser.

4.3.3 Brenselkostnader, kullkraft

Brenselkostnadene bestemmes av spesifikt varmeforbruk og kullpris.

For begge aggregatstørrelsene anslås et spesifikt varmeforbruk på 9,2 MJ/kWh.

Kullprisen er vanskelig å tallfeste. Problemet er å bedømme hvordan prisen kan utvikle seg langt inn i fremtiden. Om det eksempelvis antas at idriftsettelse skulle

skje litt ut i 90-tallet, blir den tilsvarende periode å anslå prisen for fra dette tidspunkt av og 25 år videre fremover.

Olje- og energidepartementet har imidlertid i brev av 30.1.86 angitt følgende referanse prisforutsetninger på kull som skal benyttes for generelle kostnadsvurderinger av denne art:

Pris i 1986	=	ca. 16 kr/GJ
Årlig realprisendring 1986-1995	=	0%
Årlig realprisendring 1995-2000	=	Ca. 1%
Pris i år 2000 (1986 pengeverdi)	=	Ca. 17 kr/GJ

Forutsatt idriftsettelse i 1995 og 1% realprisstigning i de påfølgende driftsår ville gjennomsnittsprisen over levetiden med disse forutsetninger bli ca 17,6 kr/GJ.

De angitte referanse prisforutsetninger synes imidlertid lave sammenliknet med utenlandske overslag over fremtidige kullpriser.

For driftssimuleringene er 16 kr/GJ lagt til grunn, se avsn. 6.1.

4.3.4 Produksjonskostnad, kullkraft

Med utgangspunkt i avsn. 4.3.1 - 4.3.3 kan samlet produksjonskostnad for kullfyrt kondenskraft beregnes.

Brukes tallene for 1x600 MW og 7% kalkulasjonsrente som eksempel blir produksjonskostnaden i øre/kWh:

$$Pk = \frac{810}{T} \times 100 + 2{,}8 + 0{,}92\ Bk$$

der T = brukstid, t/år
Bk = kullpris, kr/GJ

Dette gir kostnaden pr produsert enhet i kraftverket. For beregning av fastkraftkostnaden for kullkraft i samspill med vannkraftsystemet henvises til avsn. 6.

4.4 Gassfyrt kondenskraftverk

4.4.1 Anleggskostnader, faste årskostnader, gassfyrt kondenskraftverk

Som for kullkraftverket er anleggskostnader og faste årskostnader basert på veiledende budsjettpriser for nøkkelferdig leveranse av selve verket, og overslag over tilleggskostnader.

Det er forutsatt et rent gasskraftverk, som ikke har installasjoner for å kunne fyre med kull. Et slikt verk blir billigere å bygge enn et kullfyrt verk. Dette skyldes i hovedsak at kostnader forbundet med kullager, kullbehandling, askeanlegg og avsvovlingsanlegg faller bort, og at kjelanlegget får mindre dimensjoner.

Anleggskostnader og faste årskostnader fremstår som følger:

Installasjon MW	1x350			1x600		
Kalkulasjonsrente %	5	6	7	5	6	7
Anleggskostnad, kr/kW	5.600	5.700	5.800	4.400	4.500	4.700
Faste årskostn. kr/kWår	485	535	590	385	420	470

Tallene for 5% og 7% rente er vist noe mer oppdelt i tabell 4.4.1-1 og 4.4.1-2, s. 39.

4.4.2 Driftskostnader, eksklusive brensel, gassfyrt kondenskraftverk

For begge aggregatstørrelser anslås variable drifts- og vedlikeholdskostnader til 0,5 øre/kWh.

4.4.3 Brenselskostnader, gassfyrt kondenskraftverk

For begge aggregatstørrelser anslås et spesifikt varmeforbruk på 8,8 MJ/kWh.

Det er ikke gjort forsøk på å tallfeste en gasskostnad. Fastkraftkostnad som funksjon av gasskostnad er imidlertid beregnet.

4.4.4 Produksjonskostnad, gassfyrt kondenskraftverk

Med utgangspunkt i avsn. 4.4.1 - 4.4.2 kan produksjonskostnad for gassfyrt kondenskraft beregnes.

Brukes tallene for 1x600 MW og 7% kalkulasjonsrente som eksempel blir kostnaden pr. produsert enhet, i øre/kWh:

$$Pg = \frac{470}{T} \times 100 + 0,5 + 0,88\ Bg$$

der T = Brukstid, t/år
Bg = Gasspris, kr/GJ

4.5 Gassfyrt kombinert anlegg, uten tilleggsfyring, 1x420 MW

Kostnadsgrunnlaget er som for det gassfyrte kondenskraftverket, avsn. 4.4.

Referanseanlegget er forutsatt å bestå av 2 gassturbiner og 1 dampturbin. Andre varianter med flere og mindre turbiner markedsføres. Disse vil ha en noe høyere spesifikk anleggskostnad.

4.5.1 Anleggskostnader, faste årskostnader, gassfyrt kombi

Anleggskostnader og faste årskostnader fremstår som følger:

Installasjon	MW	1x420		
Kalkulasjonsrente	%	5	6	7
Anleggskostnad	kr/kW	3.900	3.950	4.100
Faste årskostnader	kr/kWår	370	400	440

Tallene for 5% og 7% rente er vist noe mer oppdelt i tabell 4.5.1-1 og 4.5.1-2, s.40.

4.5.2 Driftskostnader, eksklusiv brensel, gassfyrt kombi

Variable drifts- og vedlikeholdskostnader anslås til 1,5 ø/kWh.

4.5.3 Brenselkostnader, gassfyrt kombi

Spesifikt varmeforbruk anslås til 8,0 MJ/kWh.

Som for kondenskraftverket (avsn. 4.4.3) er det ikke gjort noe forsøk på å tallfeste en gasskostnad. Fastkraftkostnad som funksjon av gasskostnad er imidlertid beregnet.

4.5.4 Produksjonskostnad, gassfyrt kombi

Med utgangspunkt i avsn. 4.5.1-4.5.3 kan produksjonskostnad for et gassfyrt kombiverk på 420 MW beregnes.

Brukes 7% kalkulasjonsrente som eksempel blir

$$Pg = \frac{440}{T} \times 100 + 1,5 + 0,8 \cdot Bg,$$

der T = Brukstid, t/år
Bg = Gasspris, kr/GJ

4.6 Gassturbinverk, lettoljefyrt

4.6.1 Anleggskostnad, faste årskostnader, gassturbinverk

Anleggskostnad og faste årskostnader for et gassturbinverk anslås som følger:

Installasjon	MW	1x140		
Kalkulasjonsrente	%	5	6	7
Anleggskostnad	kr/kW	1.660	1.675	1.700
Faste årskostnader	kr/kWår	140	150	165

Tabell 4.6.1-1 og tabell 4.6.1-2, s. 41 viser tallene for 5% og 7% rente noe mer oppdelt.

4.6.2 Driftskostnader, eksklusive brensel, gassturbin

Variable vedlikeholds- og personalkostnader anslås til 2,2 øre/kWh.

4.6.3 Brenselkostnad, lettoljefyrt gassturbin

Spesifikt varmeforbruk anslås til 12 MJ/kWh.

Ved beregning av fastkraftkostnad for gassturbinverk er alternativene 31,5 og 40,0 kr/GJ lagt til grunn som eksempel på lettoljepris, se avsn. 6 og 7.

4.6.4 Produksjonskostnad, gassturbin

Med 7% kalkulasjonsrente som eksempel blir kostnaden pr enhet produsert i kraftverket, øre/kWh:

$$Pgt = \frac{165}{T} \times 100 + 2,2 + 1,2 \times Bo$$

der T = Brukstid, t/år
Bo = Lettoljepris, kr/GJ

For konklusjoner vedrørende fastkraftkostnad for gassturbinverket i samspill med vannkraftsystemet henvises til avsn. 6.

4.7 Kostnadsutviklingen for varmekraft, januar 84 - januar 1986

Tabell 4.7-1, s.42 viser en sammenstilling av kostnadstall fra forrige rapport, januar 84, og fra denne rapport, januar 86.

