

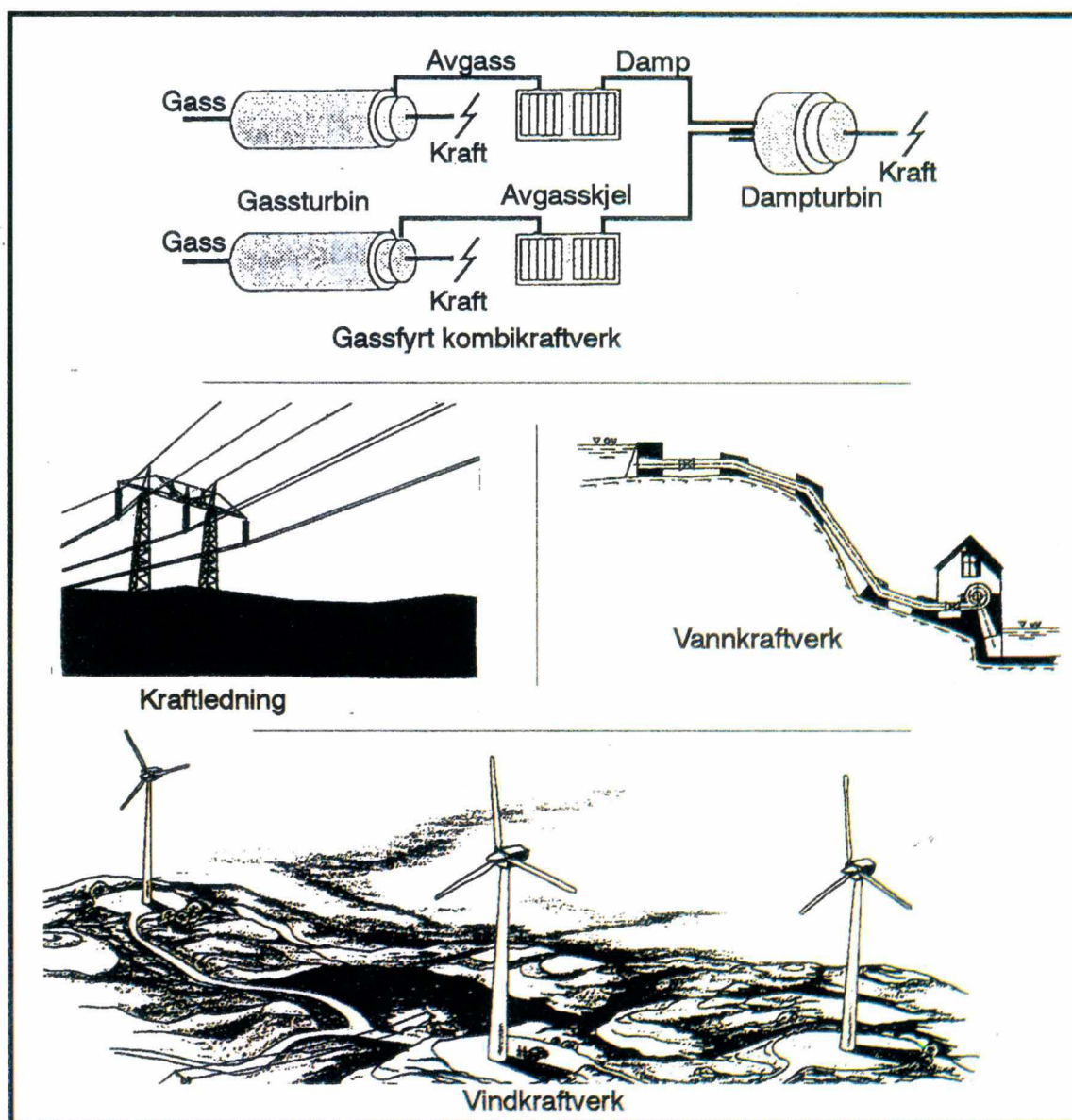


NVE
NORGES VASSDRAGS-
OG ENERGIVERK

Erling Solberg (red.)

KOSTNADER FOR KRAFTVERKSPROSJEKTER PR. 01.01. 1994

Pengeverdi og prisenivå januar 1994



ENERGIAVDELINGEN

NORGES
VASSDRAGS- OG ENERGIDIREKTORAT
BIBLIOTEK

PUBLIKASJON

Nr 22
1995



NVE
NORGES VASSDRAGS-
OG ENERGIVERK

TITTEL KOSTNADER FOR KRAFTVERKSPROSJEKTER PR. 01.01.1994.	PUBLIKASJON
	DATO Oktober 1995
FORFATTER Erling Solberg (red.) Jan Slapgård Thore Jarlset Mats Rydehell	ISBN: 82-410-0244-0
	ISSN: 0802-2569

SAMMENDRAG

Energiavdelingen i NVE legger med dette fram en oppdatert versjon av rapport om kostnader for kraftverksprosjekter. Kostnadene er nå referert januar 1994. Forrige kostnadsrapport utkom i desember 1993 med januar 1992 som referanse pengeverdi.

Rapporten gir spesifikke utbyggings- og driftskostnader for kraftverkstyper som kan bli aktuelle i det norske kraftsystem i de nærmeste årene, eller kan ha interesse som referansegrunnlag for kraftsystemet. I tillegg gis det spesifikke investeringskostnader for enkelte typer kraftlinjer og kabelanlegg.

Som forvaltningsetat og konsesjonsmyndighet på energiområdet er NVE interessert 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 - Biblioteket.

ABSTRACT

The Norwegian Water Resources and Energy Administration's Energy Department has updated costs of power plant schemes. The costs are referred to January 1994.

The report gives specific development and operating costs of different types of power plant schemes that are either expected to be implemented within the next few years, or may be of interest as a reference for the Norwegian power system. Some unit costs of particular power transmission lines and cables are also given.

EMNEORD /SUBJECT TERMS

Kostnader kraftverksprosjekter/
Costs of power plant schemes

ANSVARLIG UNDERSKRIFT

Erling Diesen
Vassdrags- og energidirektør

NORGES
VASSDRAGS- OG ENERGIDIREKTORAT
BIBLIOTEK

INNHOLDSFORTEGNELSE

1. INNLEDNING	3
2. ALLMENT OM KOSTNADSTALL FOR KRAFTVERKSPROSJEKTER	5
2.1 Kostnadspostene	5
2.2 Forutsetninger og parametere.	5
2.3 Brenselpriser og avgifter.	6
2.4 Teknologiutvikling og virkningsgrader	9
2.5 Avgassrensing	10
3. VANNKRAFT	12
3.1 Vannkraftpotensialet	12
3.2 Kostnader.	13
3.3 Kostnadsutviklingen for et midlere norsk vannkraftverk, januar 1992 til januar 1994. . .	14
4. VARMEKRAFT	16
4.1 Allment om kostnadsgrunnlaget.	16
4.2 Gassfyrt kombinert anlegg, uten tilleggsfyring.	16
4.2.1 Brenselkostnad for gasskraftverk.	19
4.3 Kullfyrt kondenskraftverk.	20
4.3.1 Brenselkostnad for kullkraftverk.	21
4.4 Kjernekraftverk.	21
4.4.1 Brenselkostnad for kjernekraftverk.	22
4.5 Gassturbinverk.	22
4.5.1 Brenselkostnad for gasskraftverk.	23
4.6 Industriell kraftproduksjon.	23
4.6.1 Brenselkostnad for industriell kraftproduksjon.	25
4.7 Brukstilid for varmekraftverk.	25
4.8 Produksjonskostnad for varmekraft.	26
4.9 Kostnadsutvikling for varmekraft, jan. 92 til jan. 94.	28
4.10 Miljøforhold og brenseldata ved varmekraftproduksjon.	29
4.11 Innpassing av gasskraft - Systemmessige vurderinger.	33
4.12 Kraftoverføringsanlegg.	35
5. NYE FORNYBARE ENERGIKILDER	38
5.1 Potensial og integrasjonskostnader.	38
5.2 Vindenergi	40
5.3 Bioenergi	42
5.4 Solenergi.	44
REFERANSER	46
VEDLEGG A: Vannkraftpotensialet pr 1.1.1995 fordelt på utbyggingskostnader	48
VEDLEGG B: Økonomiklassifisering av gjenværende nyttbar vannkraft pr 01.01.1994	49

1. INNLEDNING

Rapporten er en oppdatering av kostnadstall for vannkraft, varmekraft og nye fornybare energikilder, pengeverdi januar 1994. Forrige kostnadsrapport utkom i desember 1993, med januar 1992 som referanse pengeverdi.

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

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

Jan Slapgård, NVE-ER	Kap 3, vannkraft
Jan Sandviknes, KNE	Kap 4, varmekraft og avsnitt 2.3
Mats Rydehell, NVE-ME	Kap 5, nye fornybare energikilder
Thore Jarlset, NVE-ER	Simuleringsberegninger, databehandling
Erling Solberg, NVE-ER	Koordinering, sammenfatning (red.)

Utbyggingskostnaden for et midlere norsk vannkraftverk anslås å ha steget med nominelt 1,5% i perioden 1992-1994.

Av gjenværende vannkraftprosjekter som det er adgang til å søke konsesjon for, kan 20 TWh bygges ut til en kostnad under 35 øre/kWh med en gjennomsnittlig fastkraftkostnad på 22 øre/kWh. Vannkraftprosjektene er kostnadsberegnet med 40 års økonomisk levetid og en kalkulasjonsrente lik 7%.

For varmekraft omfatter alternativene gassfyrte kombinerte anlegg, kullfyrte kondenskraftverk, kjernekraftverk, lettolfefyrt/propanfyrt gassturbinverk og industriell kraftproduksjon. Sammenliknet med anleggskostnadene i forrige rapport har stigningen i perioden vært:

- 4% for gassfyrte kombinerte anlegg
- 2% for kullfyrte kondenskraftverk
- 2% for kjernekraftverk
- 7% for gassturbinverk for effektsikring/tørrårssikring
- 6% for industriell varmekraft og
- 4% for industriell mottrykkskraft

Variasjonen i kostnadsøkningen for de ulike varmekrafttyper antas å ha sin årsak i den aktuelle markedssituasjonen. Økende krav til miljø og sikkerhet er kostnadsdrivende, mens teknologiutviklingen for store gassfyrte kombinerte anlegg gir kostnadsreduksjoner. Utviklingen når det gjelder teknologi og kostnader for store kombinerte anlegg forutsettes fulgt opp nærmere i senere oppdateringsrapporter ved innhenting av budsjettpriser på nøkkelferdige anlegg.

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

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

2. ALLMENT OM KOSTNADSTALL FOR KRAFTVERKSPROSJEKTER

2.1 Kostnadspostene.

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

For varmekraft angis anleggskostnadene som NOK/kW installert effekt, ref. kraftstasjonens vegg.

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

- Faste årskostnader ($\text{NOK/kW}_{el}/\text{år}$)
- Driftsavhengige kostnader, ekskl. brensel (øre/kWh_{el})
- Brenselkostnad, inkl eventuelle miljøavgifter (øre/kWh_{el}).

2.2 Forutsetninger og parametre.

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

Kostnadene er regnet i faste kroner, pengeverdi januar 1994.

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 år |
| • Gassfyrt kombinert anlegg | 3 år |
| • Gassturbinverk, 1x150 MW | 2 år |

Kalkulasjonsrenten (realrente) er for beregningene 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 7% i henhold til gjeldende bestemmelser. 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 byggher-

ren. Det er antatt ca 0,8 av full avgift for vannkraft, ca 0,85 for varmekraft.

Miljøulempen utover det som kommer med i kostnadstallene inngår ikke.

2.3 Brenselpriser og avgifter.

Miljø-og energiavgifter som i de senere år er lagt på forskjellige brenseltyper medfører en økende kostnad for brukerne. I hvilken grad disse avgifter også vil bli lagt på brensel som anvendes til strømproduksjon i større anlegg er usikkert.

I Norge utgjør svovelavgiften 7 øre/liter olje og 0.25 % vektandel svovel (1 % svovel gir en avgift på 28 øre/liter). Bindes svovelet i produkter eller renses fra røkgassene, kan svovelavgiften reduseres etter søknad.

CO₂ avgiften er 41 øre/liter (ca 4,0 øre/kWh_v) for mineraloljer og 41 øre/kg (ca.5,3 øre kWh_v) for kull. Kull anvendt i prosesser er fritatt for avgift.

Nedenfor er det for sammenligning angitt brenselpriser og energiavgifter for forskjellige brenseltyper i de nordiske land. Dataene er hentet fra NORDVARME-Bulletin mai 1994 (9).

Prisene og avgiftene er angitt i norske øre/kWh_v. Indeksen (_v) er benyttet i denne utredning for å angi at man mener brenselets energiinnhold regnet på nedre brennverdi. Indeksen (_{el}) benyttes hvor man mener produsert elektrisitet.

For storkunder kan brenselprisene være lavere enn hva som er angitt i tabellene nedenfor og de ulike brukergrupper kan i varierende grad være omfattet av fritaksordninger for avgifter.

Gasspris for norske brukere (Karmøy) vil etter oppgave fra Gassnor ligge i området 10-20 øre/kWh_v, avhengig av konverteringskostnader og forbruk.

Tabell 2.3.1: Priser og avgifter for lettolje i Norden (0,2% svovel).

	Priser i øre/kWh _v				
Land	Norge	Danmark	Sverige	Finland	Island
Brenselpris	14,4	12,4	13,0	14,5	16,1
Energiavgift	0,0	16,2	5,2	1,6	0,0
CO ₂ avgift	4,0	2,8	8,7	0,0	0,0
SO ₂ -NO _x avgift	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0
Totalpris	19,1	31,4	26,9	16,1	16,1

Tabell 2.3.2: Priser og avgifter for tungolje i Norden (0,7 % svovel i Norge, Sverige og Island og 1,0% i Danmark og Finland).

	Priser i øre/kWh _v				
Land	Norge	Danmark	Sverige	Finland	Island
Brenselpris	9,0	7,0	7,7	8,5	10,7
Energiavgift	0,0	15,8	4,8	1,4	0,0
CO ₂ avgift	4,0	3,0	8,0	0,0	0,0
SO ₂ -NO _x avgift	2,0	0,0	1,6	0,0	0,0
Totalpris	15,0	25,8	22,1	9,9	10,7

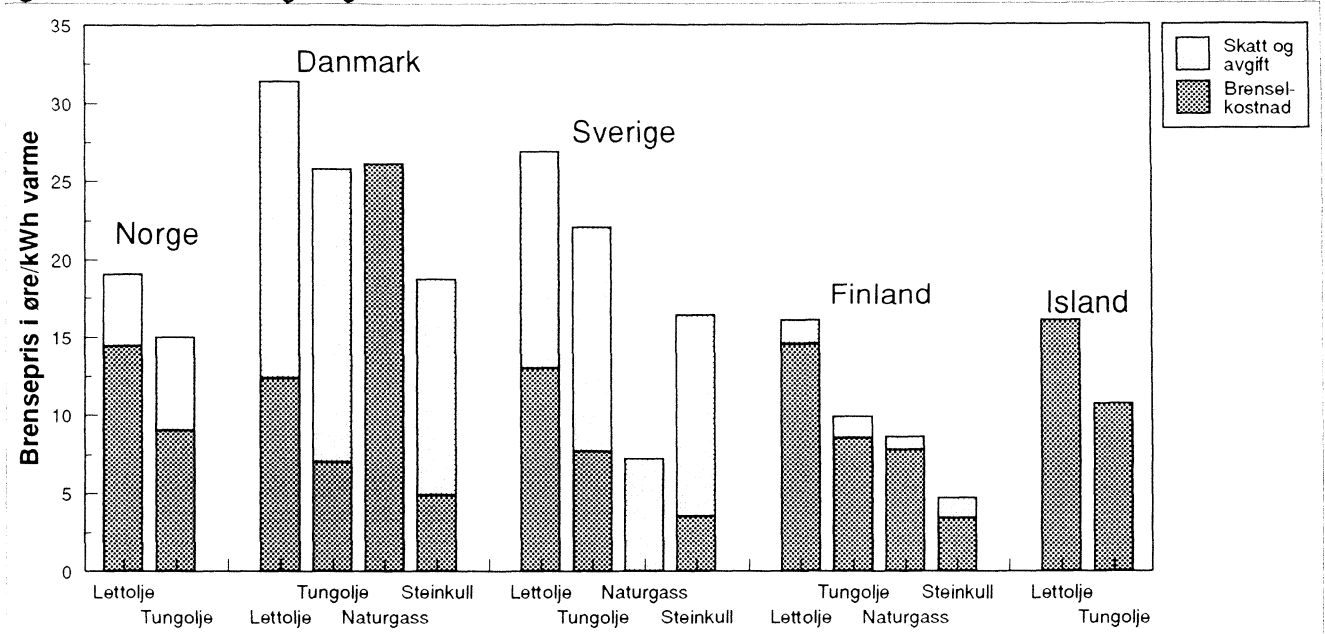
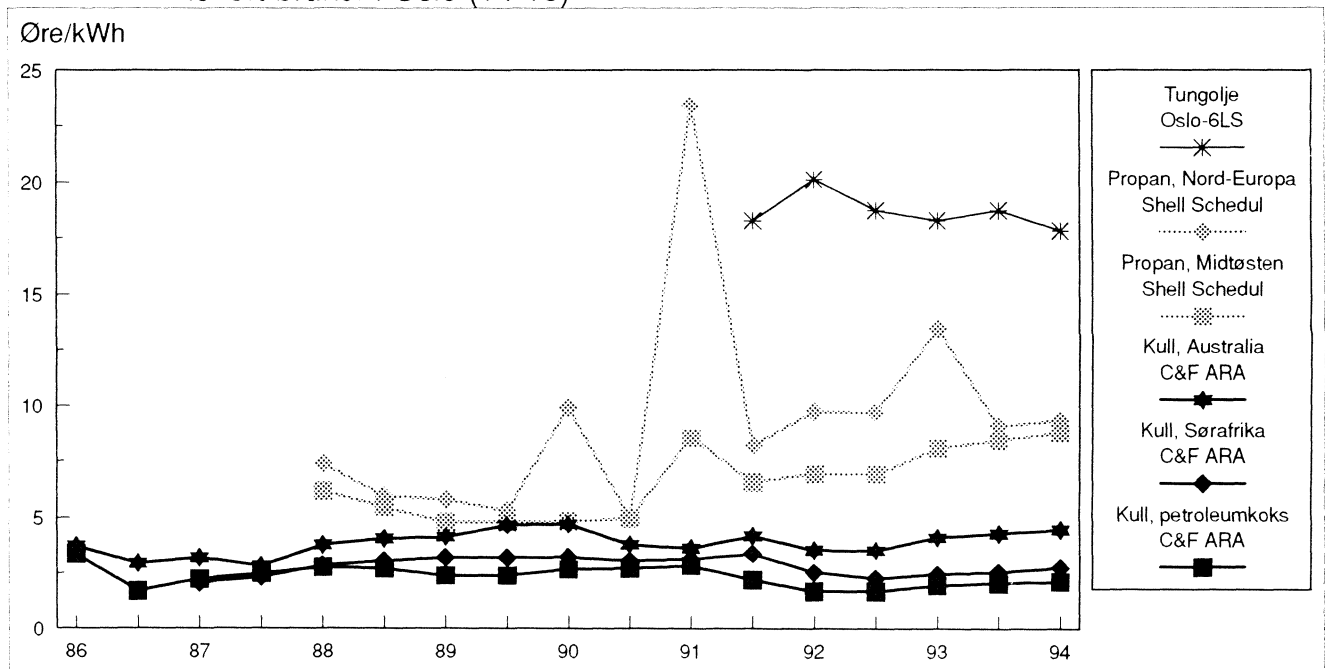
Tabell 2.3.3: Priser og avgifter for naturgass i Norden

	Priser i øre/kWh _v				
Land	Norge	Danmark	Sverige	Finland	Island
Brenselpris		26,1		7,8	
Energiavgift		0,0	1,6	0,8	
CO ₂ avgift		0,0	6,4	0,0	
SO ₂ -NO _x avgift		0,0	-0,8	0,0	
Totalpris		26,1		8,6	

Tabell 2.3.4: Priser og avgifter for steinkull (storforbrukere) i Norden (0,9 % svovel)

	Priser i øre/kWh _v				
Land	Norge	Danmark	Sverige	Finland	Island
Brenselpris		4,9	3,5	3,4	
Energiavgift		10,3	2,8	1,3	
CO ₂ avgift		3,6	9,6	0,0	
SO ₂ -NO _x avgift		0,0	0,5	0,0	
Totalpris		18,8	16,4	4,7	

Verdiene angitt i tabellene 2.3.1-2.3.4 er grafisk vist i figur 2.3.5.