Endringer fra januar 84 til januar 86 omfatter både innvirkningen av prisutviklingen i perioden, og innvirkningen av nyere kostnadsunderlag.

Om anleggskostnadene for 7% kalkulasjonsrente brukes som sammenlikningsgrunnlag, fremstår følgende endringer for perioden januar 84 - januar 86:

- Kullfyrt kondenskraftverk : Ca 12% nominell stigning
- Kjernekraftverk : Ca. 19% nominell stigning
- Gassturbinverk : Ingen stigning
- Gassfyrt kondenskraftverk : Ingen stigning, nominelt 2% nedgang siden forrige rapport

Stagnasjonen i gassturbinkostnadene skyldes et presset marked. I tillegg er aggregatstørrelsen øket noe.

Den tilsynelatende stagnasjonen for gassfyrt kondens skyldes at tallene for januar -84 var for høye. Her foreligger det nå bedre kostnadsgrunnlag enn tidligere. For jan. 84 var kostnadene forenklet anslått på basis av kullkraftverket.

5. KRAFTOVERFØRING

Kostnadene for kraftverksprosjekter i det foregående er referert utgående linje fra kraftstasjon, inklusive opptransformering.

5.1 Enhetskostnader for linjer

Utvalget har også innhentet kostnader for kraftoverføringsledninger. Disse kostnader vil bl.a. være avhengige av linjetype og terrengsforhold. Kostnadene, referert januar 1986, er anslått å ligge innenfor følgende grenser (kilde NVE-ESN):

132 kV ledninger,	Simplex	0.8 - 1.4 Mkr/km
132 " "	Duplex	1.1 - 2.0 "
300/420 kV ledninger,	Simplex	1.4 - 2.5 "
300/420 " " ,	Duplex	1.5 - 2.8 "
300/420 " " ,	Triplex	1.9 - 3.3 "

Ledninger fra 300 kV og 420 kV er kostnadsmessig omtrent like fordi 300 kV ledninger er forutsatt klargjort for senere overgang til 420 kV.

Kostnadsanslagene er basert på anvendelse av stålmaster. Ved anvendelse av tremaster for 132 kV linjer, Simplex, vil kostnadene bli noe lavere, området 0.75 - 1.1 Mkr/km.

Kostnadene er eksklusive renter, grunn- og skadeerstatninger til Televerket, men inkl. 10% investeringsavgift.

5.2 Overføringskostnader, hovednett

Energidirektoratet har i tillegg til beregninger av langtids grensekostnad (LGK) referert kraftstasjonsvegg også beregnet LGK ved ulike snitt i kraftsystemet (7), til alminnelig forsyning.

Av disse beregninger fremstår gjennomsnittlig overføringskostnad i hovednettet som følger, i øre/kWh:

Kalkulasjonsrente	5%	6%	7%
År 1986	4	4	5

5.3 Kreditering av overføringskostnad

Om et kraftverksprosjekt ligger spesielt sentralt i nettet, og i et underskuddsområde, kan kraften tenkes matet inn på et lavere nettnivå (132 kV) enn hovednettet. En kreditering for redusert overføringskostnad for hovednettet kan i så fall komme på tale, i forhold til beregnet gjennomsnittskostnad. I hvilken grad slik kreditering kan gjøres vil avhenge av omstendighetene omkring det enkelte prosjekt.

Kreditering for overføringskostnad kan eksempelvis være aktuelt for et sentralt plassert kullkraftverk i Østlandsområdet.

6. FASTKRAFTKOSTNADER

Fastkraftkostnadene for varmekraft i vannkraftsystemet avviker vanligvis fra kostnadene pr. produsert enhet i varmekraftverket. Dette skyldes at produksjonsevnen for vannkraftsystemet varierer med nedbørsmengden fra år til år. Varmekraftverket kan supplere vannkraftproduksjonen i nedbørssvake år, og derved foredle tilfeldig kraft til fastkraft.

6.1 Driftssimuleringer

Ved hjelp av driftssimuleringer er fastkraftkostnaden for varmekraft beregnet.

Driftsimuleringene er gjort med modellen JARSIM mot det norske kraftsystem slik en antar det vil være omkring 1995:

Ulike typer varmekraft er undersøkt:

- Kullkraft: 1 x 600 MW
- Kjernekraft: 1 x 1000 MW
- Gassturbinverk: 1 x 140 MW

Tabell 6.1-1 nedenfor angir hvilken tilgjengelighet som er benyttet:

Type	Installasjon MW	Tilgj.het (%) Vinter	Sommer
Kullkraft	1 x 600	85	49
Kjernekraft	1 x 1000	92	52
Gassturbin	1 x 140	85	85

Tabell 6.1-1: Tilgjengelighetsdata for driftsimuleringer.

Tallene for tilgjengelighet er utledet av årstilgjengeligheten, og er en funksjon av planlagte og ikke planlagte stopp. Årstilgjengeligheten for kullkraftverk er satt til 70%, mens den for kjernekraftverk er satt til 75%, og for gassturbiner til 85%. Forskjellen i tilgjengelighet sommer og vinter fremkommer ved at planlagt vedlikehold legges til sommeren. Gassturbiner vil få kort driftstid, og vedlikehold kan da legges til perioder med lavt antatt behov. Dette er begrunnelsen for at tilgjengeligheten for gassturbiner er satt så høyt.

Tallene for driftsavhengige kostnader og faste årskostnader er hentet ut fra avsn. 4.

Driftsavhengige kostnader for kullkraftverk er beregnet med utgangspunkt i en kullpris på 16 kr/GJ.

Gassturbinene er forutsatt å være lettolje-baserte med oljepris 31,5 og 40 kr/GJ. Begge disse priser er lave, men de angir variable driftskostnader henholdsvis under og over det dyreste importalternativ i datasettet. Man kan dermed angi sannsynligheten for at gassturbinkraft kan gi konkurransedyktige fastkraftkostnader i det norske vannkraftsystem. Spesielt for gassturbinkraft vil importmulighetene ha stor betydning for lønnsomheten. Det er her forutsatt gode importmuligheter.

For å redusere beregningsunøyaktigheten ved simulering av gassturbin-alternativer er det forutsatt en installasjon på 500 MW. Spesifikk kapitalkostnad er imidlertid som for enhetsstørrelsene på 1 x 140 MW.

Tabell 6.1-2 viser de beregnede fastkraftkostnader og varmekraftens optimale brukstid ved innpassing i det norske vannkraftsystem.

Beregningene er gjort med 5%, 6% og 7% kalkulasjonsrente. Kullpris = 16 kr/GJ.

Type	Installasjon MW	Brukstid timer/år	Utnyttelse i % av tilgj.het	Fastkraftkostn. (øre/kWh) 5%	6%	7%
Kullkraft	1 x 600	5750	94	28,2	29,0	30,4
Kjernekraft	1 x 1000	6400	97	23,6	25,6	27,9
Gassturbin	1 x 140 H	385	5,2	49,5	44,7	44,9
(lettolje)	1 x 140 L	205	2,8	57,3	57,8	52,4

Tabell 6.1-2. Fastkraftkostnad varmekraft, referert kraftst.vegg. Kullpris = 16 kr/GJ, L angir oljekostnad lik 31,5 kr/GJ, mens H angir oljekostnad lik 40 kr/GJ.

Brukstid og utnyttelse i % av tilgjengelighet er angitt for alternativet med 7% kalkulasjonsrente. Lavere rentekrav gir lavere optimal fastkraftbelastning, og for kullkraftverk og gassturbinverk fører dette til noe lavere brukstid.