Figur 2.3.5: Priser og avgifter for brensel i Norden**Figur 2.3.6:** Priser for propan og kull levert CIF havn i Nord-Europa, samt tungolje 6LS levert bruker i Oslo (14-15)

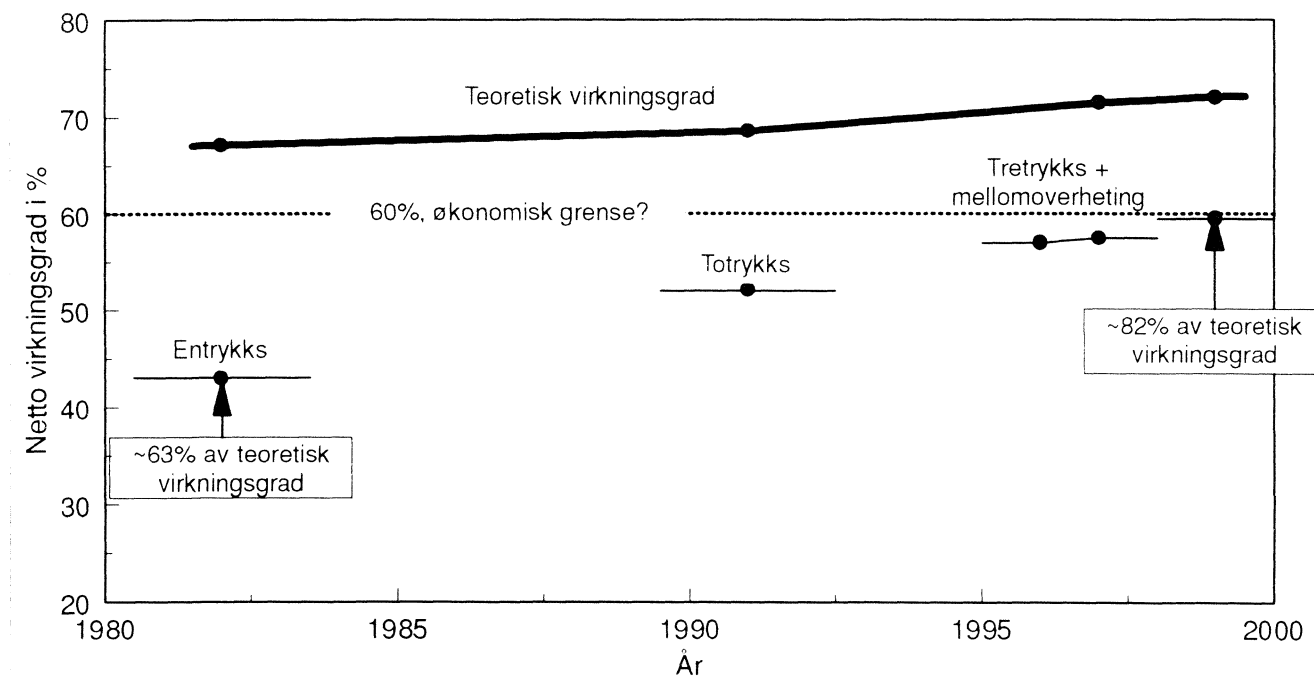
2.4 Teknologiutvikling og virkningsgrader

Betydelige utviklingsmuligheter er knyttet til varmekraftverk og effektiv kraftproduksjon. Veien fram mot økt virkningsgrad for gassfyrte kombikraftverk kan framstilles i et diagram, som vist på figur 2.4.1 (ref. Siemens, (4)). Faktorer i denne utviklingsprosessen er:

- Økt gassturbin innløpstemperatur (materialteknologi)
- Avansert kjøleteknikk for gassturbiner.
- Redusert egetforbruk av kraft i kraftstasjonene
- Vannkjølte generatorer
- Flertrykks dampsturbinprosess med mellomoverheting
- Bedre varmegjenvinning i avgasskjeler
- Forvarming av brenselet

En samlet brenselutnyttelse på rundt 60% antas å være økonomisk oppnåelig fra ca år 2000 for gassfyrte kombikraftverk. Dersom slike anlegg bygges med utnyttelse av kjølevarmen, f.eks. i fjernvarmeanlegg, kan totalvirkningsgraden komme opp mot 90% (kraftvarmeverk).

Figur 2.4.1: Mulig utvikling i virkningsgrad for store kombikraftverk (4)



Med dagens teknologi kan følgende virkningsgrader og CO₂-utslippsrater påregnes ved topplast i store varmekraftverk (4):

	Virkningsgrad i %	CO ₂ -utslipp i kg/kWh _{el}
Naturgassfyrte kombikraftverk	55	0,37
Kullkraftverk	44	0,80
Brunkullkraftverk	41	1,01

2.5 Avgassrensing

Naturgass er meget aktuelt som brensel ved produksjon av termisk kraft under norske forhold. Miljømessig vil da utslipp av CO₂ og NO_x ha størst betydning. Naturgass fra Nordsjøen inneholder lite svovel, typisk ca 1 mg svovel pr Sm³ naturgass, og utslippet av svoveldioksid (SO₂) vil da være minimalt. Partikulære utslipp vil også være neglisjerbare.

Det er i bruk flere alternative angrepsmåter for å redusere utslippene av NO_x. De mest anvendte er:

- Forblending av luft og brensel (lav-NO_x brennkammer).
- Damp og vanninjeksjon i gassturbinens brennkammer.
- Selektiv katalytisk reduksjon (Selective Catalytic Reduction, SCR).

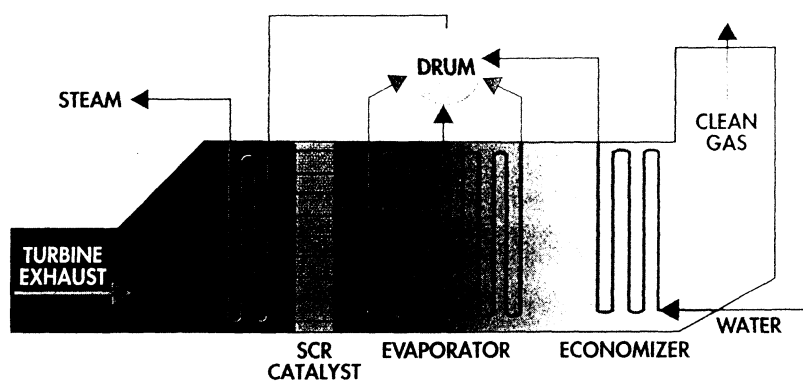
Sistnevnte teknologi har enkelte steder vært i bruk i mer enn 15 år (områder med strenge utslippskrav). Slik teknologi benyttes nå i over 500 anlegg verden over (5).

SCR-anlegg kan i dag bygges med ca 80-90% virkningsgrad. Levetiden for anleggene antas å variere fra 5-10 år for kullfyrte anlegg og 8-12 år for olje- og gassfyrte anlegg (5).

Nitrogenoksidene (NO_x) blir ved SCR-prosessen redusert til nitrogen og vann ved tilsats av ammoniakk (NH₃). Noen steder blir teknologien også brukt sammen med vann/damp injeksjon for ytterligere å redusere utslippene av NO_x. Avgassene strømmer gjennom katalysatoren, som fremmer reaksjonen uten selv å delta i den kjemiske prosessen. Ulempene ved SCR-teknologien er foruten kostnadsøkninger at den også gir et visst utslipp av ammoniakk.

Figur 2.5.1 viser plasseringen av et katalysatoranlegg i avgasskjelen for et kombikraftverk (5).

Figur 2.5.1: Plassering av SCR-anlegg i avgasskjelen for et kombikraftverk (5).



SCR Catalyst Placement for Gas Turbine Applications

3. VANNKRAFT

3.1 Vannkraftpotensialet

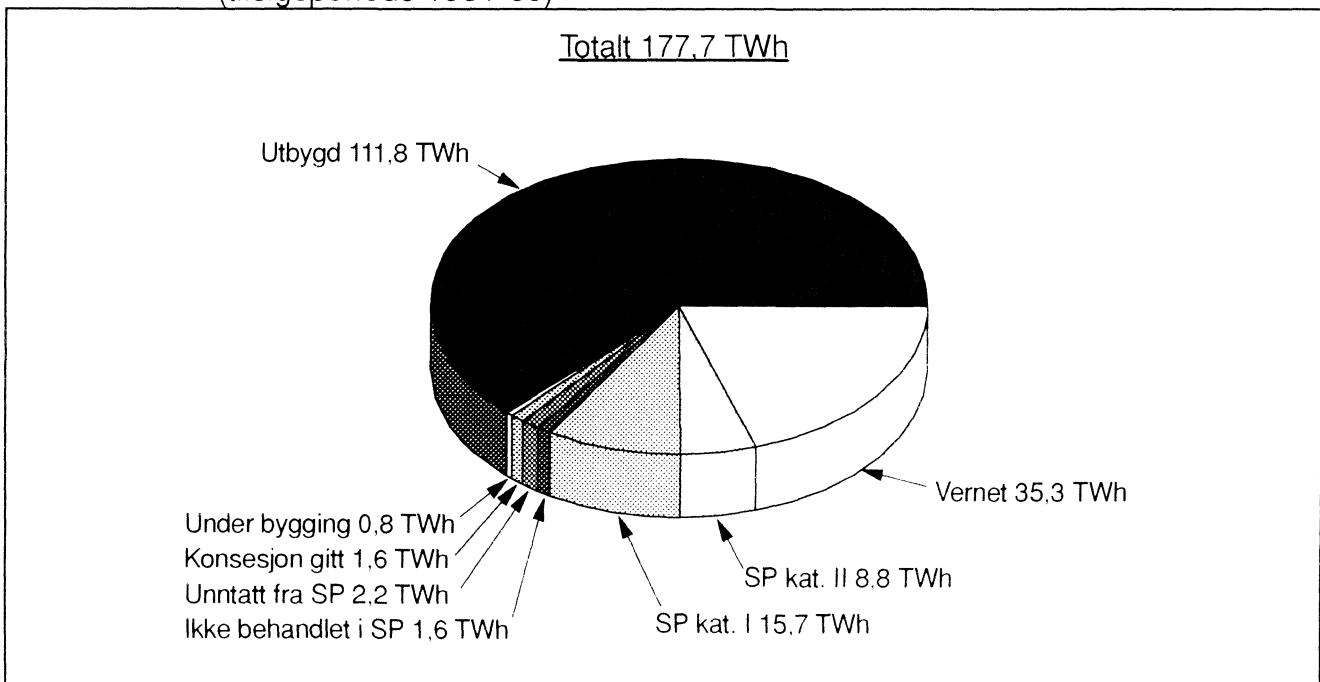
Anslagene over økonomisk nyttbar vannkraft er situasjons- og tidsbestemt. Faktorer som spiller inn er den tekniske utvikling, prisutviklingen på elektrisitet, kostnadsutviklingen for alternative genereringsformer, endringer i kalkulasjonsrenten, samt bedring i topografisk og hydrologisk grunnlagsmateriale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

Ved elektrisitetsproduksjon antas at gjennomsnittlig 14% av den primære vannfallsenergien går tapt i vannveier og aggregater.

Det totale norske potensialet for utbygging av vannfallsenergi til elektrisitetsproduksjon er anslått til 177,7 TWh produksjonsevne (elektrisitet) i midlere vannår. Dette er ment å gjelde for hva som er teknisk/økonomisk nyttbart innenfor de rammer som er gitt. Av dette er 111,8 TWh bygget ut pr. 01.01.95, og 35,3 TWh er vernet mot utbygging. De resterende 30,7 TWh er summen av konkrete prosjekter, representert ved det produksjonspotensialet som til enhver tid vurderes som mest realiserbart.

Nyttbar vannkraft er delt i stadiene : utbygd, under bygging, konsesjon gitt, unntatt fra Samlet Plan for vassdrag (SP), SP-kategori I, SP-kategori II, ikke behandlet i SP og vernet. Fordelingen av vannkraftpotensialet framgår av figur 3.1.1. I vedlegg A, tabell A 1 er vist fylkesvis fordeling av disse potensialene.

Figur 3.1.1: Vannkraftpotensialet pr. 01.01.95. Midlere årsproduksjon i TWh (tilsigsperiode 1931-60)



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

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

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

Gjenværende vannkraft fordelt på økonomiklasser er vist i vedlegg A, tabell A 2. Sumtallene i tabell A 2 avviker noe fra tabell A 1. Dette skyldes at produksjonsverdiene i tabell A 1 er oppdatert til tilsigsperioden 1931-90 med en nøkkel basert på tilsigsendringer i hvert enkelt fylke, mens tallene i tabell A 2 er oppskalert med en gjennomsnittsfaktor for hele landet.

Vedlegg B viser utbyggingskostnaden for midlere årsproduksjon som funksjon av vinterproduksjon for de 6 økonomiklassene.

Dersom en går ut fra en antatt fordeling av produksjonen på sommer/vinter på 1/3 - 2/3, blir grensene for de forskjellige økonomiklasser som vist i tabell 3.1.2. Produksjonspotensialet som er angitt i tabellen er lik gjenværende vannkraft minus vernede vassdrag og vassdrag under utbygging.

Tabell 3.1.2: Produksjonspotensial og utbyggingskostnad pr 01.01.94 for forskjellige økonomiklasser (1).

Økonomi- klasse	Utbyggings- kostnad ¹⁾ øre/kWh	Prod. potensial GWh/år
1	- 188	3.143,2
2	188 - 252	6.362,0
3	252 - 313	8.258,7
4	313 - 374	7.920,8
5	374 - 439	2.262,2
6	439 -	2.001,8
Sum		29.948,7

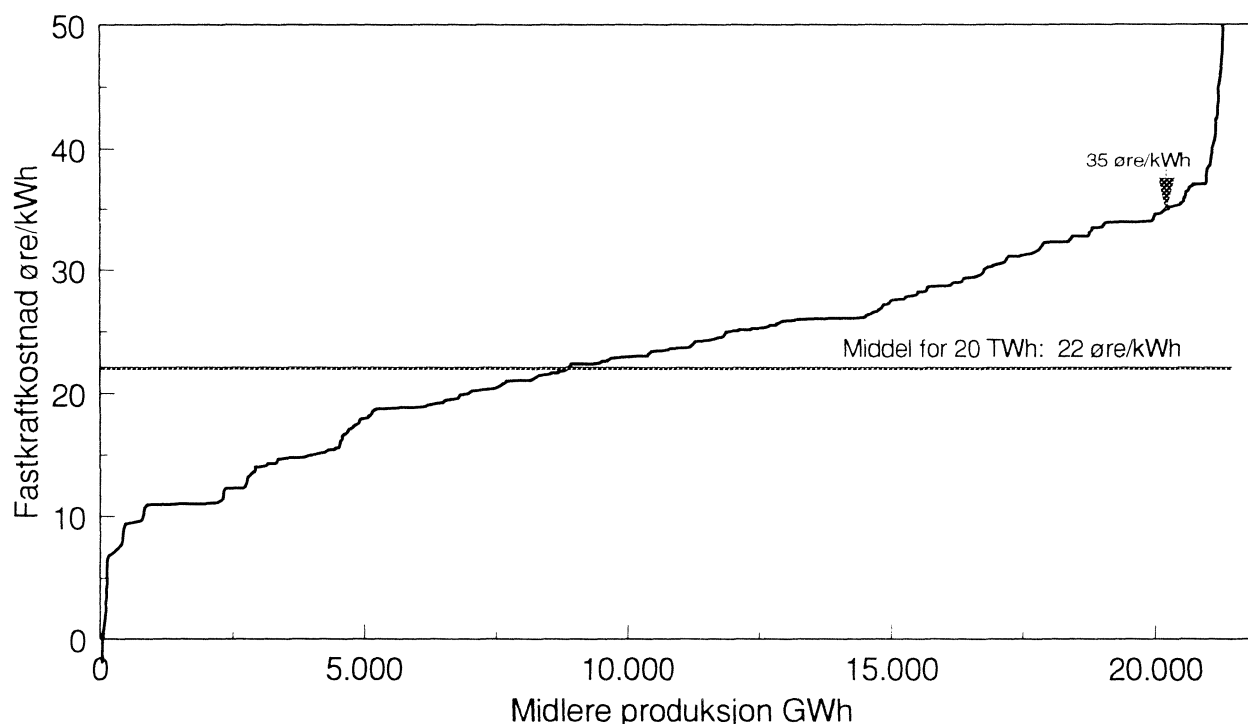
1) Midlere utbyggingskostnad med produksjonsfordeling 1/3 sommer og 2/3 vinter.