Når det gjelder varmekraftverk fyrt med gass, utførte NVE omkring årskiftet 1985/86 en forstudie i samarbeide med Statoil om innpassing av gasskraft i det norske kraftsystem (8). Et av målene med studien var å finne kostnadstaket for gass levert til et kraftverk når det forutsettes at fastkraftkostnaden skal være konkurransedyktig med alternative genereringsformer. På figur 6.1-1 s. 47 er vist variasjonsområdet for gasskostnaden ved levering til et ufyrt kombinert anlegg dersom nåværende vannkraft,

kjernekraft eller kullkraft utgjør alternativene. Figur 6.1-2, s.48 viser tilsvarende kostnad for gassfyrt kondenskraftverk. Sammenholdt med fig. 3.3-1, s.46 fremgår det at dyr vannkraft vil falle ut ved lav gasskostnad.

6.2 Kommentarer

Beregningsforutsetninger:

- Fastkraftkostnadene er beregnet ved driftssimuleringer mot det norske kraftsystem, stadium ca. 1995. Fordi kraftsystemets karakter (reguleringsgrad etc.) endres lite ved de forskjellige stadier frem til dette tidspunkt skulle resultatene være gyldige selv om varmekraften introduseres ved andre tidspunkt.

- Varmekraften kan tenkes innpasset på to måter:

  a) som alternativ etter at vannkraftepoken er slutt
  b) som supplement til videre vannkraftutbygging

  Kullkraft og kjernekraft er kun vurdert i henhold til a). Det vil si at andre alternativ antas å gi høyere marginalkostnader enn det undersøkte. Gassturbinkraft kan imidlertid tenkes både ifølge a) som en overgang mot ren termisk grunnlastproduksjon, og ifølge b) til foredling av tilfeldigkraft i et system som fortsatt baseres på utbygging av vannkraft.

  For tilfelle a) vurderes den optimale sammenhengen mellom årlige driftskostnader og fastkraftnivå uten og med varmekraft innpasset i systemet.

  For tilfelle b) presses systemet uten og med varmekrafttilskuddet slik at korttidsgrensekostnad i systemet tilsvarer langtidsgrensekostnad for vannkraft. Fastkraftbidraget kan da bestemmes direkte.

  Dersom gassturbinkraft innpasses i henhold til metode a) vil marginalkostnaden for slik kraft for henholds-

vis 5, 6 og 7% kalkulasjonsrente og høy oljepris bli 37,2, 37,5 og 39,3 øre/kWh. Brukstiden blir da ca 700-800 timer/år. Dette gir lavere marginalkostnader og høyere brukstider enn om metode b) benyttes, men siden senere utbyggingsalternativer vil gi lavere fastkraftkostnad enn dette, vil en slik metode gi for gunstige verdier for gassturbinkraft. I denne situasjon bør gassturbinkraft derfor innpasses i henhold til metode b).

- Det understrekes at de beregnede fastkraftkostnader gjelder under forutsetning av at kraftsystemet hele tiden bygges ut samfunnsøkonomisk optimalt i forhold til forventet fastkraftetterspørsel. Dvs. at utvidelser av systemet ikke foretas før fastkraftbelastningen er slik at forventet kraftverdi for fastkraft i systemet (KGK) er lik fastkraftkostnaden for den aktuelle varmekraftkategori (LGK). Fordi varmekraftens fastkraftkostnad normalt er betydelig høyere enn dagens LGK for vannkraft forutsettes det dermed at systemet presses langt mer enn i dag (høyere fastkraftnivå), med derav følgende lavere leveringssikkerhet for fastkraft. Dersom en slik reduksjon i leveringssikkerheten ikke aksepteres, dvs. at det legges en nedre skranke på akseptabel leveringssikkerhet, vil fastkraftkostnaden, spesielt for gassturbiner, bli lavere.

- De beregnede kostnader er sterkt knyttet til den beskrivelsen som er gitt av utenlandsmarkedet. Spesielt er fastkraftkostnaden for gassturbinverk svært følsom for hvilke importmuligheter vi kan regne med i et tørrår, og til hvilken pris. Importen ligger generelt i et prisleie lavere enn driftskostnadene for gassturbiner. Når en denne gang kommer ut med en høyere fastkraftkostnad for gassturbiner enn ved 1984-beregningene, så skyldes det en mer optimistisk vurdering av importmulighetene fra Sverige i 90-årene enn sist, og at Nord-Norge er tatt med i vurderingen.

Det er i denne sammenheng nødvendig å understreke den store usikkerhet som knytter seg til beskrivelsen av utenlandsmarkedet, og at dette må tas hensyn til ved vurdering av den beregnede fastkraftkostnad for gassturbiner. Det må også nevnes at slik fastkraftkostnaden er beregnet må den oppfattes som en gjennomsnittskostnad for introduksjon av inntil 500 MW gassturbinverk.

- Tilsigsforholdene i Nord- og Syd-Norge er forskjellige. Et datasett som omfatter Nord-Norge vil derfor ikke få den samme kritiske tørrårssituasjon som når Syd-Norge betraktes alene. Dette bevirker at foredlingsgevinsten ved introduksjon av gassturbinkraft i denne rapporten blir mindre enn i 1984.

- Forutsatt økonomisk optimal tilpassing mellom produksjonskapasitet og fastkraftforpliktelse vil systemets marginale kraftverdi bare sjelden (i løpet av simuleringsperioden) ligge under utkoblingsprisen for kull- og kjernekraft. Disse vil dermed gå som grunnlastverk med liten foredlingsgevinst.

- Det er i disse beregningene ikke tatt hensyn til eventuelle effektsviktkostnader, på grunn av redusert effektbalanse. Disse vil, dersom de er av merkbar størrelse, gi høyere fastkraftkostnader for kull- og kjernekraft.

  Årsaken ligger i kull- og kjernekraftens relativt høye fastkraftbidrag i forhold til effektbidraget. Fastkraftbidraget til et 600 MW kullkraftverk er ca 4 TWh. Dette tilsvarer en økning i maksimal effektbelastning på ca 900 MW (brukstid: 4500 t). Dermed vil risikoen for effektsvikt i systemet, og tilhørende effektsviktkostnad, øke.

6.3 Konklusjoner av driftssimuleringene

Beregningene viser at både store enheter kullkraft (1x600MW) og store enheter kjernekraft (1x1000) synes å kunne gi fastkrafttilskudd til en kostnad som er konkurransedyktig med endel av de dyrere vannkraftprosjekter som inngår i beregningen for langtids grensekostnad, se fig. 3.3-1, s. 46.

Enheter av 1x1000 MW kjernekraft vil da gi det billigste fastkrafttilskudd av varmekraft alternativene

Gassturbinkraftverk basert på lettolje vil ikke være konkurransedyktig.

Ovenstående gjelder for 7% kalkulasjonsrente. Settes kalkulasjonsrenten til 5% er ikke varmekraften konkurransedyktig før omtrent all vannkraft er utbygd.

7. SAMMENFATTENDE KONKLUSJONER

- For et midlere vannkraftverk er nominell stigning i utbyggingskostnad anslått til 8%, basert på tilbudspriser jan. 86 i forhold til jan. 84. Dette lave tall skyldes et presset marked på entreprenørsiden, som har gitt liten stigning i tilbudspriser i perioden.

- Stigningen i langtids grensekostand (LGK) for vannkraft er imidlertid høyere. Om året 1990 legges til grunn har nominell stigning vært ca 13-14%. Denne høyere stigning skyldes at dyrere, mer beskårne prosjekter i sterkere grad er kommet med, og at utbyggere rimeligvis forutsetter en langsiktig kostnadsutvikling mer på linje med den almene prisutvikling.

- Stigningen i anleggskostnad for de varmekraftalternativ som var med i forrige kostnadsrapport er som følger:

  Kullfyrt kondenskraftverk: Ca 12% nominell stigning.

Gassfyrt kondenskraftverk: Ingen stigning, som rimeligvis skyldes at 84-anslaget var for høyt. Bedre kostnadsgrunnlag foreligger nå.

Kjernekraftverk: Ca 19% nominell stigning.

Gassturbiner: Ingen stigning. Skyldes rimeligvis et presset marked, og noe større aggregatstørrelse enn forrige gang.

- Langtids grensekostnad for vannkraftsystemet og fastkraftkostnader for varmekraft i vannkraftsytemet i 1986 kan sammenfattes som følger, referert kraftstasjonsvegg, øre/kWh:

Kalkulasjonsrente	5%	6%	7%
Vannkraft, LGK 1986	18,0	20,6	23,4
Kullkraft, 1x600 MW, 16 kr/GJ kullpris	28,2	29,0	30,4
Kjernekraft, 1x1000 MW	23,6	25,6	27,9
Gassturbin, 1x140 MW, 31,5 kr/GJ oljepr.	49,5	44,7	44,9
1x140 MW, 40,0 kr/GJ oljepr.	57,3	57,8	52,4

Det knytter seg endel forutsetninger og reservasjoner til disse tall, som angitt i foregående avsnitt. Tallene må leses med disse forhold for øyet.

- Med 7% kalkulasjonsrente, og kullpris på 16 kr/GJ viser beregningene at enheter på 1x600 MW kullkraft og 1x1000 MW kjernekraft synes å kunne gi fastkrafttilskudd til en kostnad som er konkurransedyktig med endel av de dyrere vannkraftprosjekter som inngår i grunnlaget for beregning av LGK.

  Av varmekraftalternativene ville 1x1000 MW kjernekraft kunne ha gitt det billigste tilskudd.

- Beregningene viser at med 7% kalkulasjonsrente, og lettoljepris på henholdsvis 31,5 og 40,0 kr/GJ, vil et begrenset innslag av gassturbiner ikke være konkurransedyktig med annen måte å foredle tilfeldigkraft på.

Hvilke forutsetninger som legges til grunn om fremtidig importmulighet er imidlertid helt avgjørende. Når en denne gang kommer ut med en høyere fastkraftkostnad for gassturbiner enn ved 1984-rapporten så skyldes dette en mer optimistisk vurdering av importmulighetene fra Sverige, og at Nord-Norge er tatt med i vurderingen.

- Med 5% kalkulasjonsrente synes ikke varmekraften konkurransedyktig før tilnærmet all vannkraft er utbygget.

- Ved lav gasskostnad vil dyr vannkraft falle ut.

8. REFERANSER

1. NVE-E publikasjon nr. 1/84: Kostnader for kraftverk-prosjekter, prisnivå januar 84.

2. NVE, VU-notat: Vannkraftpotensial, økonomiklasser. Mai 1986.

3. Statkraft, PB-notat, 19.3.86: Kostnadsutviklingen ved utbygging av vasskraftverk i årene 1984-85.

4. Statkraft, D-notat 9/86: Kostnadstall for termiske kraft-slag, januar 1986.

5. Statkraft, SV-84/10: Kostnadstall for termiske kraftslag, januar 1984.

6. NVE, EE- /86: Fastkraftkostnader for varmekraft innpasset i det norske system.

7. NVE, ES-6/86: Langtids grensekostnad for fastkraft. Indifferenskostand for fastkraft.

8. NVE-Statoil: Forstudie av gassbasert elproduksjon. Sammendragsrapport 28.2.86.

Tabell 3.1-1

NYTTBAR VASSKRAFT PR. 1. 1. 1986

(MIDLERE ÅRSPRODUKSJON I GWH)

	UTBYGD	UNDER UTBYGGING	KONS SØKT	FORHÅNDS-MELDT	REST	VEDTATT TIL 1985	VERNET VARIG	TOTALT
ØSTFOLD	4123.9	9.0	0.0	0.0	24.6	0.0	20.0	4177.5
AKERSHUS	899.0	0.0	3.0	0.0	10.4	74.1	0.0	986.5
OSLO	19.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	19.5
HEDMARK	2268.5	12.3	254.4	17.8	709.4	993.6	1635.0	5891.0
OPPLAND	4750.4	520.0	2607.6	318.5	986.4	231.2	1777.1	11191.2
BUSKERUD	8796.2	6.0	119.1	19.7	1582.1	92.9	762.8	11378.8
VESTFOLD	16.3	0.0	0.0	0.0	166.0	34.0	0.0	216.3
TELEMARK	11635.1	110.0	204.4	126.8	658.9	132.9	417.6	13285.7
AUST-AGDER	3836.4	260.0	1061.4	114.8	808.8	76.2	48.0	6205.6
VEST-AGDER	8018.7	2.6	57.6	114.1	1053.3	480.7	250.0	9977.0
ROGALAND	8892.9	566.0	220.0	708.6	1843.6	1093.0	10.0	13334.1
HORDALAND	12969.0	601.8	597.6	297.1	2767.1	1362.0	3839.0	22433.6
SOGN OG FJORDANE	9738.5	1608.0	2128.1	1014.0	2563.7	2554.0	266.0	19872.3
MØRE OG ROMSDAL	5324.7	36.9	951.2	271.3	1181.9	1082.5	500.0	9348.5
SØR-TRØNDELAG	3833.6	207.0	108.3	217.0	509.7	1403.4	15.0	6294.0
NORD-TRØNDELAG	2253.6	105.8	370.0	810.0	1108.8	917.0	119.0	5684.2
NORDLAND	11387.4	741.1	4100.3	2295.7	3073.7	546.6	237.0	22381.8
TROMS	2420.9	0.0	0.0	175.2	433.0	688.6	1150.0	4867.7
FINNMARK	709.8	625.0	72.4	2.7	409.3	210.0	632.0	2661.2
HELE LANDET	101894.4	5411.5	12855.4	6503.3	19890.7	11972.7	11678.5	170206.5

NYTTBAR VANNKRAFT PR 01.01.86

(tallene angir midlere årsproduksjon)

U)	Utbygd		101,9 TWh
K)	Konsesjon gitt (under utbygging)		5,4 "
S)	Konsesjon søkt:		
	Otta	2,4 TWh	
	Tovdal	0,9 "	
	Stryn	1,0 "	
	Gaular	1,1 "	
	Rauma	0,8 "	
	Svartisen	3,8 "	
	Andre [1]	3,8 "	12,8 "
F)	Forhåndsmelding [2] gitt:		
	Nausta	0,7 TWh	
	Sanddøla	0,8 "	
	Vefsna	1,6 "	
	Andre [1]	3,4 "	6,5 "
R)	Rest, ikke vernet		19,9 "
V1)	Vernet til 1985 [3]		12,0 "
V2)	Varig vernet [3]		11,7 "
Sum undersøkt vannkraftpotensial:			170,2 TWh

1) Prosjekter mindre enn 0,5 TWh
2) Om planlegging i henhold til vassdragsreguleringslovens §4a
3) Stortingets vedtak av 06.04.1973 og 30.10.1980

Tabell 3.1-2 Nyttbar vannkraft pr 01.01.86 (midlere produksjonsevne i TWh/år). Produksjonsevne for en del planlagte anlegg.