3.2 Kostnader.

Gjenværende vannkraftprosjekter som det er adgang til å søke konsesjon for, kan rangeres etter stigende kostnad som vist i figuren nedenfor. Vannkraftprosjektene inngår slik de er skissert i SP. Forut for eventuell konsesjonssøknad vil prosjektene nødvendigvis bli

grundigere gjennomgått. Herunder vil prosjektene kunne endres, og både produksjonsmengde og kostnader kan da bli endret for det aktuelle prosjektet.

Figur 3.2.1: Tilgjengelig vannkraftpotensial som funksjon av fastkraftkostnad.



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

20 TWh kan bygges ut til en kostnad under 35 øre/kWh, og til en gjennomsnittlig kostnad av 22 øre/kWh. Kurven representerer den ideelle utbyggingsrekkefølgen om en utelukkende tok hensyn til prosjektøkonomien fra et samfunnsøkonomisk synspunkt.

3.3 Kostnadsutviklingen for et midlere norsk vannkraftverk, januar 1992 til januar 1994.

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

Entreprenørarbeider	75%
Maskintekniske installasjoner	12%
Elektrotekniske installasjoner	13%
Sum	100%

Byggherrens ytelser inngår med en viss andel på hver post.

Entreprenørarbeidene regnes å ha hatt en kostnadsstigning på 2 %. For postene maskin-
tekniske og elektrotekniske installasjoner har det også vært en mindre kostnadsstigning,
men for å utligne en noe for høy antagelse i perioden 1990 - 1992, settes den her lik 0.

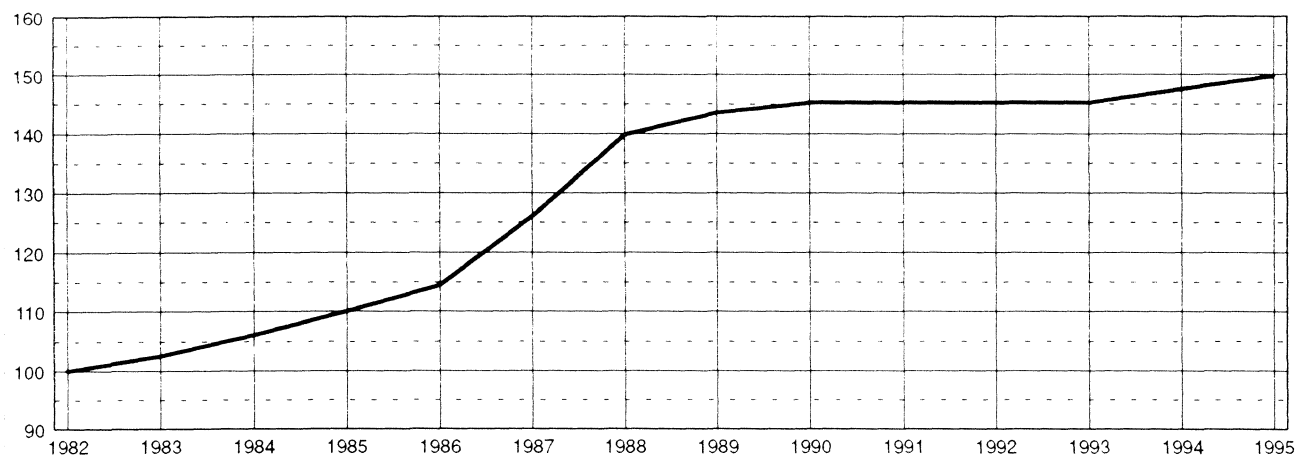
Det er foretatt en detaljert gjennomgang av kostnadsutviklingen for perioden i forbindelse
med oppdatering av vårt kostnadsgrunnlag. Det har vært store variasjoner på tilbud både fra
leverandører og entreprenører, men det er forsøkt å finne et midlere kostnadsnivå.

Den samlede nominelle kostnadsstigningen for et midlere høytrykks vannkraftverk blir da:

$$\text{Kostnadsstigning} = 0,75 \times (2,0) + 0,13 \times 0 + 0,12 \times 0 = 1,5 \%$$

Figur 3.3.1 nedenfor viser kostnadsutviklingen for vannkraft i perioden 1982 - 1994. Januar
1982 er lik 100, basis. For perioden 1982 - 1992 er referansegrunnlaget som angitt i (8). I
perioden 1992 - 1994 er det regnet med en kostnadsstigning på 1,5%.

Fig 3.3.1: Kostnadsstigning vannkraftverk. Januar 1982 = 100.



4. VARMEKRAFT

4.1 Allment om kostnadsgrunnlaget.

Undersøkelsen omfatter følgende anleggstyper:

- Gassfyrt kombinert anlegg (700 MW_{el})
- Kullfyrt kondenskraftverk (600 MW_{el})
- Kjernekraftverk (1000 MW_{el})
- Gassturbinverk (1x150 MW_{el})
- Industrielt varmekraftverk (1x10 MW_{el})

Gassturbinverket er i utgangspunktet planlagt som tørrårsikring/effektsikring, mens de øvrige er tenkt som grunnlastverk. Andre anleggstørrelser vil kunne gi andre spesifikke kostnader.

Vi har ikke inkludert eventuelle kostnader for effekt-supplement til de grunnlastdrevne varmekraftverkene.

Prisen på brensel skal være en gjennomsnittlig pris for verkets økonomiske levetid. I tabellene 2.3.1-4 samt figurene 2.3.5 og 2.3.6 er det vist priser og prisutvikling for en del aktuelle brenslar. Disse data danner grunnlag for de etterfølgende beregninger.

Investeringskostandene baserer seg på spesifikke kostnadstall for nøkkelferdige anlegg og er hentet fra (6-10) med justeringer for kostnadsøkning i perioden 92-94, angitt av utstyrsleverandører. For perioden 92-94 er beregningene basert på en investeringsavgift på 7 %, regnet på 85 % av investeringene.

Personal- og vedlikeholdskostnader er basert på skjønsmessige justeringer av tidligere overslag (6-8).

Anslagene over termisk virkningsgrad er forsiktig regnet og gjelder antatte verdier over hele driftstiden (ikke garantiverdier ved topplast).

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

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 derfor betraktes mer som generelle og veiledende, enn definitive. For mer konkrete beslutninger må nøyere studier og analyser omkring de enkelte prosjekt legges til grunn.

4.2 Gassfyrt kombinert anlegg, uten tilleggsfyring.

Verket er forutsatt å bestå av 3 gassturbiner (3x150MW_{el}) med hver sin ufyrt avgassskjel og en felles dampturbin (to trykks dampturbinprosess). Samlet installasjon er forutsatt å være ca. 700 MW_{el}. Kostnadsdata for anlegget (et midlere overslag) er gitt i tabell 4.2.1.

Tabell 4.2.1: Gassfyrte kombiverk, ca. 700 MW_{el}. Byggetid 3 år.

GASSFYRT KOMBIVERK 700 MW _{el}		Kalkulasjonsrente. % pa	
		5	7
Investeringskostnader			
Anleggskostnad,	NOK/kW _{el}	5125	5125
Investeringsavgift,	"	305	305
Byggetidsrenter,	"	407	570
Sum (Avrundet)	"	5837	6000
Kapitalkostnad	NOK/kW _{el} /år	426	512
Driftskostnader			
Faste	NOK/kW _{el} /år	37	37
Variable	øre/kWh _{el}	2,0	2,0
Termisk virkningsgrad	%	48	48
Spesifikt brenselforbruk	MJ/kWh _{el}	7,5	7,5

Verket er utstyrt med lav-NO_x-brennere. Et eventuelt pålegg om katalytisk NO_x-renseutrustning vil øke både investerings- og driftskostnadene. Katalytisk avgassrensing vil øke investeringskostnadene med anslagsvis 500 kr/kW_{el} og produksjonskostnadene med ca. 1,5-4,5 øre pr. kWh_{el} (18).

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

I tabell 4.2.2 er vist kostnadsfordelingen for et gassfyrte kombiverk uten avgassrensing (20).

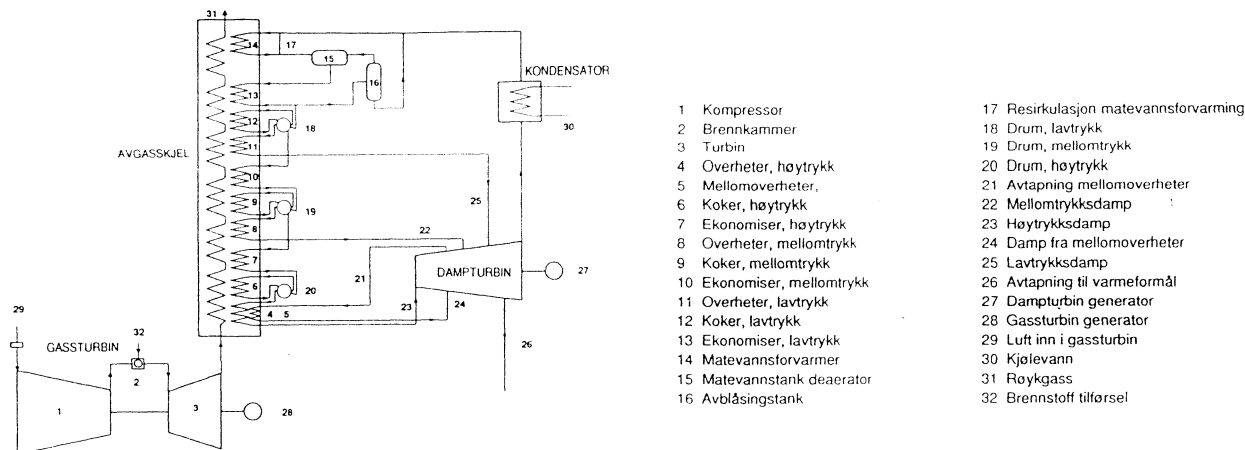
Tabell 4.2.2: Kostnadsfordeling for gassfyrte kombiverk.

	%
Engineering	5
Gassturbin	14
Dampsturbin	4
Avgasskjel	12
Mekanisk	9
El.	9
Bygg	8
Tomt	4
Montasje	12
Div.	10
Investeringsavgift	5
Byggerenter	8
Sum	100

Skalafaktoren for kombinerte gasskraftverk er foreløpig lite undersøkt, men i henhold til (22) kan et slikt anlegg med en samlet installasjon på ca 700 MW_{el} utføres mer optimalt med større og færre enheter., f.eks. med 2 gassturbiner (2x220 MW_{el}) istedenfor 3 og med tre-trykks dampsturbinprosess og mellomoverheting istedenfor to-trykks.

Figur 4.2.3 viser prinsippsskisse for et kombikraftverk med tretrykks dampsturbinprosess med mellomoverheting og avtapning til varmeformål.

Figur 4.2.3: Skisse av et kombikraftverk med tretrykks dampturbinprosess med mellomoverheting og avtapning (22).



Totalkostnaden for et slikt anlegg er anslått som vist i tabell 4.2.4 (22). Den termiske virkningsgraden for anlegget er anslått til ca 55%.

Tabell 4.2.4: Investeringskostnader for et kombikraftverk bestående av 2 gassturbiner (2x220 MW_e) og tretrykks dampturbinprosess (22).

GASSFYRT KOMBIVERK	Effekt MW _{el}	Investering MNOK	Økonomisk levetid år
Kombiverk med 2 gassturbiner og tre-trinns dampturbinprosess	705	3300	25

4.2.1 Brenselkostnad for gasskraftverk.

Brenselkostnaden pr kWh_{el} levert kraftstasjons vegg er gitt som:

$$Bk_G = \frac{\text{Spesifikt brenselforbruk (MJ/kWh}_{ei}) \times \text{Gasspris (øre/Sm}^3)}{\text{Nedre brennverdi (MJ/Sm}^3)} \quad (\text{øre/kWh}_{ei})$$

Spesifikt brenselsforbruk (gjennomsnitt for en rekke år) er satt til 7,5 MJ/kWh_{el}, tilsvarende

en termisk virkningsgrad på 48%. Nedre brennverdi for naturgass fra Nordsjøen er tidligere anslått til 37,4 MJ/Sm³ (10,4 kWh_v/SM³) (6).

Gass selges normalt på langsiktige kontrakter - typisk varighet 10 - 25 år. I kontraktene blir blant annet fastsatt basisprisen, reglene for prisjustering, og kjøpers muligheter til å variere gassavtaket over tid m.m.

I de senere årene har gasselgerne på det europeiske markedet lagt det såkalte markedsverdi prinsippet til grunn for sin prissetting. Det vil i korthet si at gassen prises slik at den i aktuell anvendelse er konkurransedyktig med kjøpers beste alternativ.

For utregning av produksjonskostnad i kap. 4.8 er det valgt å bruke to alternative gasspriser:

Gasspris 8,6 øre/kWh_v som tilsvarer gasspris i Finland, og 19,1 øre/kWh_v som tilsvarer pris på norsk lettolje.

4.3 Kullfyrt kondenskraftverk.

Anlegget er forutsatt å yte ca. 600 MW_{el}, referert kraftstasjons vegg. 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 (de-SO_x-utrustning), men ikke NO_x-rensing (de-NO_x-utrustning). Kostnadsdata for anlegget er gitt i tabell 4.3.1.

Tabell 4.3.1. Kullfyrt kondensatkraftverk, ca. 600 MW_{el}. Byggetid 5 år.

KULLFYRT KRAFTVERK 600 MW _{el}		Kalkulasjonsrente, % pa	
		5	7
Investeringskostnader			
Anleggskostnad,	NOK/kW _{el}	8434	8434
Investeringsavgift	"	502	502
Byggetidsrente	"	1117	1564
Sum (avrundet)	"	10053	10500
Kapitalkostnad	NOK/kW _{el} /år	745	897
Driftkostnader			
Faste	NOK/kW _{el} /år	215 ¹⁾	215 ¹⁾
Variable	øre/kWh _{el}	3,7	3,7
Termisk virkningsgrad	%	39	39
Spesifikt brenselforbruk	MJ/kWh _{el}	9,2	9,2
1): Inkludert fast brenselkostnad med 40 NOK/kW _{el} år			

4.3.1 Brenselkostand for kullkraftverk.

Det spesifikke brenselforbruket er anslått til 9,2 MJ/kWh_{el}, tilsvarende en termisk virkningsgrad på 39 %. Kullprisen angis som regel i NOK/GJ. Brenselkostnaden pr. kWh_{el} levert kraftstasjonsvegg er da gitt som:

$$Bk_k = \text{Spesifikt brenselforbruk (MJ/kWh}_{el}) \cdot \text{Kullpris (NOK/GJ)} \times 100/1000 \text{ (øre/kWh}_{el}).$$

Også for kull er det vanskelig å bedømme hvordan prisen kan utvikle seg i fremtiden. I EF-studien "Major Themes in Energy to 2010" er skissert ulike prisbaner for kull - det såkalte "Conventional Wisdom" scenariet er basert på følgende prisutvikling:

1995	49 \$ (1987)/tce	(1,7 \$/GJ)
2000	50 " "	(1,7 ")
2010	60 " "	(2,1 ")

Prisutviklingen for kull CIF ARA i perioden 1986 - 1994 er vist i figur 2.3.6. Den laveste brenselprisen ligger under prisen i dag, mens den høyeste brenselprisen kan representere prisen på kull over et kullkraftverks levetid med høye miljø- og energiavgifter og moderat realprisutvikling på kull. Krav om mindre miljøskadelig utslipp fra et kullkraftverk vil øke produksjonskostnaden.

Vi har i beregningene valgt å bruke en kullpris på 45,6 NOK/GJ, (16,4 øre/kWh_v), tilsvarende svenske priser som hovedalternativ, og 13 NOK/GJ (4,7 øre/kWh_v), finske kullpriser som bi-alternativ.

4.4 Kjernekraftverk.

Kjernekraft var tidligere det generelle hovedalternativet til kullkraft. Kjernekraftens fremtidige rolle er nå meget usikker. Enkelte land med kjernekraftverk har vedtatt å avvike disse, andre har vedtatt stopp i videre utbygging (11-12)

Kjernekraftverket er forutsatt å yte ca. 1000 MW_{el}. Kostnadsdata er gitt i tabell 4.4.1.

Tabell 4.4.1: Kjernekraftverk, ca. 1000 MW_{el}. Byggetid 7 år.

KJERNEKRAFTVERK 1000 MW _{el}		Kalkulasjonsrente % pa	
		5	7
Investeringskostnader			
Anleggskostnad	NOK/kW _{el}	17057	17057
Investeringsavgift	"	1015	1015
Byggetidsrenter	"	3163	4428
Sum (Avrundet)	"	21253	22500
Kapitalkostnad	NOK/kW _{el} /år	1703	2050
Driftkostnader			
Faste	NOK/kW _{el} /år	260	260
Variable	øre/kWh _{el}	1,5	1.5

4.4.1 Brenselkostnad for kjernekraftverk.

Det er benyttet samme data for brenselkostnader som i ref.(11), hvorfra siteres:

"Ifølge utenlandske beregninger vil levetidsgjennomsnittskostnaden beløpe seg til vel 8 øre/kWh_{el}. Vi har imidlertid i våre beregninger ut fra samtaler med personer som arbeider med kjernekraftspørsmål valgt å benyttet en brenselkostnad på 6,5 øre/kWh_{el} ".