FYLKE/KATEGORI	UTBYGD	IKKE UTBYGD/ØKONOMIKLASSE 1	2	3	4	5	6	SUM	TOTALT
ØSTFOLD	4123,9	0,0	20,0	5,6	4,8	23,2	0,0	53,6	4177,5
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	2268,5	19,9	1127,0	1865,9	344,5	151,9	113,3	3622,5	5891,0
OPPLAND	4750,4	1270,0	1987,1	877,7	1587,8	649,6	68,6	6440,8	11191,2
BUSKERUD	8796,2	6,0	513,0	1152,0	317,4	110,2	484,0	2582,6	11378,8
VESTFOLD	16,3	131,0	0,0	0,0	34,0	35,0	0,0	200,0	216,3
TELEMARK	11635,1	225,5	431,1	613,8	105,5	274,7	0,0	1650,6	13285,7
AUST-AGDER	3836,4	54,2	1062,6	723,3	430,1	83,6	15,4	2369,2	6205,6
VEST-AGDER	8018,7	114,0	244,1	1149,9	214,3	120,5	115,5	1958,3	9977,0
ROGALAND	8892,9	617,0	1888,3	1046,2	767,2	111,3	11,2	4441,2	13334,1
HORDALAND	12969,0	1524,5	4571,8	2326,4	615,4	350,5	76,0	9464,6	22433,6
SOGN OG FJORDANE	9738,5	1966,9	2372,1	2909,7	2323,6	400,7	160,8	10133,8	19872,3
MØRE OG ROMSDAL	5324,7	30,8	1143,7	1221,4	1113,0	501,0	13,9	4023,8	9348,5
SØR-TRØNDELAG	3833,6	49,0	238,1	834,4	986,5	116,4	236,0	2460,4	6294,0
NORD-TRØNDELAG	2253,6	715,2	385,0	1620,0	449,4	255,4	5,6	3430,6	5684,2
NORDLAND	11387,4	509,1	2467,6	3698,2	2591,7	1360,3	367,5	10994,4	22381,8
TROMS	2420,9	0,0	0,0	1165,6	805,2	270,0	206,0	2446,8	4867,7
FINNMARK	709,8	835,0	0,0	17,7	511,1	264,1	323,5	1951,4	2661,2
HELE LANDET	101894,4	8068,1	18451,5	21227,8	13219,2	5148,2	2197,3	68312,1	170206,5
KONSESJON GITT		939,9	1020,2	2496,4	354,8	600,2	0,0	5411,5	
KONSESJON SØKT		181,2	6915,4	2395,3	2301,7	928,3	133,5	12855,4	
FORHÅNDSMELDT		395,9	1595,6	1925,3	2125,1	190,9	270,5	6503,3	
REST		981,1	4544,2	5797,7	4579,4	2424,7	1563,6	19890,7	
VERNET TIL 1985		2787,0	1514,1	4490,8	2336,6	614,5	229,7	11972,7	
VARIG VERNET		2783,0	2862,0	4122,3	1521,6	389,6	0,0	11678,5	

Tabell 3.1-3 Nyttbar vannkraft pr 01.01.86 (midlere produksjonsevne i GWh/år). Fylkesvis fordeling. Gjenværende vannkraft fordelt på økonomiklasser.

2190p/HH

Installasjon	MW	1x1000	
Kalkulasjonsrente		5	7
Anleggskostnader	Kr/KW	10.070	10.020
Investeringsavgift	"	840	840
Byggetidsrente	"	2.085	3.030
Sum anleggskostnad, avr.	kr/kW	13.000	13.900

Tabell 4.2.1-1:
Anleggskostnader for kjernekraftverk
Pengeverdi januar 86, 5% og 7% kalkulasjonsrente.

Installasjon	MW	1x1000	
Kalkulasjonsrente	%	5	7
Kapitalkostnad, 25 år, inkl. avviklingskostnad	kr/kWår	920	1.190
Faste driftskostnader	"	160	160
Fast andel, brensel	"	26	33
Avvikling	"	15	10
Sum faste årskostnader	kr/kWår	1.120	1.400

Tabell 4.2.1-2:
Faste årskostnader for kjernekraftverk, pengeverdi januar 1986, 5% og 7% kalkulasjonsrente, 25 år avskrivningstid.

Installasjon	MW	1x~~75~~ 300		1x600	
Kalkulasjonsrente	%	5	7	5	7
Anleggskostnad	kr/kW	7.200	7.210	5.770	5.770
Investeringsavgift	"	600	600	480	480
Byggetidsrenter	"	1.040	1.490	830	1.190
Sum anleggskostnad, avrundet	kr/kW	8.900	9.300	~~8.900~~ 7440	~~9.300~~ 8300

Tabell 4.3.1-1
Anleggskostnader for kullfyrt kondenskraftverk.
Pengeverdi januar 86, 5% og 7% kalkulasjonsrente.

Installasjon	MW	1x300		1x600	
Kalkulasjonsrente	%	5	7	5	7
Kapitalkostnad, 25 år	kr/kWår	630	800	505	640
Vedlikehold og personal	"	190	190	140	140
Lagerhold brensel	"	30	30	30	30
Sum, faste kostn. avrundet	kr/kWår	850	1020	675	810

Tabell 4.3.1-2: Faste årskostnader for kullfyrt kondenskraftverk. Pengeverdi januar 86, 5% og 7% kalkulasjonsrente, 25 års avskrivningstid.

Installasjon	MW	1x350		1x600	
Kalkulasjonsrente	%	5	7	5	7
Anleggskostnader	kr/kW	4.600	4.600	3.650	3.650
Investeringsavgift	"	380	380	305	305
Byggetidsrenter	"	585	835	470	670
Sum anleggskostnad, avrundet	kr/kW	5.600	5.800	4.500	4.700

Tabell 4.4.1-1:
Anleggskostnader for gassfyrt kondenskraftverk.
Pengeverdi januar 1986. 5% og 7% kalkulasjonsrente.

Installasjon	MW	1x350		1x600	
Kalkulasjonsrente	%	5	7	5	7
Kapitalkostnad i 25 år	kr/kWår	395	500	315	400
Vedlikehold og personal	"	75	75	55	55
Brensel	"	15	15	15	15
Sum, faste årskostnader	kr/kWår	485	590	385	470

Tabell 4.4.1-2:
Faste årskostnader for gassfyrt kondenskraftverk.
Pengeverdi januar 1986. 5% og 7% rente, 25 års avskrivning.

Installasjon	MW	1x420	
Kalkulasjonsrente	%	5	7
Anleggskostnader	kr/kW	3.240	3.240
Investeringsavgift	"	270	270
Byggetidsrente	"	365	320
Sum anl.kostnad, avrundet	kr/kW	3.900	4.100

Tabell 4.5.1.-1:
Anleggskostnader for gassfyrt kombiverk. Pengeverdi januar 1986. 5% og 7% kalkulasjonsrente.

Installasjon	MW	1x420	
Kalkulasjonsrente	%	5	7
Kapitalkostnad, 25 år	kr/kWår	275	345
Vedlikehold og personal	"	80	80
Brensel	"	15	15
Sum faste årskostn.	kr/kWår	370	440

Tabell 4.5.1-2:
Faste årskostnader for gassfyrt kombiverk.
Pengeverdi januar 1986.
5% og 7% kalkulasjonsrente.

Installasjon	MW	1x140	
Kalkulasjonsrente	%	5	7
Anleggskostnad	kr/kW	1.460	1.460
Investeringsavgift	"	120	120
Byggetidsrente	"	80	110
Sum anleggskostnad, avr.	kr/kW	1.670	1.700

Tabell 4.6.1-1:
Anleggskostnad for 1x140 MW
gassturbinverk, lettoljedrift.
Pengeverdi januar 1986, 5% og 7% kalkulasjonsrente.

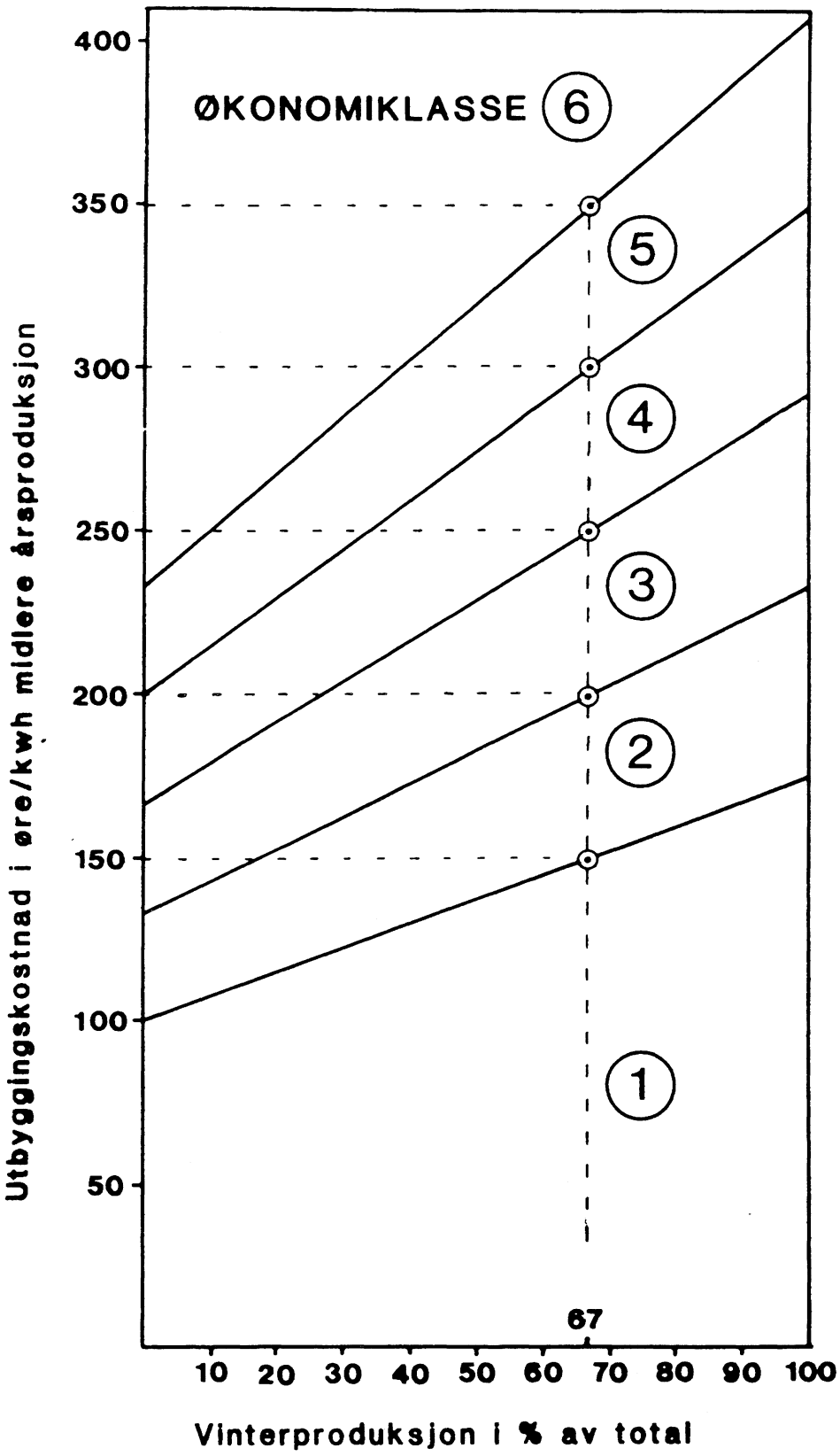
Installasjon	MW	1x140	
Kalkulasjonsrente	%	5	7
Kapitalkostnad,			
25 år, 7%	kr/kWår	120	145
Faste driftskostnader	"	20	20
Sum faste årskostnader	kr/kWår	140	165

Tabell 4.6.1-2:
Faste årskostnader for 1x140 MW gassturbinverk.
Pengeverdi januar 86, 25 år, 5% og 7% kalkulasjonsrente.

		Jan. 84	Jan. 86	Nominell økning
Kullfyrt kondens, 1 x 600 MW				
Anleggskostnad	kr/kW	6700	7500	12%
Fast årskostnad	kr/kWår	720	810	
Driftsavh. kostnad eks. brensel	øre/kWh	2.6	2.8	
Gassfyrt kondens, 1 x 600 MW				
Anleggskostnad	kr/kW	4800	4700	-2%
Fast årskostnad	kr/kWår	480	470	
Driftsavh. kostnad eks. brensel 1	øre/kWh	0.9	0.5	
Kjernekraft, 1 x 1000 MW				
Anleggskostnad	kr/kW	11700	13900	19%
Fast årskostnad	kr/kWår	1195	1400	
Driftsavh. kostn. inkl. brensel	øre/kWh	6.5	6.5	
Gassturbinverk				
Innstallasjon	MW	1 x 123	1 x 140	0
Anleggskostnad	kr/kWh	1700	1700	
Fast årskostnad	kr/kWår	160	165	
Driftsavh. kostn. eks. brensel	øre/kWh	2.0	2.2	

Tabell 4.7-1: Sammenlikning mellom kostnadstall for varmekraft, januar 84 - januar 86, 7% kalkulasjonsrente.

FIG. 3.1-1



ØKONOMIKLASSIFISERING PR. 1.1. 1986

NVE - VU, 86.

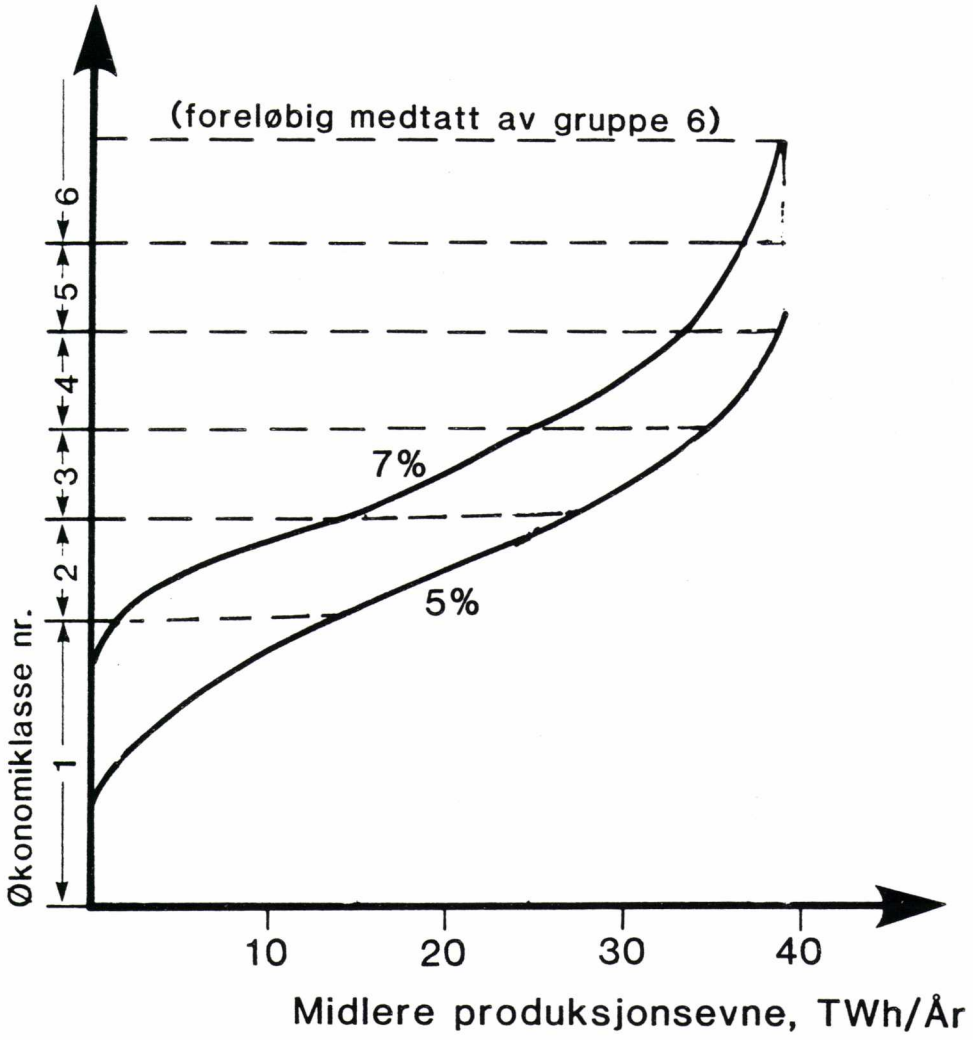


Fig. 3.1-2 : Gjenværende nyttbar vannkraft fordelt på økonomiklasser ved 5% og 7% kalkulasjonsrente