4.5 Gassturbinverk.

Verket er forutsatt drevet som topplastverk/tørrårsikring, 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_{el}. Byggetid 2 år.

GASSFYRT SPISSLASTVERK 1 x 150 MW _{el}		Kalkulasjonsrente. % pa	
		5	7
Investeringskostnader			
Anleggskostnad	NOK/kW _{el}	4234	4234
Investeringsavgift	"	252	252
Byggetidsrenter	"	224	314
Sum (Avrundet)	"	4710	4800
Kapitalkostnad	NOK/kW _{el} /år	341	410
Driftkostnader			
Faste	NOK/kW _{el} /år	25	25
Variable	øre/kWh _{el}	2.8	2.8
Termisk virkningsgrad	%	32	32
Spesifikt brenselforbruk	MJ/kWh _{el}	11,2	11,2

4.5.1 Brenselkostnad for gasskraftverk.

Vi har antatt at propan/butan og lettolje er de mest aktuelle brennstoff for et gassturbinverk med relativt kort brukstid. Prisen på lettolje vil i hovedsak være bestemt av råoljeprisen, og skønnsmessig ligge ca. 20% over denne, regnet på energibasis (16). Prisutviklingen for propan de senere år er vist i figur 2.3.6.

Vi har ved beregningene benyttet en brennstoffpris på 24 og 53 NOK/GJ (8,6 og 19,1 øre/kWh_v). Den laveste prisen tilsvarer omtrent det man må betale for propan levert Østlandet i dag, mens den høyeste prisen er antatt gjeldende for lettolje ca. år 2000.

Brenselkostnaden for gassturbinverket blir da:

$$Bk_T = \text{Spesif. brenselforb. (MJ/kWh}_{el}) \times \text{Brennstoffpris (NOK/GJ)} \times 100/1000 \text{ (øre/kWh}_{el}).$$

4.6 Industriell kraftproduksjon.

Det produseres årlig ca 500 GWh elektrisitet ved kraftverk tilknyttet fjernvarme, oljeraffinerier, treforedlingsbedrifter eller ferrolegeringsverk (19). Strømproduksjonen tilsvarer 2-3 ganger den strømproduksjonen man ville ha ved et spisslastkraftverk beskrevet i kapittel 4.5.

Dersom kraften produseres i et mottrykksanlegg eller gassturbin tilknyttet en avgasskjel som

leverer varme til prosesser eller oppvarming, vil strømmen bli produsert med termiske virkningsgrader på 75-80 %. Det totale anlegget omfattende gassturbin og avgasskjel eller kjel og mottrykksturbin vil ha en virkningsgrad på ca. 90 %. Det er i beregningene nedenfor benyttet en termisk virkningsgrad på 75 % for strømproduksjonen.

Driftstiden kan variere sterkt. I beregningene nedenfor er det benyttet 4000 timer som er midlere driftstid for kjelanlegg i industrien.

I tabell 4.6.1 omfatter investeringene gassturbin, generator og tilknytninger til avgasskjel.

Om man erstatter gassturbinen med en dieselmotor eller gassmotor, kan investeringene bli i samme størrelsesorden, men anlegget vil ha en kapasitet på ca. 1-2 MW_{el}. (21).

Tabell 4.6.1: Industrielt gassturbinanlegg, 1 x 10 MW_{el}. Byggetid 2 år.

INDUSTRIELL GASSTURBINANLEGG 1 x 10 MW _{el}		Kalkulasjonsrente. % pa	
		5	7
Investeringskostnader			
Anleggskostnad	NOK/kW _{el}	5293	5293
Investeringsavgift	"	315	315
Byggetidsrenter	"	280	393
Sum (Avrundet)	"	5888	6000
Kapitalkostnad	NOK/kW _{el} /år	426	512
Driftskostnader			
Faste	NOK/kW _{el} /år	40	40
Variable	øre/kWh _{el}	0,5	0,5
Termisk virkningsgrad	%	75	75
Spesifikt brenselforbruk	MJ/kWh _{el}	4,8	4,8

I tabell 4.6.2 er det oppført data for et industrielt mottrykksanlegg tilsvarende hva som anvendes i treforedling, fjernvarme ol. Investeringene er knyttet til dampturbin, generator og meromkostninger for kjel, matevannsanlegg ol. Meromkostningene for kjel omfatter overheter, høyere trykkklasse, større kapasitet, osv.

Tabell 4.6.2: Industrielt mottrykksanlegg. 1 x 10 MW_{el}. Byggetid 2 år.

INDUSTRIELT MOTTRYKKSANLEGG 1 x 10 MW _{el}		Kalkulasjonsrente.% pa	
		5	7
Investeringskostnader			
Anleggskostnad	NOK/kW _{el}	8821	8821
Investeringsavgift	"	525	525
Byggetidsrenter	"	467	654
Sum (Avrundet)	"	9813	10000
Kapitalkostnad	NOK/kW _{el} /år	710	854
Driftskostnader			
Faste	NOK/kW _{el} /år	40	40
Variable	øre/kWh _{el}	0,5	0,5
Termisk virkningsgrad	%	75	75
Spesifikt brenselforbruk	MJ/kWh _{el}	4,8	4,8

4.6.1 Brenselkostnad for industriell kraftproduksjon.

For industriell kraftproduksjon anvendes en rekke brenslere som varme avgasser, brennbare avgasser, bark, avlut, avfall samt konvensjonelle brenslere som lettolje, tungolje og propan.

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

For industrielle gassturbinanlegg er det regnet samme brenselpriser som for gassturbinverket i kapittel 4.2.

For industrielle mottrykksanlegg er brenselomkostningene beregnet ut fra brenselpriser på 0 og 16 kr/GJ (0 og 6 øre/kWh_{el}). Den siste verdien tilsvarer 50 kr/m³ løs sagflis og bark.

4.7 Brukstil for varmekraftverk.

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 (f.eks. bestående av vannkraft og varmekraft) kan man samordne dekningen av kraftetterspørselen. Brukstiden for de nødvendige kraftverkene kan

da bli økonomisk bestemt og annerledes enn det som ville vært tilfelle dersom hvert kraftverk/delsystem skulle dekke sin egen kraftetterspørsel.

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

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

For å finne optimal brukstid for varmekraft innpasset i kraftsystemet, utfører NVE driftsimuleringer.

Tabell 4.7.1 angir hvilke tilgjengeligheter som er lagt til grunn. Det er benyttet de samme verdier som i forrige kostnadsrapport (8). 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 4.7.1: Tilgjengelighetsdata for varmekraftverk.

Type	Installasjon	Tilgjengelighet		
	MW _{el}	Vinter %	Sommer %	h/år
Gasskraftverk, kombianlegg	700	90	77	7400
Kullkraftverk	600	90	59	6700
Kjernekraftverk	1000	90	59	6700
Gassturbinverk	1 x 150	90	77	7400
Industri gassturbin	1 x 10	90	77	7400
Industri mottrykk	1 x 10	90	77	7400

4.8 Produksjonskostnad for varmekraft.

Produksjonskostnader, i øre/kWh_{el}, for de ulike varmekraftverk kan beregnes som:

$$Pk = \frac{\text{Faste årskostn.} \times 100}{\text{Brukstid}} + \text{variable driftskostnader} + \text{brenselkostnad} \quad (\text{øre/kWh}_{el})$$

hvor

$$\text{Faste årskostnader} = \text{Kapitalkostnader} + \text{Faste driftskostnader} \quad (\text{NOK/kW}_{el}/\text{år}).$$

Det er i avsnitt 4.11 beregnet virkningen av et gasskraftverk i det norske vannkraftsystemet ca. år 2000. Som et vurderingsgrunnlag har vi i tabell 4.8.1 beregnet produksjonskostnader for en valgt brukstid uten å ta hensyn til innpassingen i det norske kraftsystemet. Gassturbinverket er planlagt som tørrårssikring, og vi har valgt å beregne produksjonskostnader for en

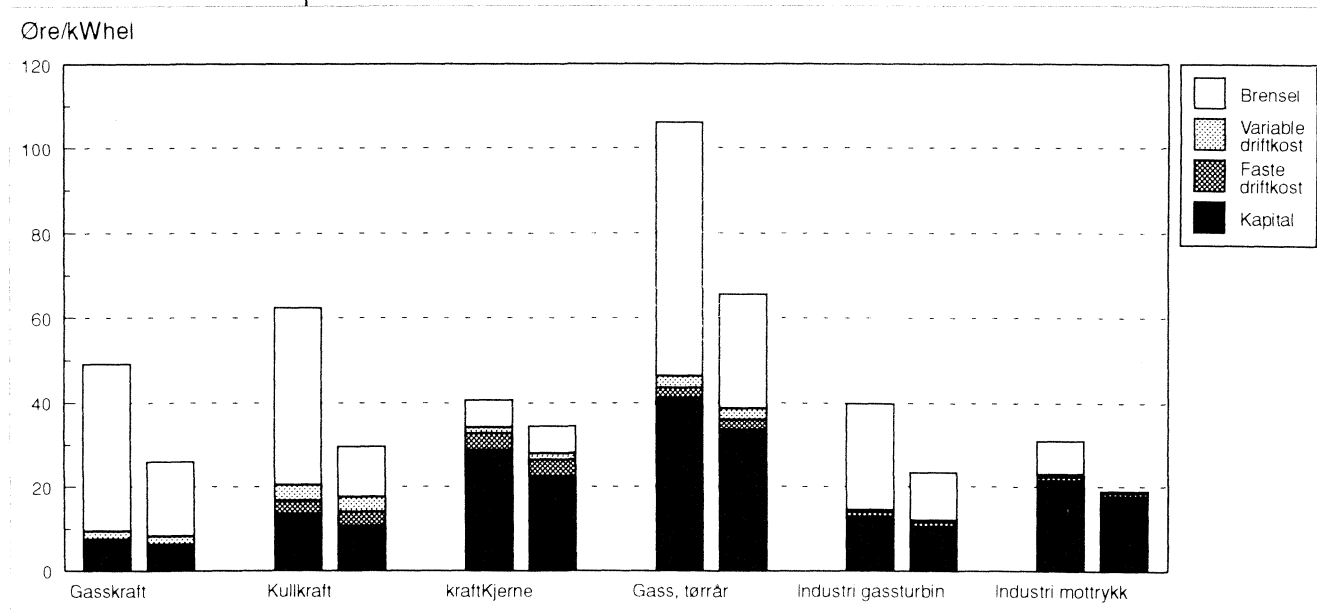
gjennomsnittlig brukstid på 1000 timer pr. år.

I figur 4.8.2 er noen av dataene vist grafisk.

Tabell 4.8.1: Produksjonskostnad for varmekraft. Tilpasning til eksist. kraftsystem er ikke tatt hensyn til.

Krafttype:	GASS-KOMBI Grunnlast		KULL Grunnlast		KJERNE Grunnlast	GASS-UFYRT Tørrår sikring		INDUSTRI GASSTURBIN		INDUSTRI MOTTRYKK	
Antatt brukstid h/år	7400		6700		6700	1000		4000		4000	
Brenselkostnad øre/Sm ³ kr/GJ øre/kWh _{el}	90 23 8,6	198 53 19,1	13 4,7	45 16,4		90 23 8,6	198 53 19,1	90 23 8,6	198 53 19,1	0 0,00	16 6,00
Brenselkostnad øre/kWh _{el}	17,9	39,8	12,1	42,1	6,5	26,9	42,7	11,5	25,5	0,00	8,00
Produksjonskost øre/kWh _{el} ved 7% rente	27,3	49,2	32,3	62,3	42,5	73,1	105,9	25,8	39,8	22,8	30,8
Produksjonskost øre/kWh _{el} ved 5% rente	26,2	48,0	30,1	60,1	35,7	66,2	99,0	23,6	37,6	19,2	27,2

Figur 4.8.2: Produksjonskostnader for varmekraft 1994. Kostnadsfordeling ved 7 % kalkulasjonsrente og høy brenselpris samt ved 5 % kalkulasjonsrente og lav brenselpris.



4.9 Kostnadsutvikling for varmekraft, jan. 92 til jan. 94.

Tabell 4.9.1 viser den nominelle økningen i anleggskostnader fra forrige kostnadsrapport, januar 92 til denne rapporten, januar 94, ved 7% kalkulasjonsrente (8,10,11,13).

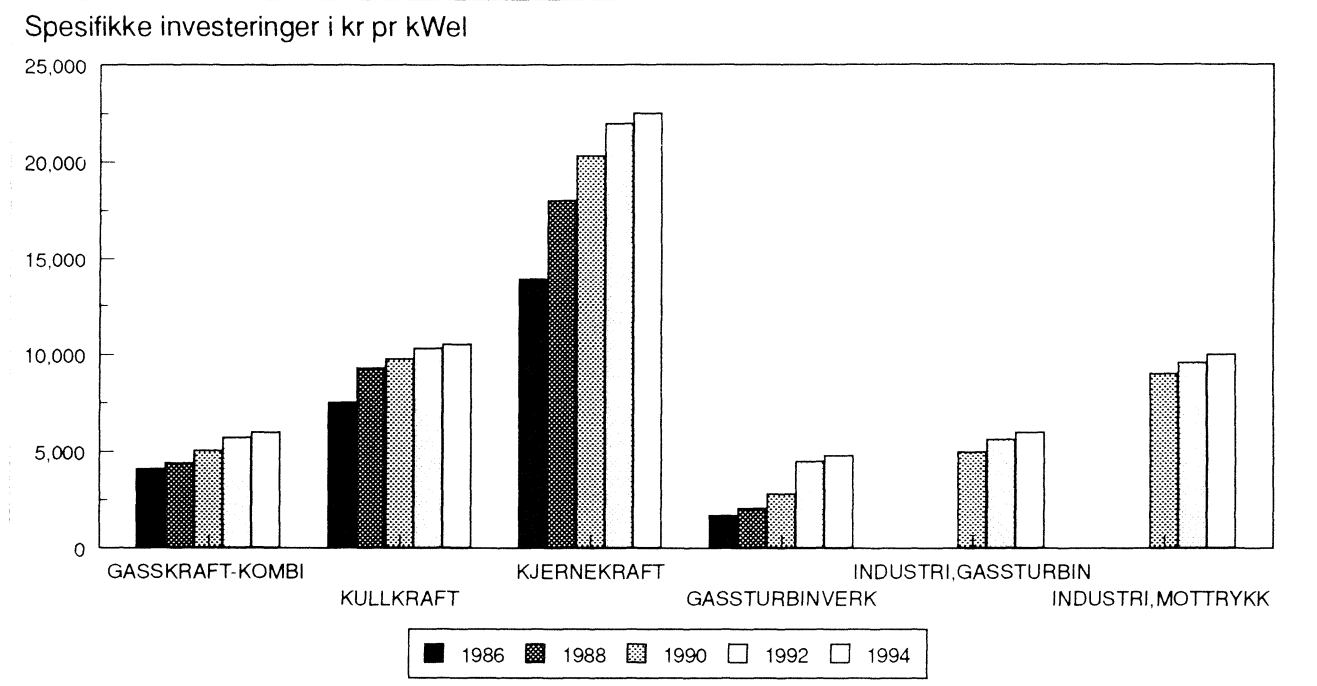
Variasjon i kostnadsøkningen for de ulike varmekrafttyper antas å ha sin årsak i den aktuelle markedsituasjonen. Kullkraft og kjernekraft viser en reell nedgang i investeringene, og den svake økningen som registreres i siste periode skyldes økte krav til miljø og sikkerhet.

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

Tabell 4.9.1: Anleggskostnader i perioden 1992 - 1994

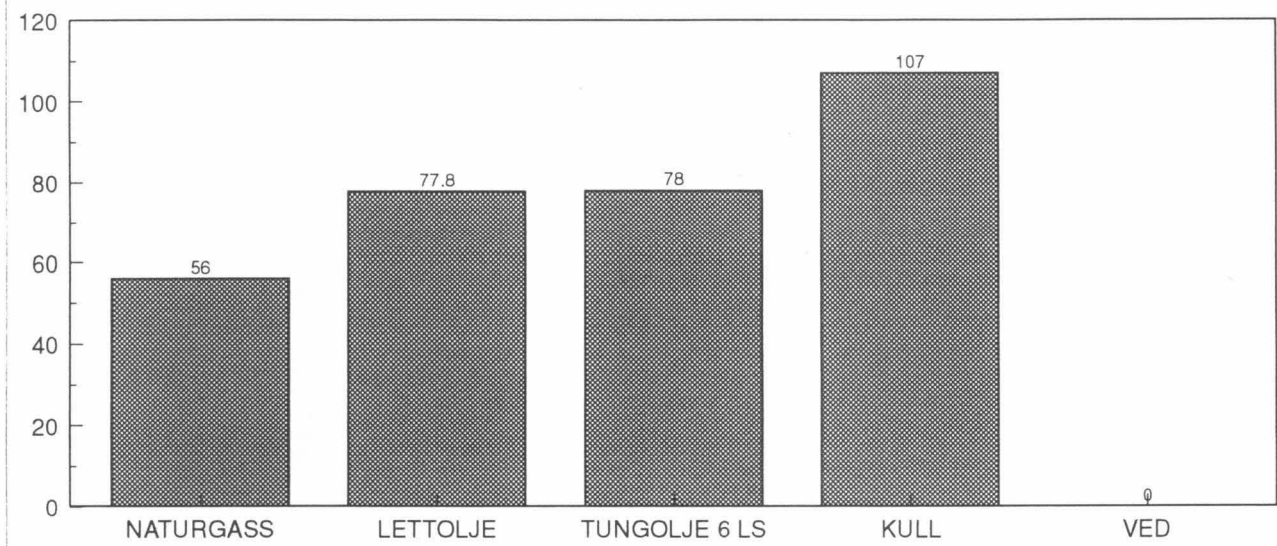
Anleggskostnadene er gitt for 7% kalkulasjonsrente	Jan. 92	Jan. 94	Nom. økning %
Gasskr.kombianl, 700MW _{el} , NOK/kW _{el}	5750	6000	4
Kullkraftverk, 600 MW _{el} , --"--	10300	10500	2
Kjernekraftverk, 1000 MW _{el} , --"--	22000	22500	2
Gassturbinverk, 1 x 150MW _{el} , --"--	4500	4800	7
Industri, gassturbin, 1 x 10 MW _{el} , --"--	5650	6000	6
Industri, mottrykk, 1 x 10 MW _{el} , --"--	9600	10000	4

I figur 4.9.2 er kostnadsutviklingen for varmekraftverk i spesifikke kostnader for perioden 1986-94 vist grafisk .