VANNKRAFTVERK

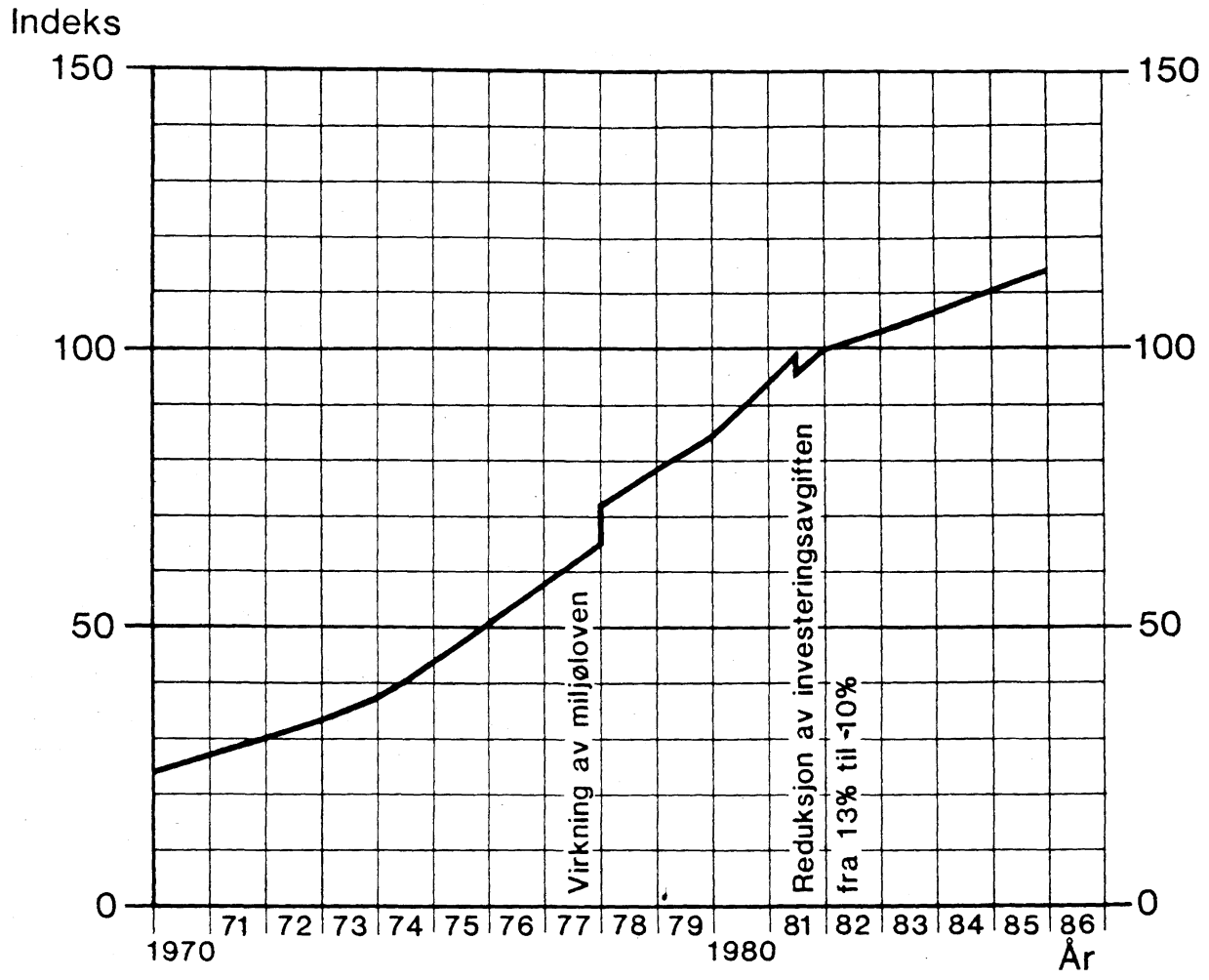


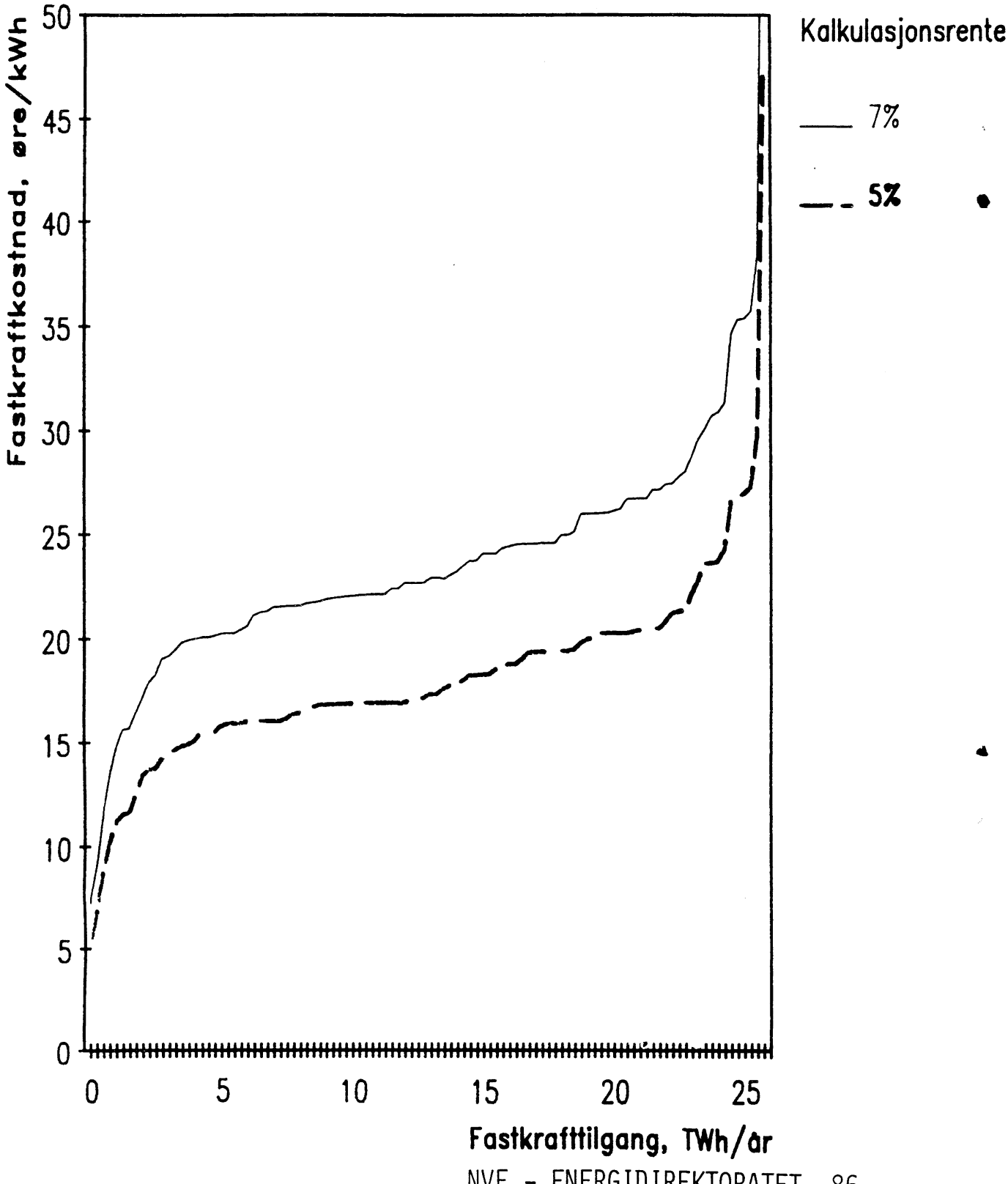
Fig. 3.2-1:

Kostnadsindeks for vannkraft (totalt), nominell pengeverdi
Basisår = 1982 (Jan 82 = 100)

STATKRAFT, 86.

Tegn. 024

Fig 3.3-1: Fordeling av fastkraftkostnaden m.h.t. fastkrafttilgangen fra vannkraftprosjekter som er med i LTGRK-rapporten ES-6/86.
Fastkrafttilgangen er 25,8 TWh/år



NVE - ENERGIDIREKTORATET, 86.