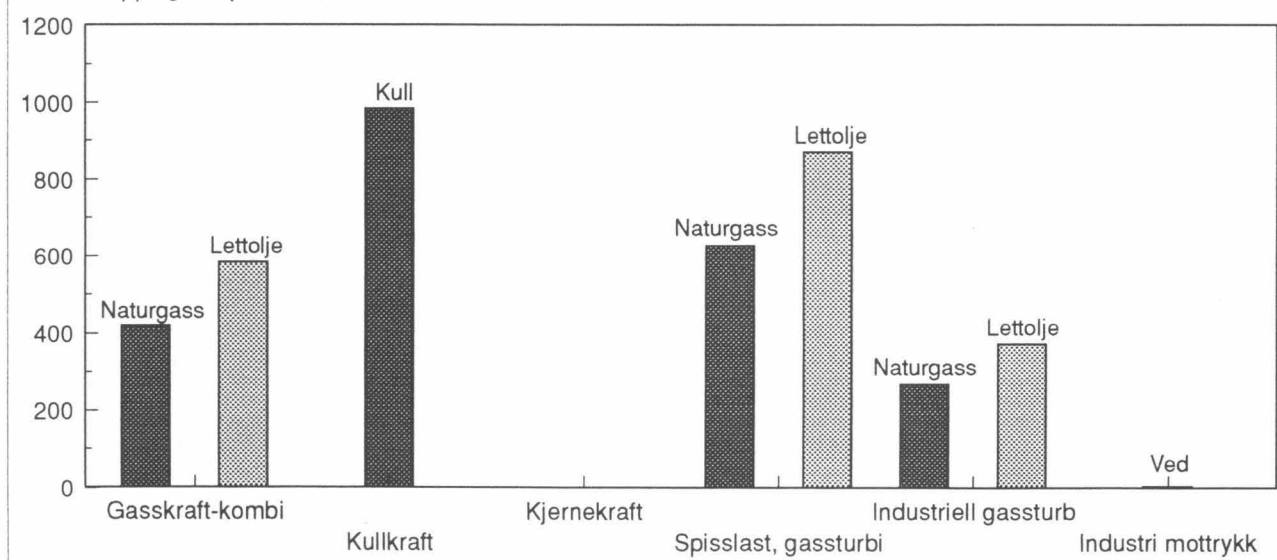
Figur 4.9.2: Nominell kostnadsutvikling for varmekraftverk i perioden 1986-94.

4.10 Miljøforhold og brenseldata ved varmekraftproduksjon.

Nedenfor er det fra Kjelforeningen-Norsk Energi's Energikalender angitt utslipp av gasskomponenter ved forbrenning av forskjellige brenseltyper. Utslippene er angitt i gram og milligram pr MJ_{innfyrt}. For å få omregnet utslippene til kraftproduksjon multipliserer man utslipptallene med det spesifikke brenselforbruket angitt i tabellene foran.

Figur 4.10.1: Utslipp av CO₂ ved forbrenning av forskjellige brenslerCO₂-utslipp i Gram pr MJ innfyrt brensel

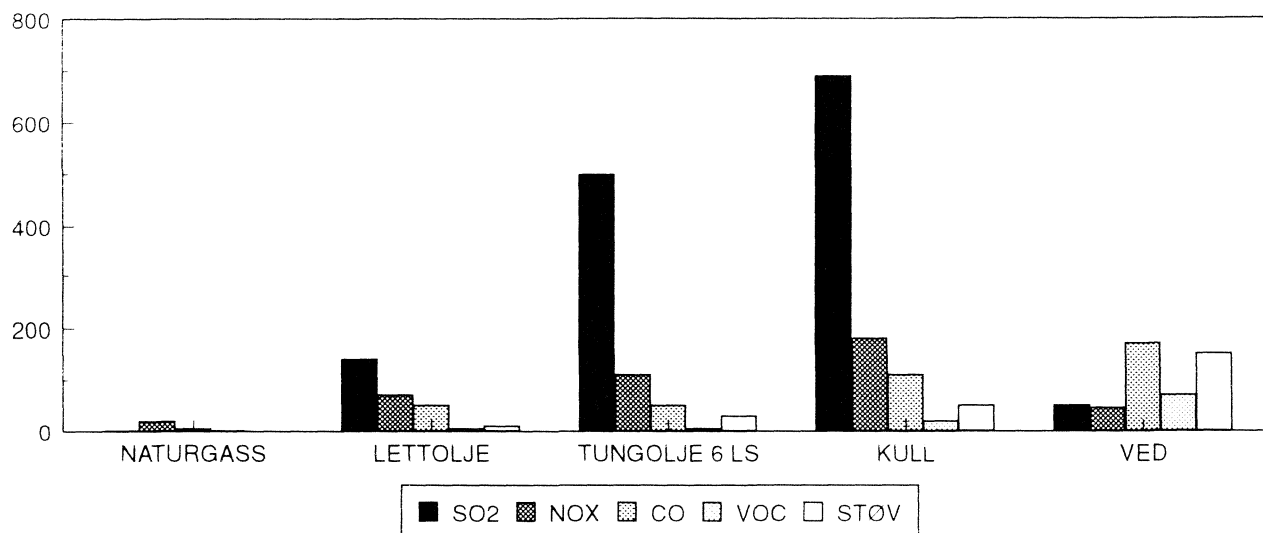
På Figur 4.10.2 er det vist CO₂ utslippet fra forskjellige produksjonsenheter og brenseltyper. Når strøm produseres ved kjernekraft eller biobrensel i et mottrykksaggregat får man ikke nettoutslipp av CO₂. For vedfyring regner man da med at CO₂-utslippet bindes i ny biomasse.

Figur 4.10.2: Utslipp av CO₂ fra forskjellige produksjonsenheterCO₂-utslipp i gram pr kWh el

På figur 4.10.3 er det vist utslipp av gasskomponenter ved forskjellige brensel.

Figur 4.10.3: Utslipp av SO₂, NO_x, CO, VOC og støv ved forskjellige brensel.

Utslipp i mg pr MJ innfyrt brensel



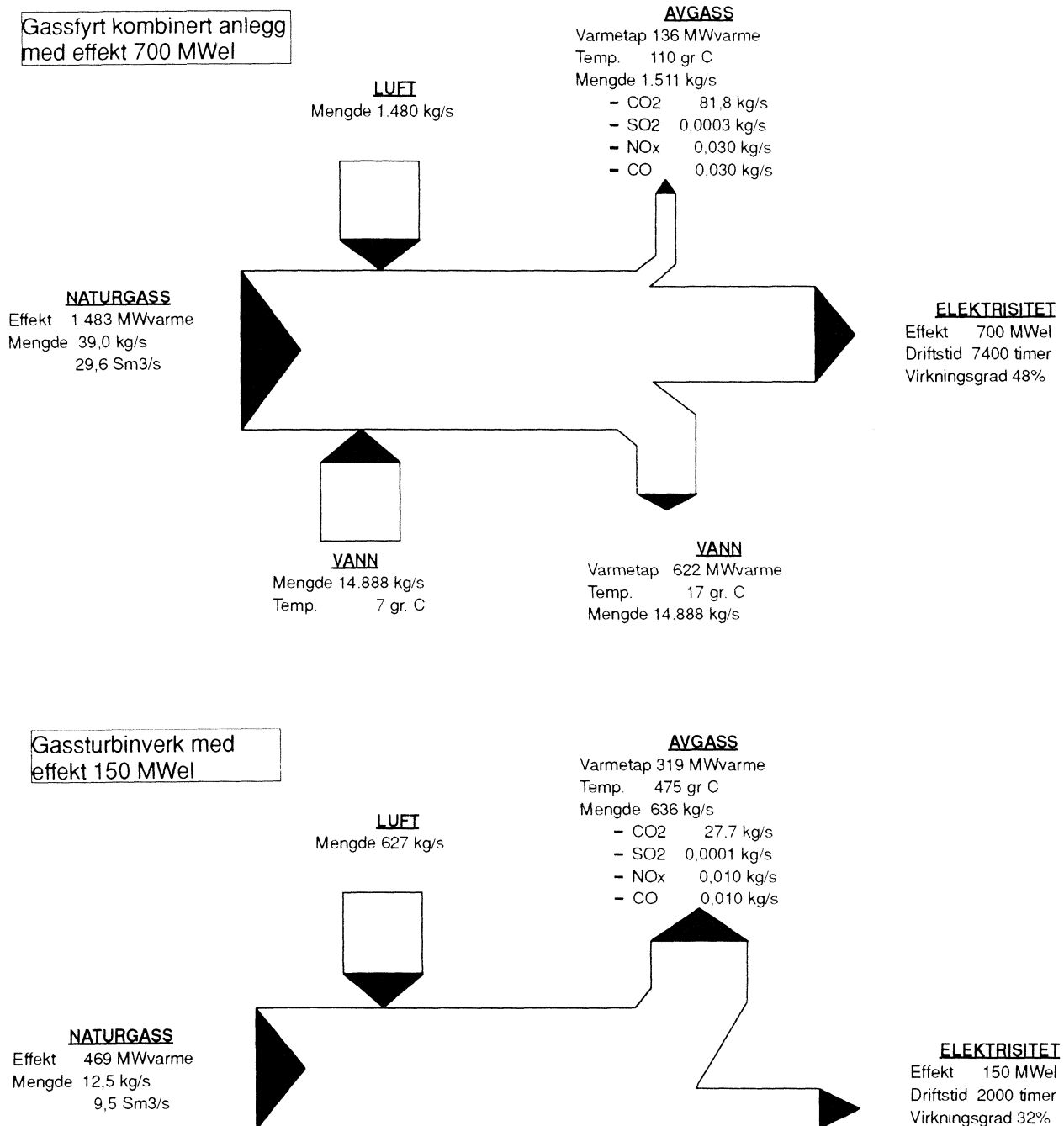
Verdiene i figur 4.10.3 er angitt i tabell 4.10.4

Tabell 4.10.4: Utslippsverdier ved forbrenning av forskjellige brensl.

BRENSSEL	NEDRE BRENNVERDI		gram/kWh _e					
	MJ/kg	kWh/kg	CO ₂	SO ₂	NO _x	CO	VOC	STØV
NATURGASS	48,9	13,6	200	0,001	0,1-0,05	0,1-0,05	0	0
LETT FYRINGSOLJE	42,8	11,9	280	0,500	0,6-0,2	0,2-0,05	0	0,05-0,02
TUNG FYRINGSOLJE	41,0	11,4	280	1,800	0,8-0,3	0,2-0,1	0	0,13-0,05
KULL	27,7	7,7	385	2,500	1,0-0,5	1,5-0,2	0,002	5,0-0,05
VED	10,5	2,9	(365)	0,050	0,3-0,2	1,5-0,05	0,002	5,0-0,05

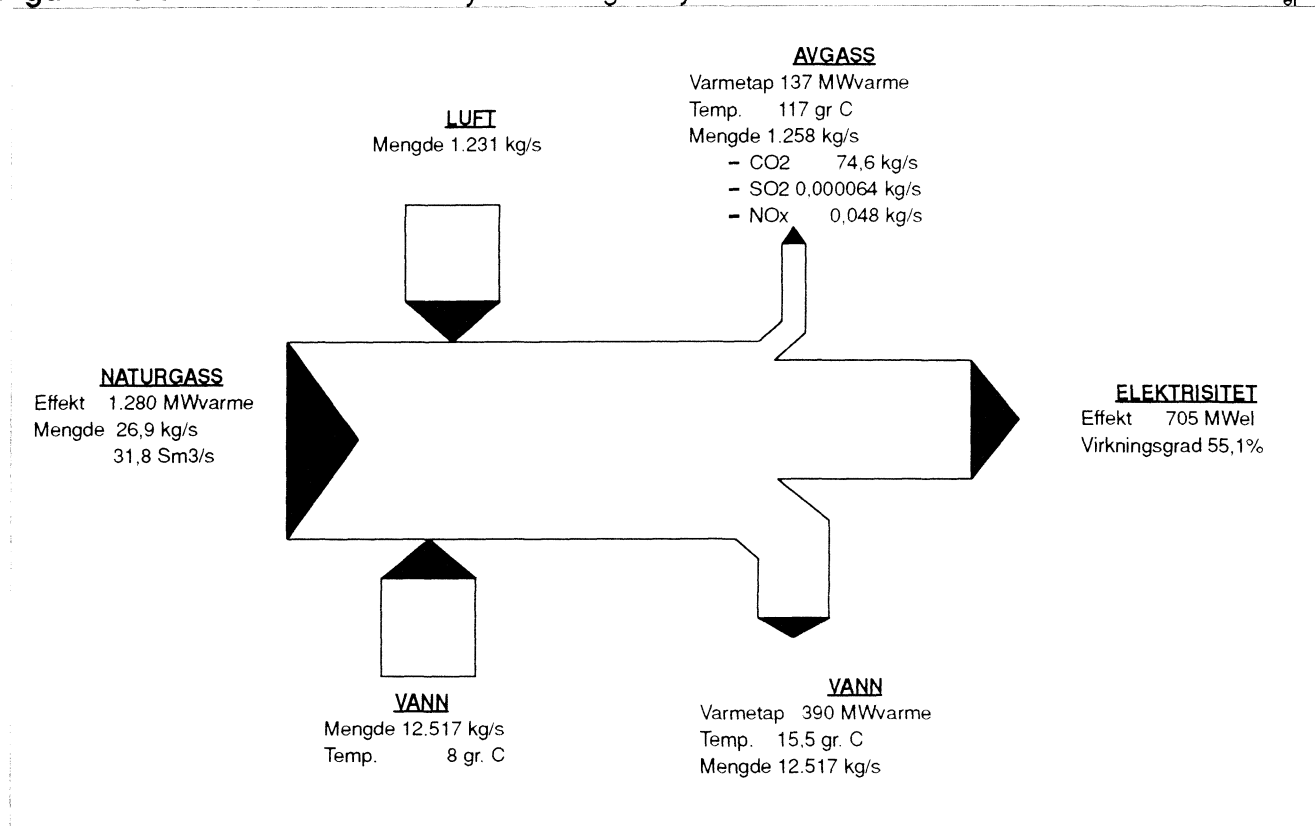
På figur 4.10.5 er det vist hovedstrømmene for et gassfyrt kombinert anlegg og for et gassturbinverk med effekt på 700 MW_{el}, henholdsvis 150 MW_{el} og virkningsgrader på 48, henholdsvis 32 % (KNE).

Fig. 4.10.5: Hovedstrømmene knyttet til gasskraftverk



Tilsvarende strømningsbilde for et kombikraftverk med effekt 705 MW_{el} og virkningsgrad 55,1 % er vist på figur 4.10.6 (23).

Figur 4.10.6: Hovedstrømmer knyttet til et gassfyrte kombinert kraftverk med effekt 705 MW_{el}.



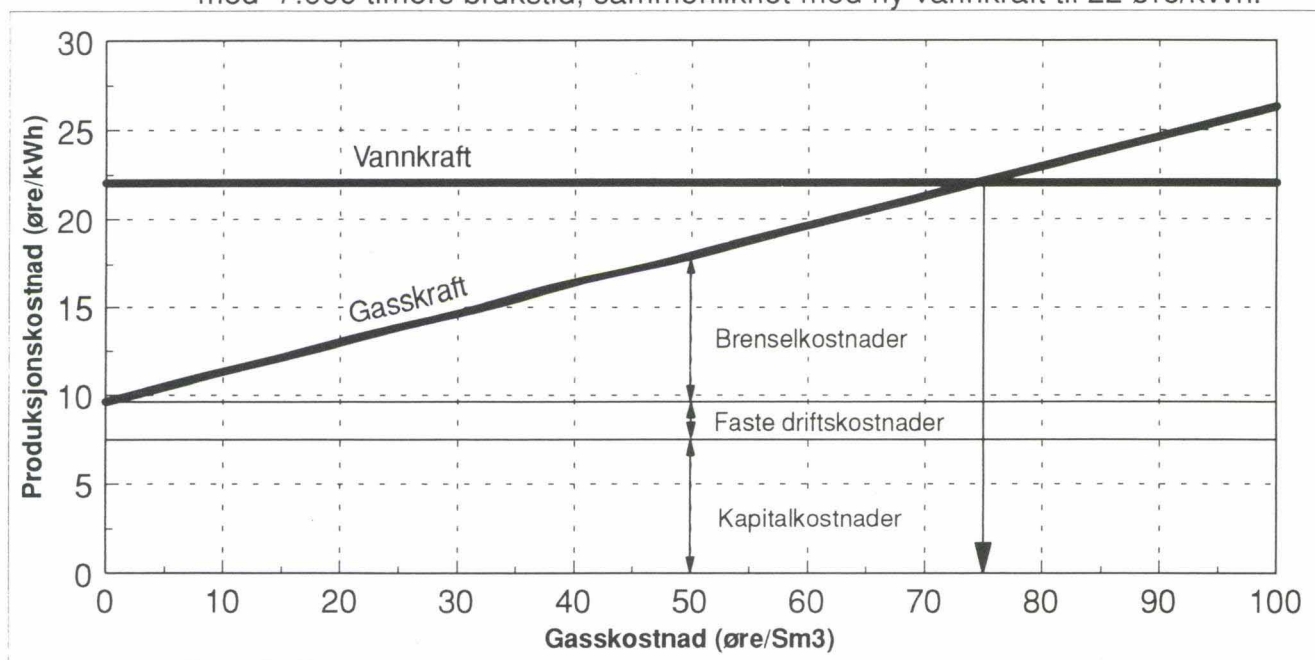
4.11 Innpassing av gasskraft - Systemmessige vurderinger.

I NVE's utredning "Gasskraft i Norge" (23) er ny vannkraft antatt å koste 22 øre/kWh ved tidspunktet for eventuell introduksjon av gasskraft i systemet. Trekket en horisontal linje ved denne produksjonskostnaden i figur 4.11.1, som viser gasskraftkostnader ved 7000 timers driftstid pr år, kan maksimal betalingsevne for naturgassen avleses langs grunnlinjen.

Gasskraftverket er her regnet å bestå av store enheter med tre-trykks damp turbinprosess med mellomoverheting. Samlet virkningsgrad ca 55% (23).

Av figuren ser man at i et slikt gasskraftverk må naturgassen koste under 74 øre/Sm³ hvis innpassing av gasskraft skal være lønnsomt.

Figur 4.11.1: Produksjonskostnader for kraft produsert i gasskraftverk av kombinerttypen med 7.000 timers brukstid, sammenliknet med ny vannkraft til 22 øre/kWh.

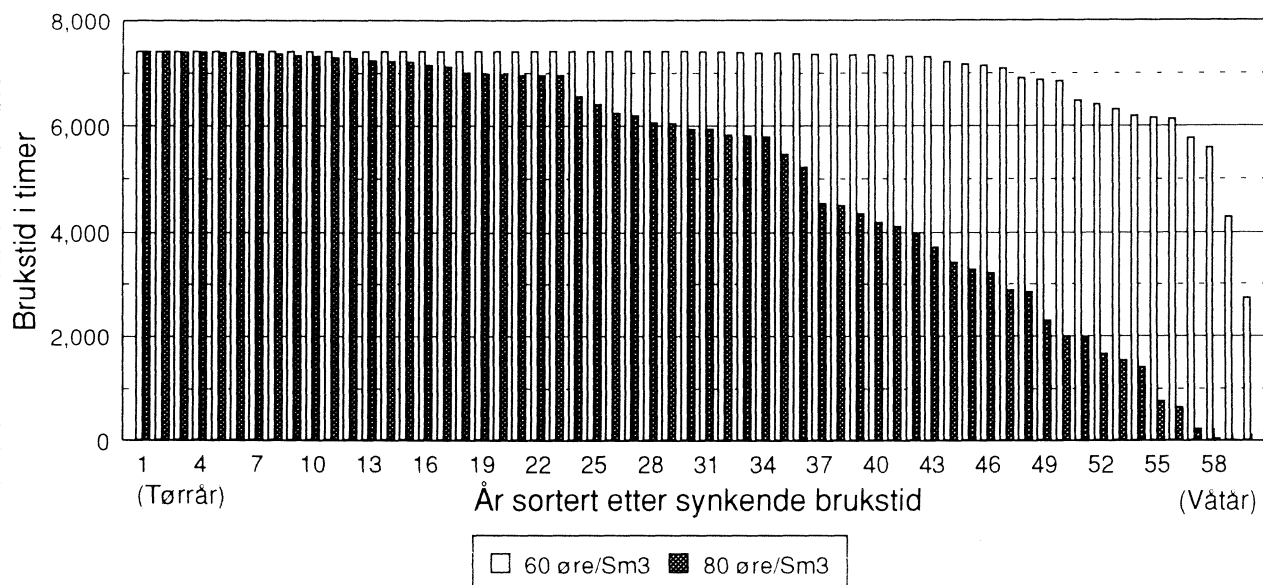


Det forutsettes at driften av et eventuelt kombikraftverk styres av de marginale driftskostnadene i kraftsystemet og av gassprisen. Kraftsystemet vil da tilpasse seg en driftsstrategi som gir lavest mulig driftskostnad. Gasskraftverket stoppes når vannkraftproduksjonen er så høy at den gir lavere likevektspriser enn de variable driftskostnadene i gasskraftverket.

For å beregne produksjon, eksport/import og likevektspriser i Norge er det i (23) benyttet en driftsmodell for elproduksjonssystemet, kalt EFI's Samkjøringsmodell. Samkjøringsmodellen inneholder en detaljert beskrivelse av kraftsystemet i Norden og deler av Kontinentet. Den er en driftsmodell hvor etterspørsel etter el og kapasiteten i elproduksjonssystemet er bestemt eksogent. Modellen betrakter tilsiget til vannkraftverkene som en stokastisk variabel, og driften av hele kraftsystemet optimaliseres med hensyn på å dekke etterspørselen til lavest mulig variabel driftskostnad.

Brukstiden for et kombikraftverk varierer med de ulike tilsigsår og med gassprisen. I våår reduseres den til 0 med en gasspris på 80 øre/Sm³, som vist i figur 4.11.2.

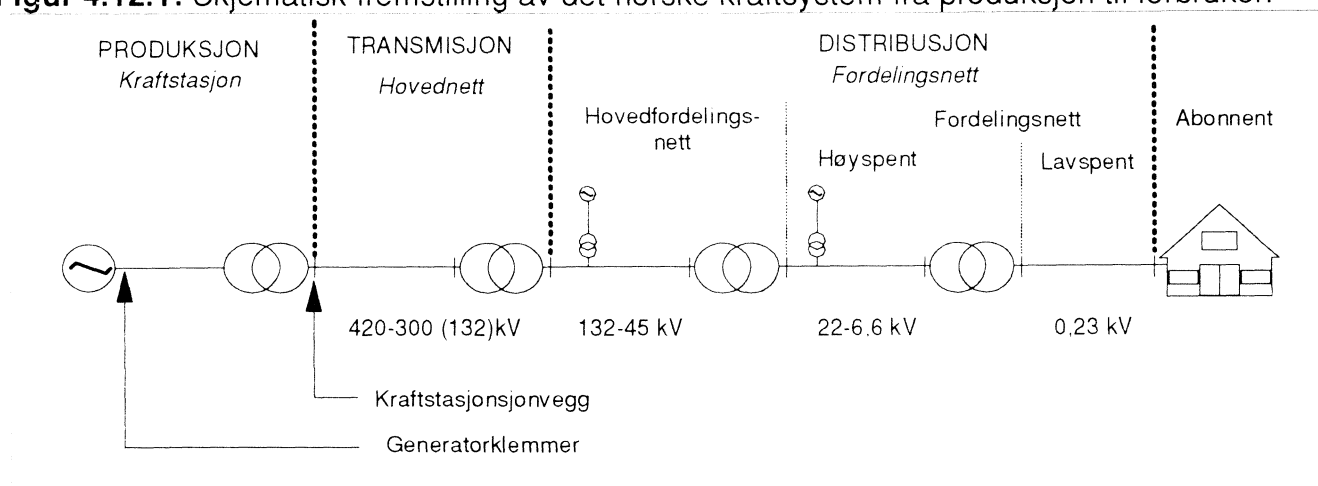
Figur 4.11.2: Utnyttelsen av et kombikraftverk over 60 tilsigsår med en gasspris på 60 og 80 øre/Sm³ og med tillegg av en CO₂ - avgift i Norge på 160 kr/tonn CO₂.



Ved relativt lave gasspriser og gode utvekslingsmuligheter mot utlandet vil brukstiden for et kombikraftverk bli lang. Kombikraftverket vil da fungere som et grunnlastverk. Med høyere gasspriser og/eller CO₂-avgifter kan driftskostnadene bli så høye at gasskraftverket bare vil bli benyttet i år med meget høye kraftpriser. I så fall blir det å utnytte som et tørrårsverk.

4.12 Kraftoverføringsanlegg.

Elektrisk kraft produseres i kraftstasjoner og leveres inn på overføringsnettet for deretter å bli transportert ut til den enkelte forbruker. Overføringsnettet omfatter luftledninger eller kabler på forskjellige spenningsnivåer. Figur 4.12.1 viser en skjematisk fremstilling av det norske kraftsystemet fra produksjon til forbruker.

Figur 4.12.1: Skjematisk fremstilling av det norske kraftsystem fra produksjon til forbruker.

Investeringskostnadene for luftledninger er i hovedsak sammensatt av kostnader til master, strømførende liner, isolerende oppheng, samt transport og montasje. Kabelkostnadene er sammensatt av kostnader til grøfter, kabel, utlegging og montasje, samt til skjøter og muffe.

Med referanse til NVEs publikasjon 16/93 (24) kan investeringskostnadene i overføringsnettet anslås som vist i tabell 4.12.1. Kostnadene inkluderer foruten material- og entreprenørkostnader også kostnader for grunnerstatninger, renter i byggetiden og investeringsavgift m.v.

Tabell 4.12.1: Typiske anslag for investeringskostnader i overføringsnettet (24).

Spenningsnivå	Kabelanlegg (mill. kr/km)	Luftledning (mill kr/km)	Kostnadsforhold (Kabel : Luftledning)
22 kV	0,4	0,25	Ca 1,6 : 1
45 og 66 kV	2,0	0,7	Ca 3 : 1
132 kV	4,0	0,9	Ca 4 : 1
300 kV, 1 kabelsett	10,0	2,4	Ca 4 : 1
300 kV, 3 kabelsett	28,0	3,4	Ca 8 : 1
420 kV, 3 kabelsett	41,0	3,4	Ca 12 : 1

For luftledninger er de årlige drifts- og vedlikeholdskostnadene anslått å være i størrelsesorden 1,5 - 2,0 % av investeringskostnadene, mens det tilsvarende anslag for oljekabler er på 0,5 - 1,5 % og for PEX - kabler på 0,2 - 0,3 % (24).

Overføringssystemet dimensjoneres slik at det oppfyller kravene til stabilitet og pålitelighet. For den enkelte overføringsforbindelse er maksimal overføringsevne det viktigste kravet. En

økonomisk optimal dimensjonering tar i tillegg hensyn til tapskostnader og drifts- og vedlikeholdskostnadene. Tabell 4.12.2 viser i hvilke effektområder optimal overføringskapasitet ligger for ulike ledningsnett og spenningsnivåer (24).

Tabell 4.12.2: Spenningsnivå og typiske intervall for overføringskapasitet (24).

Spenningsnivå	Overføringskapasitet (MVA)	Typisk årlig energioverføring (GWh) (Antar gjennomsnittlig last = 30 % av maksimallast).
45 kV	Ca 35 - 85	300
66 kV	Ca 50 - 125	400
132 kV	Ca 100 - 1000	800
300 kV	Ca 400 - 1000	3000
420 kV	Ca 500 - 3000	7000

De økonomiske levetider for luftledninger og kabelanlegg kan forutsettes som vist i tabell 4.12.3 (24).

Tabell 4.12.3: Levetider for forskjellige typer anlegg (i antall år).

Type anlegg	Kabelanlegg		Luftledninger	
	PEX - kabler	Oljekabler	Tremaster	Stålmaster
Teknisk levetid	> 25	35 - 40	> 25	> 40
Økonomisk levetid	25	25	25	40

Det samlede energitap i det norske elkraftsystemet, medregnet egetforbruket i kraftstasjonene, anslås for tiden til:

Alminnelig forsyning:	10 %
Kraftkrevende industri:	3 %
Eksport:	7 %
Elektrokjeler:	7 %

Tallene er referert nettoforbruket.

5. NYE FORNYBARE ENERGIKILDER

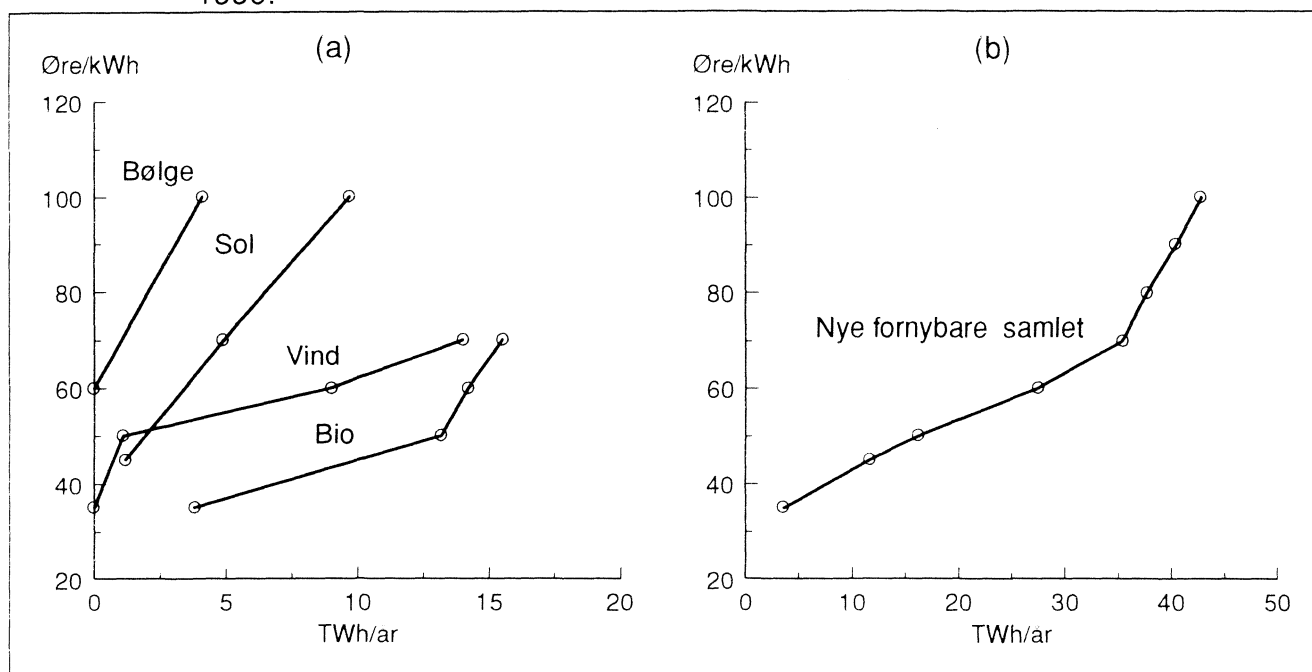
5.1 Potensial og integrasjonskostnader.

Norge har gode muligheter til å redusere sin avhengighet av fossilt brensel. Disse muligheter er nær knyttet til utnyttelsen av vannkraftsystemet, nye fornybare energikilder, bruk av varmepumper og energiøkonomisering. I NVE-rapport E-2/90 er det redegjort for potensialet for utnyttelse av nye fornybare energikilder og de kostnader som kan forventes dersom disse energikilder tas i bruk.

NVE-rapporten viser at det foreligger et samlet utbyggbart potensial på rundt 20 TWh/år regnet som nyttiggjort energi (termisk + elektrisk) med en kostnad lavere enn 50 øre/kWh for sol-, vind-, bio- og bølgeenergi. Energi fra avfall er i denne sammenheng regnet med som en del av bioenergi-potensialet.

Figur 5.1.1 a-b viser potensialet for nye fornybare energikilder i Norge, (a) som funksjon av utbyggingskostnadene for hver enkelt energikilde og (b) samlet. Potensialet er her beregnet ut fra den teknologi som forventes å eksistere ved ca år 2000. Utbyggingskostnadene i figuren er angitt i pengeverdi 1990. For illustrasjonsformål kan imidlertid kurvene også benyttes for pengeverdi 1994.

Figur 5.1.1: Utbyggbart potensial for fornybare energikilder, (a) som funksjon av utbyggingskostnadene for hver enkelt energikilde og (b) samlet. Pengeverdi 1990.



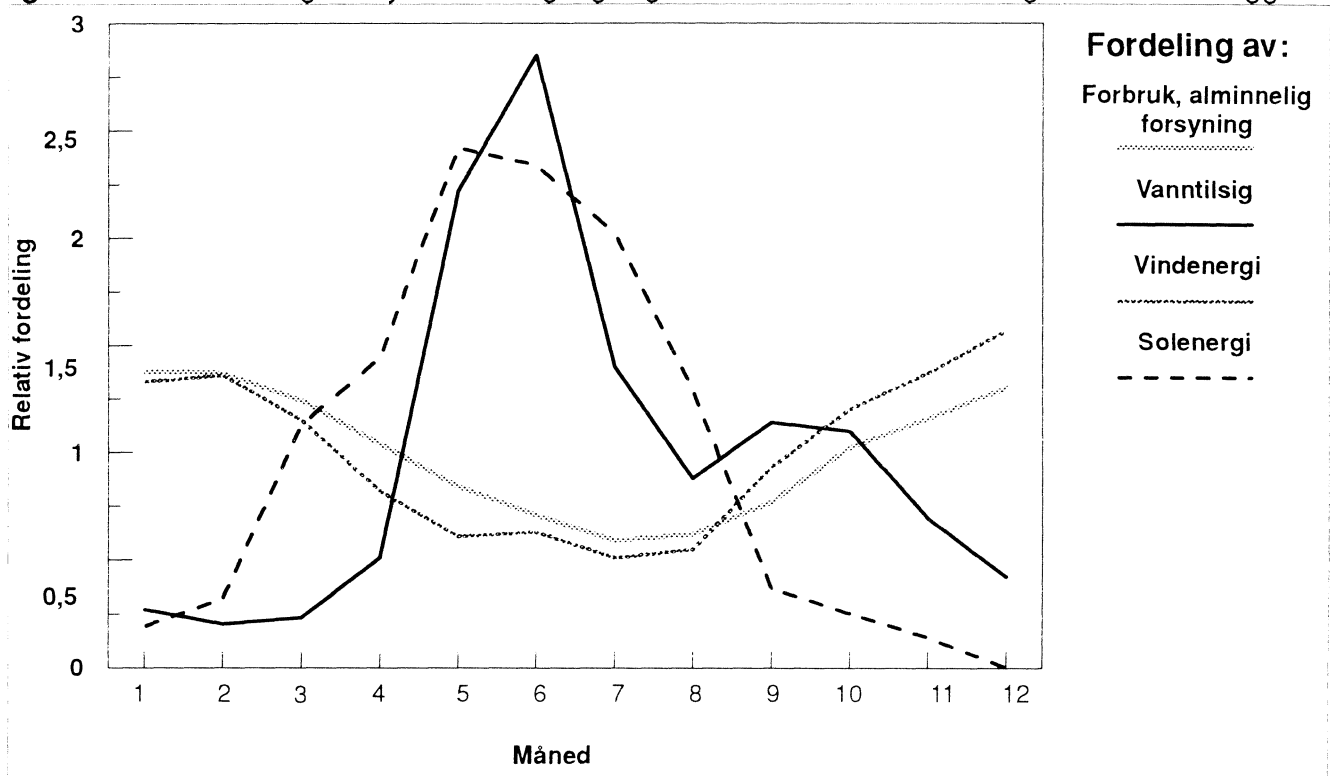
For vind- og bølgeenergi er potensialene og kostnadene først og fremst avhengig av teknologi og naturgitte forhold samt tilgjengelige arealer. De data som er lagt til grunn for sol- og bioenergi er i større grad knyttet til samfunnsstyrte forhold som fornyelsestiltak i

bygningmassen, samt industri- og landbruksutviklingen.