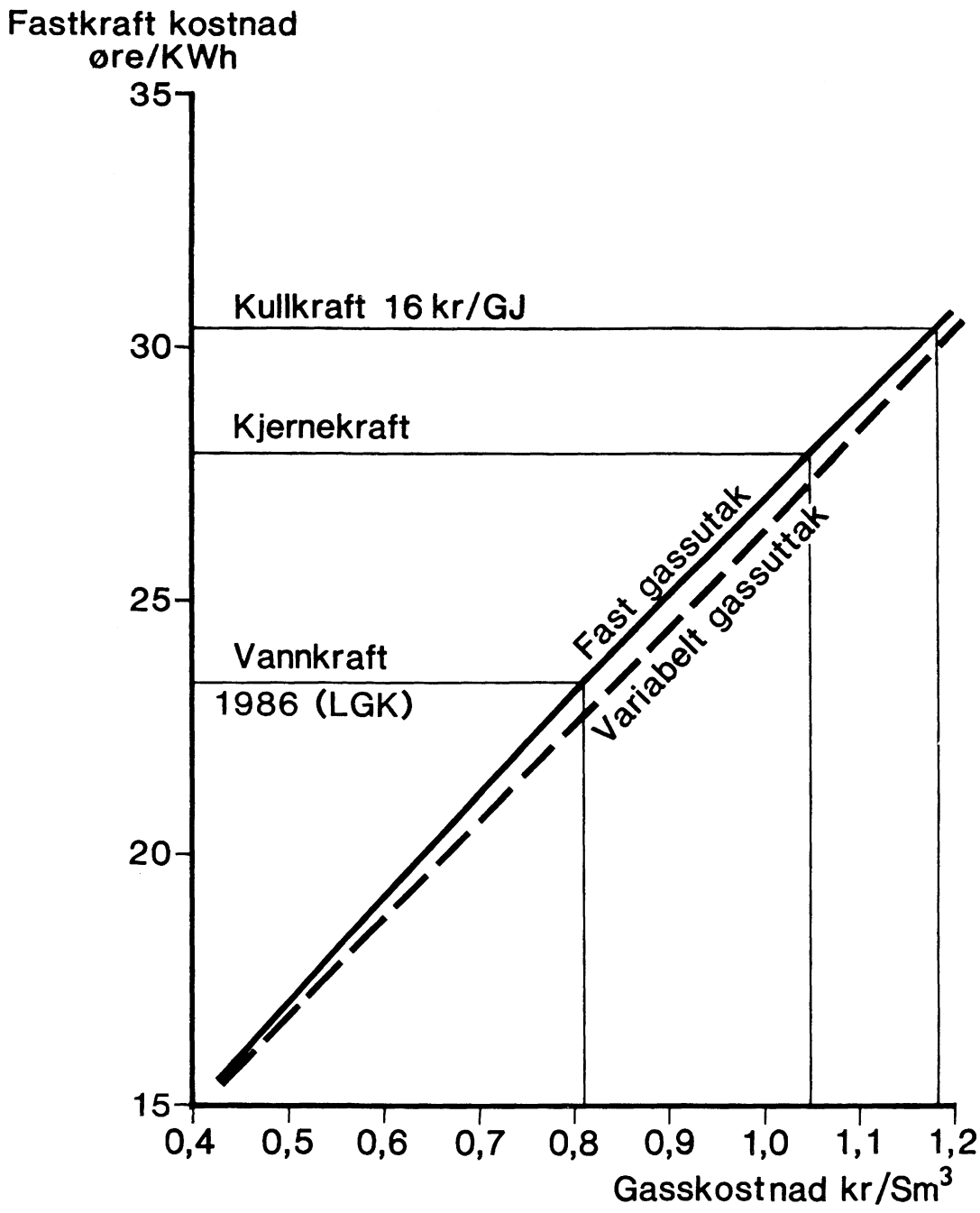


Fig. 6.2-1:

Midlere kraftkostnad avh. av gasskostnad i system norge ca. 1995 med 800 MW gasskraft, basert på ufyrt kombinert anlegg

Pengeverdi jan 86. kalkulasjonsrente 7%

Tegn. 031

ES, 86-6
NVE - ENERGIDIREKTORATET

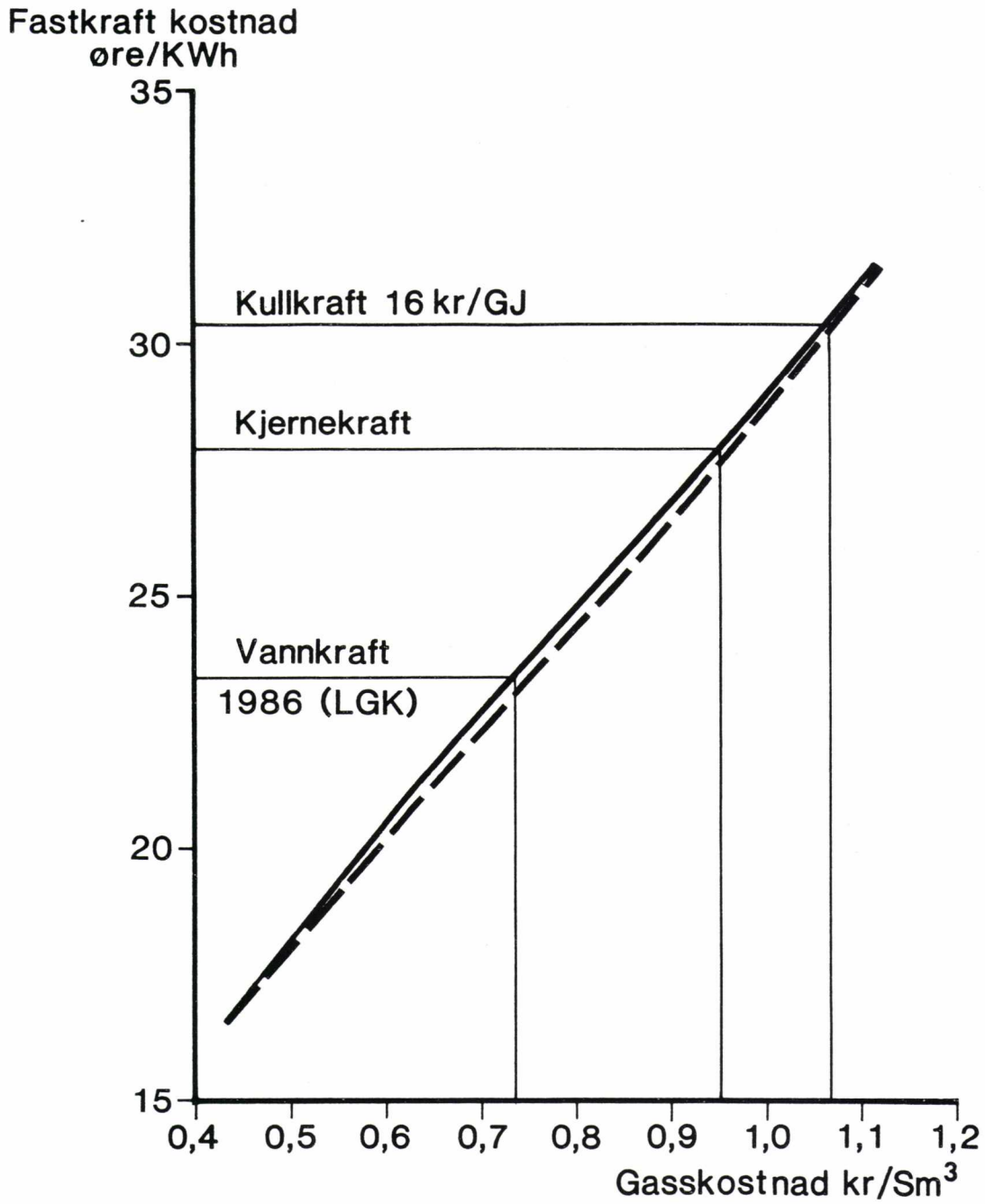


Fig. 6.1-1:

Midlere kraftkostnad avh. av gasskostnad i system norge ca. 1995 med 800 MW gasskraft, basert på på kondenskraftverk

Pengeverdi jan 86. kalkulasjonsrente 7%

Tegn. 032

ES, 86-6
NVE - ENERGIDIREKTORATET