Enhver dekning av etterspørsel etter energi fra et nytt anlegg vil føre med seg kostnader i tillegg til investeringer og driftskostnader i energianlegget. Kostnadene skyldes overføringskostnader fra produksjonssted til forbruker og investeringer i produksjonsreserve, samt kostnader for å kunne dekke etterspørselen ved redusert leveringsevne i det aktuelle anlegget. Disse tilleggskostnader benevnes her som systemets integrasjonskostnader for å kunne dekke etterspørselen momentant og over året.

Figur 5.1.2 viser at sesongfordelingen av mulig produksjon fra vindkraftanlegg er gunstigere når det gjelder å dekke forbruksvariasjonene over året enn energitilgangen fra vannkraftverk vurdert ut fra vanntilsiget til et elvekraftverk. Dette indikerer at behovet for sesonglagring av energi fra vindkraftverk kan være lite, men det må nødvendigvis være adgang til utjevning ved korttidslagring.

Figur 5.1.2: Fordeling av nyttbar energitilgang over året for vind-, sol- og vannkraftanlegg .



Energitilgangen fra solenergianlegg har ikke så gunstig årsprofil som vindkraft, men den kan ligge høyt allerede i mars-april, mens vannkraftanleggene fremdeles må tappe fra magasinene.

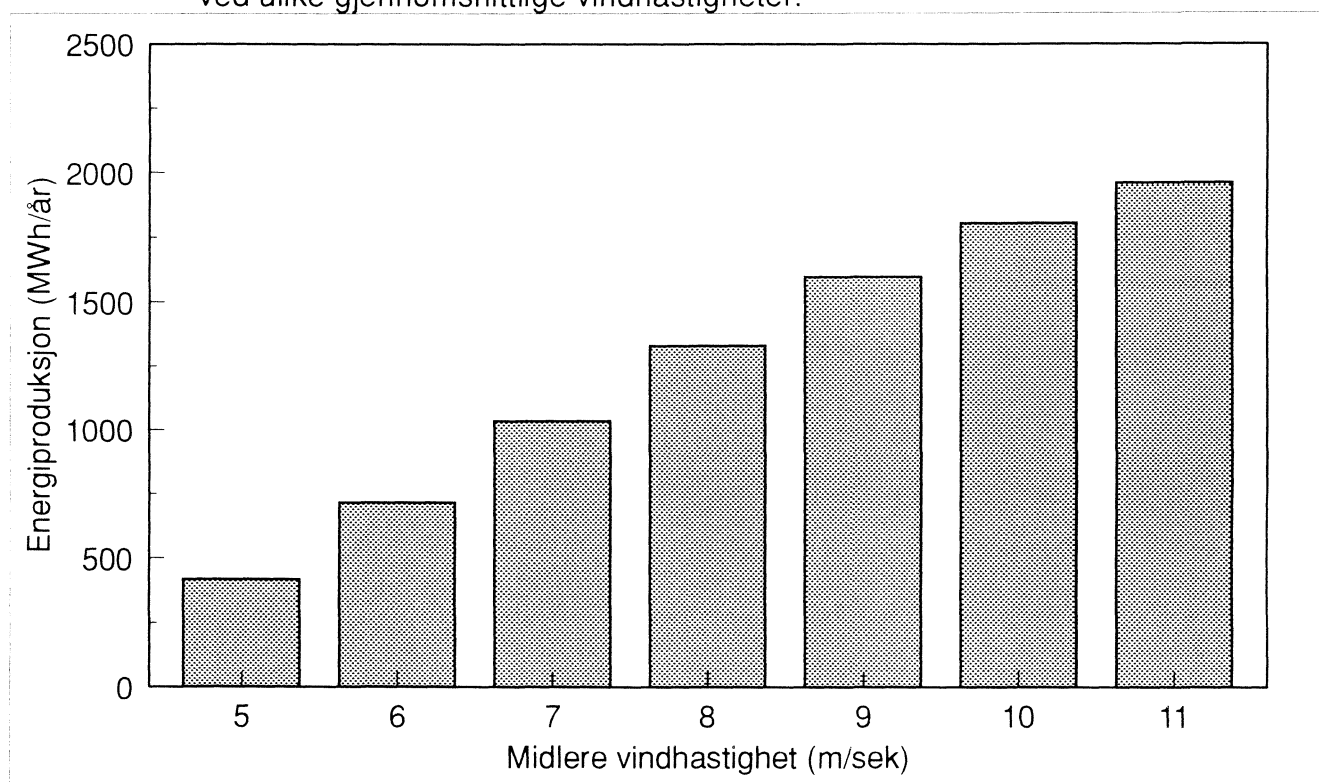
En samordnet planlegging på utbyggings- og driftssiden mellom vannkraft og nye fornybare energikilder som sol-, vind- og bølgekraft gir muligheter for at slike energislag kan gi kostnadseffektive bidrag til det norske energisystemet. Enøk-tiltak og bruk av varmepumper

kan også gi positive bidrag, uten at dette er behandlet i denne sammenheng.

5.2 Vindenergi

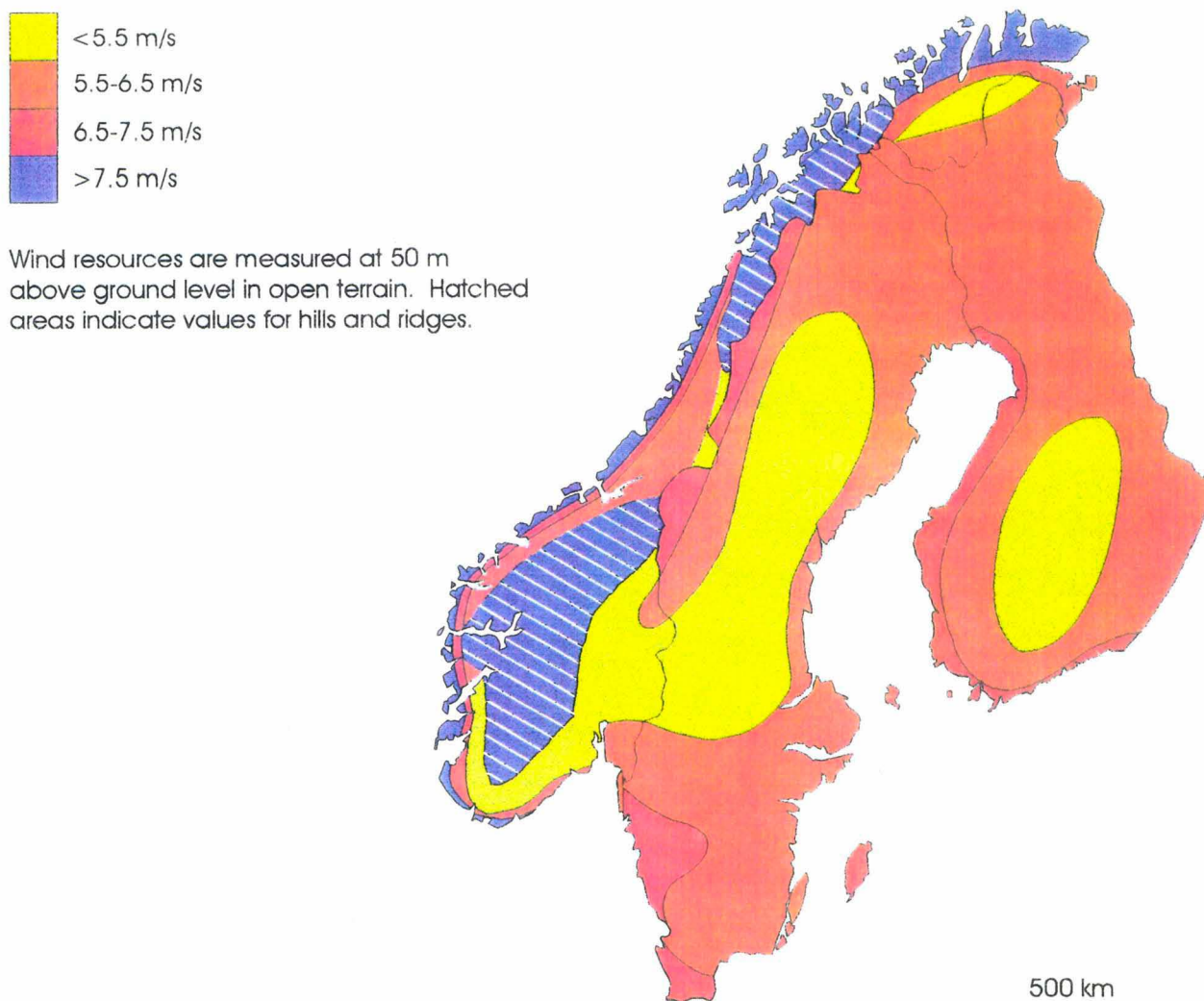
Gjennomsnittlig vindhastighet over året, luftens tetthet (vekt/volumenhet), vindkraftverkets nominelle størrelse (effekt) og tilgjengelighet m.v. er avgjørende for hvor mye elektrisk energi et vindkraftverk vil kunne produsere. I figur 5.2.1 er anslått årlig elektrisitetsproduksjon for et 400 kW vindkraftverk vist ved forskjellige gjennomsnittlige vindhastigheter (26).

Figur 5.2.1: Årlig energiproduksjon fra et 400 kW vindkraftverk plassert på norskekysten ved ulike gjennomsnittlige vindhastigheter.



Vindressursgrunnlaget i Norge, Sverige og Finland, angitt som midlere vindhastighet i åpent terreng 50 m over bakken, er angitt i figur 5.2.2 (25).

Figur 5.2.2: Vindressurser i Norge, Sverige og Finland angitt som midlere vindhastighet (m/s) i åpent terreng 50 m over bakken. Skraverte områder indikerer kupert terreng (25).



For å illustrere forholdene er teknisk/økonomiske data og produksjonskostnader 1994 for en del norske vindkraftverk vist i tabell 5.2.1. De samfunnsøkonomiske kostnader er beregnet ut fra følgende forutsetninger:

Økonomisk levetid for vindkraftverk:	25 år
Kalkulasjonsrente	7%
Drifts- og vedlikeholdskostnad pr år	2,5% av investeringskostnadene
Årsproduksjon	1994

De bedriftsøkonomiske produksjonskostnadene er beregnet ut fra kraftselskapenes kapitalkostnader og de registrerte driftskostnader.

Tabell 5.2.1: Produksjonskostnader og tekniske data for en del norske vindkraftverk.

Anlegg	Smøla	Andøya	Vesterålen	Vikna-I	Vikna-II
Byggeår	1989	1991	1991	1991	1993
Installasjon. kW _{ei}	1x300	1x400	1x400	3x400	2x500
Anleggskostnader, 1000 kr	2.784	3.676	4.200	13.229	12.134
Anleggskostnader, kr/kW _{ei}	9.280	9.190	10.500	11.024	12.134
Kapitalkostnad, 7%, 25 år, i 1000 kr	238,8	315,4	360,4	1.135,0	1.041,0
Driftskostnad, 2,5%, i 1000 kr	69,6	91,9	105,0	330,7	303,3
Årskostnad, 1000 kr	308,4	407,3	465,4	1465,7	1344,3
Årstilgjengelighet i % 1994	95	90,3	98,5	96,6	98,5
Årsproduksjon i 1000 kWh _{ei} 1994	587,3	989,2	1.156,4	3.448,2	2.816,4
Kapasitetsfaktor 1994	0,22	0,28	0,33	0,33	0,32
Samf. øk. prodkost. i kr/kWh _{ei}	0,52	0,41	0,40	0,42	0,47
Bedr. øk. årsk. i 1000 kr	228,0	111,5	238,2	1.640,0	
Bedr. øk. prod.k. i kr/kWh _{ei}	0,38	0,11	0,20	0,26	

Norske erfaringer med vindkraft så langt viser at selv om energiproduksjonen kan være forholdsvis høy, må investeringskostnadene, regnet i kr/kW installert effekt, reduseres ganske vesentlig før vindkraft kan komme til alminnelig anvendelse.

5.3 Bioenergi

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

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

Den totale produksjonen av biomasse i Norge representerer en brutto energimengde på ca 250 TWh/år. 10-12 TWh brutto benyttes i dag til bioenergiproduksjon. Av dette gir skog-industrien en netto produksjon på rundt 5 TWh, fjernvarmeverk leverer i underkant av 1 TWh, og vedfyringen representerer netto i overkant av 2 TWh. Det er fullt mulig å øke brutto bioenergiproduksjon til ca 30 TWh/år. Med de forskjellige råstoffene som benyttes og varierende omformingsmetoder, er prisspekteret for bioenergi spesielt stort. Bioenergi produseres til priser som varierer fra 3-4 øre/kWh til opp mot 50 øre/kWh. Hovedtyngden av bioenergiproduksjonen ligger på 15-30 øre/kWh levert varme.

Nedenfor er det gitt noen eksempler på priser fra eksisterende bioenergianlegg i Norge.

- 1) El- produksjon fra deponigass - eks: Anlegg i Rådal.
Deponigassanlegget i Rådal utenfor Bergen produserer ca 750 Nm³ biogass i timen. Gassen benyttes som brensel i en Ulstein gassmotor med generator som produserer 1,3 MW el-kraft. El-kraften leveres på nettet til Bergen Lysverker til rundt 20 øre/kWh.
- 2) Kraft-/varmeproduksjon i skogindustrien - eks: Follum fabrikker.
Follum fabrikker har investert i et biobrenselanlegg med maks effekt på 33 MW. I tilknytning til anlegget er det montert mottrykks turbiner som kan produsere maks 7 MW el-kraft. Bedriften benytter avfallsbark og slam fra egen produksjon (ca 125 GWh/år). I tillegg benyttes noe innkjøpt biobrensel (ca 55 GWh). Energikostnadene er stipulert til i overkant av 5 øre/kWh for varme og i overkant av 10 øre/kWh for el-kraft.
- 3) Flisfyring - eks: Energigården, Eidsalm gård.
I 1993 installerte Energigården et nytt flisfyringsanlegg for oppvarming av driftsbygninger og bolighus. Anlegget har en maks effekt på 115 kW_v, og produserer ca 150 MWh varme pr. år. Prisen for levert tørr skogsflis er kalkulert til 15 øre/kWh_v. Prisen for varme levert sentralvarmeanlegget er 25 øre/kWh_v.
- 4) Fjernvarme - eks: Kirkenær varmesentral.
Fjernvarmeanlegget på Kirkenær eies og drives av Hedmark Energi AS. Den barkfyrte kjelen i anlegget er på 2,4 MW, og leverer rundt 5 GWh varme pr år. Barken leveres anlegget til rundt 20 kr/lm³, omregnet til i overkant av 3 øre/kWh brutto brennverdi. I 1993 ble varmen levert abonnentene til 28 øre/kWh.
- 5) Vedfyring.
Vedfyring er en viktig energibærer for oppvarming av boliger i Norge. Total netto energiproduksjon fra vedfyring ligger anslagsvis på over 2 TWh. Økt bruk av vedfyring i kuldeperiodene gir gunstig avlastning på overføringsnettet for el-kraft. Lønnsomheten for vedfyring varierer med vedprisen, prisen på ovn og fyringsvanene (virkningsgrad). Med nedskrevet ovn og selvhogst på hobby-basis kan kWh-prisen komme ned mot 2-3 øre. Ved investering i ny ovn og bruk av innkjøpt ved, kan kWh prisen ligge på i overkant av 40 øre.

5.4 Solenergi.

Den årlige innstrålingen mot takflaten på et rimelig godt isolert småhus utgjør omlag 10 ganger det totale oppvarmingsbehovet for bygget. Solvarme kan brukes både til oppvarming av varmt tappevann og til romoppvarming.

Passiv solvarme er utnyttelse av solenergi ved å legge vekt på bygningsutforming og plassering uten bruk av tekniske installasjoner. For norske klimaforhold vil en god utforming kunne redusere oppvarmingsbehovet i et småhus med 15-25%. Kostnadene for passiv solvarme er svært vanskelig å angi, da dette er sterkt avhengig av byggets form. Det er ofte tradisjonelle bygningsmaterialer som benyttes på en annen måte, og som derfor i utgangspunktet ikke fører til økte kostnader ut over vanlig byggevirksomheten. Begrunnelsen for å bygge passive solvarmeanlegg er ofte ikke energibesparelsen alene, men økte bomessige kvaliteter.

Aktive solvarmeanlegg kjennetegnes ved at varmetransporten skjer ved bruk av pumper og/eller vifter. Aktiv solvarme utnyttet for varmtvannsberedning, kan i sommerhalvåret gi relativt godt utbytte med små korttidslagre.

Med underlag fra Danmark, Sverige og Norge kan det forventes følgende kostnadsnivåer og energiutbytte for komplette aktive solvarmeanlegg, regnet pr. m² solfanger:

Tabell 5.4.1: Kostnadsnivå og energiutbytte for aktive solvarmeanlegg.

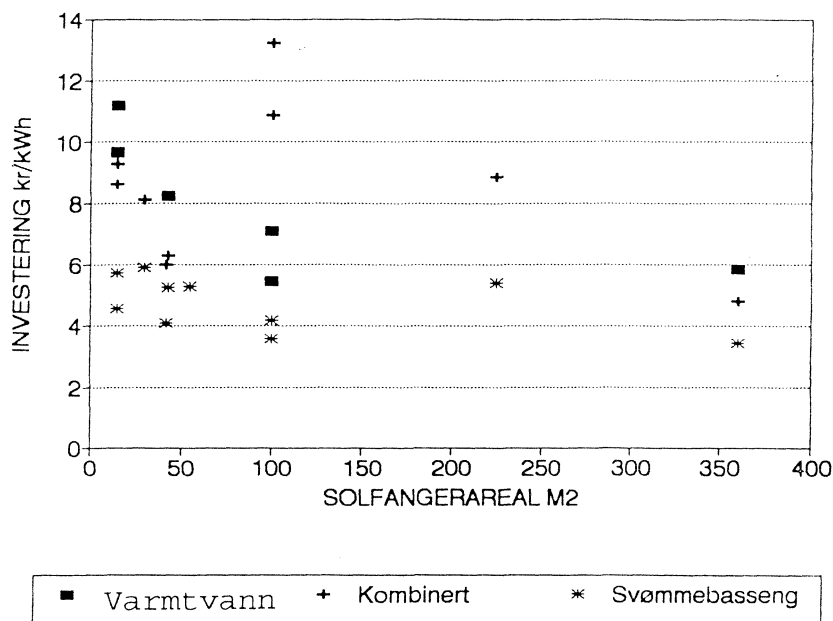
Type anlegg	Kostnadsnivå (kr/m ²)	Energiutbytte (kWh _v /m ²)
Mindre varmtvannsanlegg, ca 5 m ²	3000 - 5000	300 - 450
Større varmtvannsanlegg, 50-250 m ²	2000 - 3500	300 - 500
Fjernvarme, > 500 m ²	1400 - 3000	400 - 550
Fjernvarme m. sesongvarmelager, > 500 m ²	1900 - 4000	400 - 550

Det årlige produksjonsvolum er en vesentlig faktor for kostnadsnivået. Små serier av solfangere og lite erfaring med montasjen er kostnadsdrivende. Dersom man ser på mindre varmtvannsanlegg for småhus (ca 5 m²), vil prisene ligge i det øvre nivå ved årlig produksjon av mindre enn 1000 anlegg. Dersom årsproduksjonen kan komme opp over 6.000 anlegg, vil prisene ligge i det nedre nivå. En viktig faktor er også hvorvidt varmelagertanken blir en ekstra kostnad, dvs om det er nybygg eller berederutskifting slik at kostnader for ordinær bereder kan trekkes fra i merinvesteringen.

I 1992 og 1993 ble det gitt støtte til investering i solvarmeanlegg gjennom det norske solenergiprogrammet i NTNf, finansiert med midler fra NVEs introduksjonsprogram. Støtten som ble gitt som en engangsstøtte, var henholdsvis 3 kr og 2,5 kr pr årsprodusert kWh_v. I en

evaluering av ordningen i 1994 ble investert kapital pr kWh_v uten støtte sammenlignet med størrelsen på solfangeren. Resultatet er gjengitt i figuren nedenfor:

Figur 5.4.1: Støtteordning - Sol.



Solstrøm/solceller

Solceller har til nå utgjort det alt vesentlige av det kommersielle solenergimarkedet i Norge. Totalt er det installert omlag 60.000 hytteanlegg. Dette tilsvarer omlag 2,5 MW installert effekt, som ville kunne levere omlag 2,0 GWh/år. Den faktiske energileveransen er nok vesentlig lavere da anleggene ikke er belastet i store deler av året.

De silisiumceller som nå er i bruk har en virkningsgrad på 5-15%. Dette svarer til en maksimal årlig elproduksjon på 50-150 kWh/m² i den sydlige halvpart av Norge. Prisen på solcellemoduler har stagnert de siste par år etter en lengre tids prisfall. Prisene forventes imidlertid å bli ytterligere redusert i årene fremover. I dag er typisk pris for solcellemodulene ca. 30.000 kr/kW spisseffekt. I tillegg kommer øvrige kostnader til stativer, regulering etc., slik at den totale anleggspris typisk vil ligge på 60.000 kr/kW spisseffekt. Dette gir energipriser i området 5 kr pr. årsprodusert kWh, hvilket er betydelig over et interessant nivå for alminnelig norsk energiforsyning. På avsidesliggende steder og til dekning av små behov (jfr hytter) kan imidlertid dette kostnadsnivået være konkurransedyktig.

REFERANSER

1. ER-notat nr 2/93: Økonomiklassifisering pr 01.01.92.
2. Statkraft -D-notat 107/90: Kostnadstall for termiske kraftverkstyper, januar 1990.
3. NVE, Avdelingsrapport E 2/90: Klimarelaterte problemstillinger og energisektoren. Nye fornybare energikilder og vannkraft.
4. Robert Smock, Power Engineering International, March/April 1995: International Energy Outlook. Target: 60% thermal efficiency.
5. Private Power Executive, March/April 1995.
Thechnology Update: SCR Emmissions Controls are proven, safe and economical.
6. Kostnader for kraftverksprosjekter
NVE publikasjon nr E3-1989.
7. Kostnader for kraftverksprosjekter pr 01.01.1990
NVE publikasjon nr 9-1991.
8. Kostnader for kraftverksprosjekter pr 01.01.1992
NVE publikasjon nr 20-1993.
9. Energi/miljøavgifter
NORDVARME-Bulletin mai 1994.
10. Projected costs of generating electricity -Update 1992
OECD/IEA Rapport-ISBN 92-64-14020-4.
11. Har kärnkraften någon framtid i USA
Sveriges tekniska attacheer 1993.
12. Uranium -1993 resources, production and demand
OECD-IAEA.
13. Gas power conferance - Oslo 25 mai 1994
 - a) Gasskraft - Nye muligheter for norsk industri
Tore Amundsen - Kværner Energy.
 - b) Natural gas for power generation in Europe
Peter Bogin - CERA.
14. Propanpriser
Platts LPG Gaswire år-87-94.
15. Kullpriser
SCANCEM år 87-94.

16. Olieberetning 1993
Oliebransjens fællesrepresentation-DANMARK ISSN-0109-3916
17. Kjelforeningen-Norsk Energi Energikalenderen -1994.
18. NOx-utslipp ved gasskraftverk.
NVE ER-notat nr. 12/93.
- 19- Industri-el.Produksjon
Kjelforeningen-Norsk Energi 1978.
20. Gassturbinanlegg i Oslo
Oslo Lysverker år 1986.
21. Div. samtaler Jan Sandviknes har hatt med bransjefolk.
22. SINTEF Varmeteknikk: Gasskraftteknologi,
STF 15 F94079, november 1994.
23. NVE-rapport til NOE: Gasskraft i Norge, februar 1995.
24. NVE-publikasjon 16/93: Jordkabel som alternativ til luftledning. Sammenligning av økonomi og tekniske forhold ved spenninger over 22 kV.
25. IEA R&D Wind, Annex XIII: Large Wind Energy Systems, Report December 1993.
26. NVE- publikasjon 23/92: Vindkraft.

VEDLEGG A: Vannkraftpotensialet pr 1.1.1995 fordelt på utbyggingskostnader

Midlere årsproduksjon i GWh, referert tilsigsperioden 1931-90.

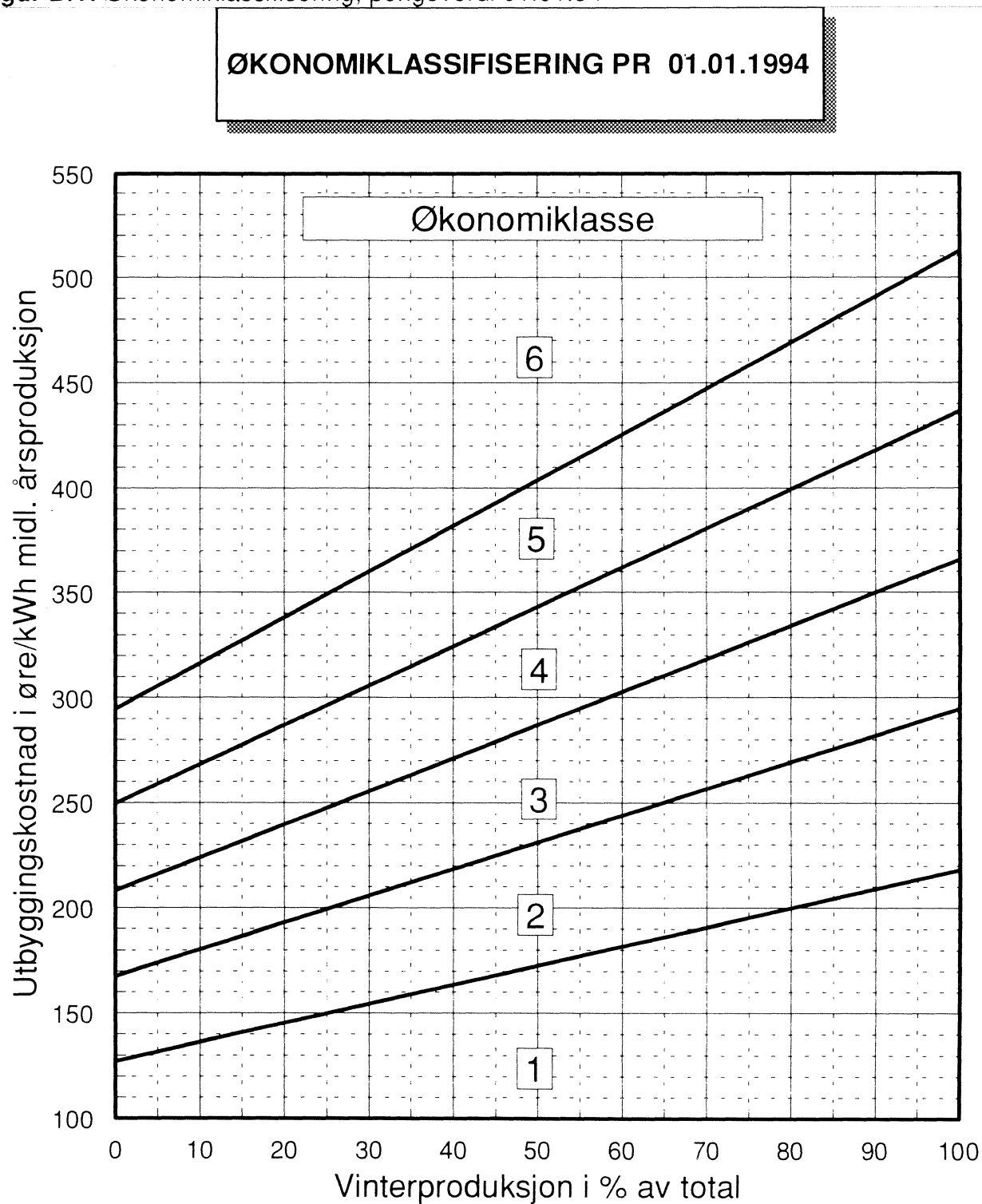
Tabell A 1: Fylkesvis fordeling av vannkraftpotensialet

	UTBYGD BYGGING	UNDER KONSESJON GITT	UNNTATT FRA SP	SP I	SP II	IKKE BEHAND- LET	VERNET	SUM
ØSTFOLD	4,115.6	0.0	0.0	0.0	0.0	12.5	19.9	4,148.0
AKERSHUS	894.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	73.7	968.1
OSLO	19.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	19.7
HEDMARK	2,262.7	0.0	15.9	0.0	535.9	411.2	2,638.9	5,932.9
OPPLAND	5,585.7	0.0	60.2	29.0	2,215.5	1,138.3	3,507.1	12,883.2
BUSKERUD	8,958.1	83.7	0.0	265.7	549.4	440.4	988.2	11,346.1
VESTFOLD	16.1	0.0	31.2	0.0	0.0	163.9	0.0	211.3
TELEMARK	12,188.6	75.6	109.5	251.3	535.3	211.3	675.8	14,109.5
AUST-AGDER	4,026.9	231.2	23.4	0.0	1,154.2	175.2	319.9	6,094.6
VEST-AGDER	8,504.2	9.3	0.0	27.9	762.7	403.6	755.7	10,558.9
ROGALAND	9,915.9	0.0	0.0	276.1	1,916.5	797.9	1,144.1	14,245.0
HORDALAND	14,372.3	112.9	61.6	96.1	1,308.0	465.0	6,700.4	23,298.7
SOGN OG FJORDANE	11,745.4	33.0	0.0	430.1	2,060.1	1,046.1	6.4	20,546.6
MØRE OG ROMSDAL	5,289.4	3.3	126.5	370.3	592.6	743.3	3,221.9	10,371.8
SØR-TRØNDELAG	4,009.0	0.0	0.0	0.0	301.9	633.3	11.9	6,378.7
NORD-TRØNDELAG	2,846.7	0.0	0.0	0.0	919.3	163.0	38.6	5,958.7
NORDLAND	13,235.2	249.9	1,157.0	443.7	2,556.0	1,372.3	3,516.0	22,801.9
TROMS	2,451.7	0.0	0.0	0.0	255.2	405.4	0.0	5,022.9
FINNMARK	1,411.8	0.0	0.0	0.0	59.6	225.9	30.2	2,875.1
HELE LANDET	111,849.5	798.8	1,585.2	2,190.1	15,722.2	8,796.2	35,258.9	177,771.6

Tabell A 2: Gjenværende vannkraft fordelt på økonomiklasser.

	1	2	3	4	5	6	SUM
UNDER BYGGING	86.8	350.5	267.4	98.2	0.0	0.0	802.8
KONSESJON GITT	34.5	264.6	295.6	425.3	48.3	544.0	1,612.3
UNNTATT FRA SP	146.8	398.2	789.5	821.3	51.5	-4.8	2,202.4
SP I	1,739.0	3,398.2	5,297.1	4,373.0	754.0	178.3	15,739.7
SP II	793.8	1,730.4	1,805.3	2,068.7	1,218.3	1,234.5	8,851.0
IKKE BEHANDLET	440.0	585.9	71.4	232.5	190.1	49.6	1,569.5
SUM	3,240.9	6,727.7	8,526.1	8,019.0	2,262.2	2,001.8	30,777.7

Avviket i sumtallene for tabellene A 1 og A 2 er forklart i teksten.

VEDLEGG B: Økonomiklassifisering av gjenværende nyttbar vannkraft pr 01.01.1994**Figur B.1: Økonomiklassifisering, pengeverdi 01.01.94**

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

Adresse: Postboks 5091 Majorstua, 0301 Oslo

I 1995 ER FØLGENDE PUBLIKASJONER UTGITT:

- Nr 1 Magnus Køber og Inger Sætrang: Pris på elektrisk kraft til husholdninger 1995. (4 s.)
- Nr 2 Håkon Egeland og Hans Otnes: Lokal kraftsystemplanlegging. (11 s.)
- Nr 3 Jarl Øvstedal (red.): Stjørdalsvassdraget med Gråelva - En naturfaglig kunnskapsoppsummering. Referat fra fagmøte den 21. og 22. juni 1994. (91 s.)
- Nr 4 Ollianne Eikenæs og Steinar Pettersen: Prosjekt differensiert forvaltning av verna vassdrag. Sluttrapport fra utprøvningsfasen. (45 s.)
- Nr 5 Margrethe Elster: Sedimentundersøkelser i Etna-Dokka 1987-1993. (44 s.)
- Nr 6 Øistein Dalland og Per Einar Faugli (red.): Formidling og utvikling av kvaliteter ved vassdrag. Referat fra Landskonferanse 7.-9. juni 1994. (214 s.)
- Nr 7 Inger Sætrang (red.): Statistikk over overføringstariffer i regional- og distribusjonsnett 1995. (66 s.)
- Nr 8 Nils Haakensen (red.): Glasiologiske undersøkelser i Norge 1992 og 1993. (139 s.)
- Nr 9 Jan Habberstad: Kartlegging av vassdragsinngrep i Gaula. (23 s.)
- Nr 10 Sylvia Smith-Meyer: Geofaglig klassifisering av norske vassdrag. (109 s.)
- Nr 11 Sigrid Opedal: Kraftmarkedsundersøkelse pr 1.1.1995. (19 s.)
- Nr 12 Jarl Øvstedal: Forslag til referansevassdrag. (88 s.)
- Nr 13 Ketil Grasto og Magnus Køber: Avkastning på kapitalen i regional- og distribusjonsnettet. Regulering i 1993. (6 s.)
- Nr 14 Ole Kristian Spikkeland (red.): Sammenstilling av verneverdier og brukerinteresser i Sjøa, Atna, Grimeelva og Lyngdalselva. (67 s.)
- Nr 15 Ole Kristian Spikkeland (red.): Sammenstilling av verneverdier og brukerinteresser i Vossavassdraget, Gaulavassdraget og Rauma. (56 s.)
- Nr 16 Ole Kristian Spikkeland (red.): Sammenstilling av verneverdier og brukerinteresser i Ogna, Årgårdsvassdraget, Alsvågvassdraget, Reisavassdraget / Raisædno og Lakselva / Læv'dnjajåkka. (81 s.)
- Nr 17 Inger Sætrang (red.): Oversikt over vedtak i tvistesaker 1993. Tariffer og vilkår for overføring av kraft. (9 s.)
- Nr 18 Inger Sætrang (red.): Oversikt over vedtak i tvistesaker 1994. Tariffer og vilkår for overføring av karft. (9 s.)
- Nr 19 Børdal Strømme a.s., Statkraft Engineering as, NVE: Hallvard Stensby og Jan Slapgård: Kostnadsgrunnlag for vannkraftanlegg. (162 s.)
- Nr 20 NVK A/S Norsk Vandbygningskontor, NVE: Hallvard Stensby og Jan Slapgård: Kostnadsgrunnlag for mindre vannkraftanlegg (100-5000 kW). (62 s.)
- Nr 21 Rolf Brun HEAS, Knut Hofstad NVE, MM: Frittstående elforsyningsanlegg-driftsrapport
- Nr 22 Erling Solberg (red.): Kostnader for kraftverksprosjekter pr. 01.01. 1994. Pengeverdi og prisnivå januar 1994. (50 s.)